



ОТБОР КЕРНА
ГАЗОВЫХ
ГИДРАТОВ

АРХИТЕКТУРА
ПОДВОДНЫХ
СООРУЖЕНИЙ

ВЫБОР ПАВ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

7 [139] 2023

ISSN 2410-3837

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ
ДЛЯ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ
ОПЕРАЦИЙ



Входит в перечень ВАК (K1)

МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ



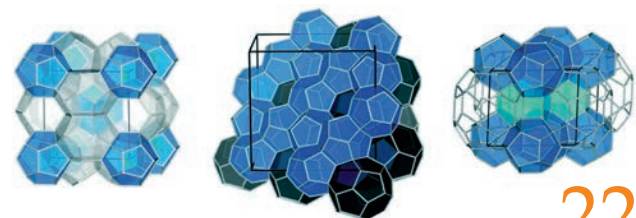
Мультимедийный проект о насыщенной истории «Газстройпрома», стройках века и современном этапе развития компании, которая сегодня реализует ключевые для нашей страны проекты в сфере нефтегазового строительства.



Определение глубины проникновения технологических жидкостей для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин

14

Технологии отбора керн газовых гидратов при бурении скважин



22

СОДЕРЖАНИЕ

Архитектура подводных нефтегазодобывающих сооружений

32

Выбор ПАВ для применения в буровых технологических жидкостях



42

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Нефть на брудершафт

6

Изменения в расчете экспортных пошлин на нефтепродукты

8

События

10

Первой строчкой

12

НЕФТЕСЕРВИС

Определение глубины проникновения технологических жидкостей для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин

14

Технологии отбора керн газовых гидратов при бурении скважин

22

НЕФТЕСЕРВИС

Азотные компрессорные установки для повышения энергоэффективности добычи: методы снижения затрат при эксплуатации скважин

28

Архитектура подводных нефтегазодобывающих сооружений

32

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровизация сварочного производства

40

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Выбор ПАВ для применения в буровых технологических жидкостях

42

Реологические свойства утяжеленных глинистых растворов на основе кембрийской глины в условиях солевой агрессии

50

Технологические жидкости на основе водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов и водоизоляционных работ

58

Анализ водоносных горизонтов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления для подземного хранения попутного нефтяного газа

66

Технико-экономическая оценка освоения Средне-Назымского нефтяного месторождения с применением различных налоговых механизмов

84

Особенности сорбционного метода сбора нефти при аварийных разливах

88

Система контроля действий персонала с радиоактивными источниками излучения при калибровке геофизического оборудования

100

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Решение проблем устойчивого развития в нефтегазовой логистике

62

Анализ водоносных горизонтов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления для подземного хранения попутного нефтяного газа

66

Теплоснабжение удаленного населенного пункта на примере Дальнего Востока России

74

Хронограф

79

СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК

История предприятия – история страны. «Трест Коксохиммонтаж»: от коксовых батарей до СПГ-заводов

80

ЭКОНОМИКА

Технико-экономическая оценка освоения Средне-Назымского нефтяного месторождения с применением различных налоговых механизмов

84

ЭКОЛОГИЯ

Особенности сорбционного метода сбора нефти при аварийных разливах

88

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Спасательные операции в Арктике

96

Россия в заголовках

99

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Система контроля действий персонала с радиоактивными источниками излучения при калибровке геофизического оборудования

100

РЫНОК

СПГ-отрасль Австралии: проблемы и перспективы

102

Новости науки

106

Нефтегаз *Life*

108

Классификатор

110

Цитаты

112

177 лет назад

В 1846 году на Апшеронском полуострове была пробурена первая в мире нефтяная разведывательная скважина.

164 года назад

В 1859 году состоялась первая в мире добыча нефти из буровой скважины в Западной Пенсильвании, в 1871 году первую нефть добыли в России на Биби-Эйбатском месторождении.

159 лет назад

В 1864 году на Кубани, в селе Киевском, в долине реки Кудак была пробурена первая в России эксплуатационная скважина.

150 лет назад

В 1873 году в районе Баку действовали более двадцати мелких нефтеперегонных заводов, к 80-м годам их число увеличилось до 200.

145 лет назад

В 1878 году в России построен первый нефтепровод.

141 год назад

В 1882 году изобретатель Томас Эдисон привел в действие первую в мире электростанцию.

116 лет назад

В 1907 году в г. Сент-Луи была открыта первая автозаправочная станция.

115 лет назад

В 1908 году были открыты нефтяные месторождения в Иране, в 1910 году – «Золотая дорога» в Мексике, в 1932 году обнаружены залежи нефти в Бахрейне, в 1938 году – в Кувейте и Саудовской Аравии.

110 лет назад

В 1913 году запатентован процесс «крекинга» в нефтепереработке, благодаря которому повысилось качество бензина.

63 года назад

В 1960 году создана организация стран-экспортеров нефти – ОПЕК.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижовский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатова
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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

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

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

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



ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный КОНСАЛТИНГ

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

Аккредитация
на торговых
площадках

Подбор
тендеров
по заданным
параметрам

Юридический
анализ
тендерной
документации

Подготовка
тендерной
заявки

Услуги
специализированной
организации

Оформление
банковских
гарантий

Оспаривание
решений ФАС
о внесении
в «черный список
поставщиков»

Юридическое
сопровождение
заключения
и исполнения
государственного
контракта

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

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

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

Россия сократит поставки
на нефтяные рынки на
500 тыс.
барр. в сутки

На Индию и Китай пришлось
56 %
нефтяного экспорта из РФ
в мае 2023 г.

Нефтегазовые доходы
России в I полугодии
снизились на
46,9 %

80,9 долл.
за барр. – желаемый уровень
цен на нефть для Саудовской
Аравии

НЕФТЬ НА БРУДЕРШАФТ

Анна Павлихина

С самого начала весны страны-экспортеры нефти с удвоенной активностью принимают меры по возвращению нефтяных котировок на должную высоту.

22 марта Россия заявила о решении сохранить взятые на себя добровольные обязательства по сокращению добычи нефти до июля, а через несколько дней этот срок был продлен до конца года. Тогда же некоторые страны ОПЕК+, в том числе и Саудовская Аравия, сделали аналогичное заявление.

Рынок действиями союзников не вдохновился и желаемый результат так и не был достигнут: нефть не поднялась до 80,9 долл. за барр. – стоимости, заложенной в баланс бюджета Саудовской Аравии. В качестве ответной меры на этот демарш в начале июля страна объявила о дополнительном сокращении добычи на 1 млн барр. в сутки. Пока ограничение введено на месяц, но допускается возможность продления этого срока.

Не менее жесткие требования саудиты предъявляют и к остальным странам, взявшим на себя обязательства по сокращению добычи. Так, в адрес России, по утверждению ряда СМИ, звучали реприманды по поводу невыполнения обещаний. Так, Bloomberg – тщательный статист российский морской экспорт нефти, сообщал, что признаков снижения добычи нефти в России не наблюдается.

И хотя официальные лица опровергали заявления журналистов (А. Новак объяснял, что журналисты не учли факт сокращения трубопроводных поставок в ЕС более чем на две трети, которые лишь частично компенсированы морским экспортом), глава Минэнерго Саудовской Аравии А. бен Сальман заявил, что в ОПЕК+ ежемесячно будут мониторить добычу нефти в России, добавив, правда, при этом, что Россия



на самом деле исполняет свои обязательства по добровольному сокращению добычи нефти.

В подтверждение своего стремления привести рынок в состояние желаемого баланса Россия устами А. Новака заявила о дополнительном сокращении экспорта нефти на 500 тыс. барр. в сутки, так как это будет способствовать восстановлению рыночных отношений на фоне введения потолка цен. При этом речь шла именно о сокращении поставок на внешние рынки, а не о сокращении добычи. Такая формулировка дала почву для баталий аналитиков, ведь теперь всех очень интересует, чем обернется для экономики нашей страны этот шаг, особенно на фоне сократившихся на 46,9% за полгода нефтегазовых доходах.

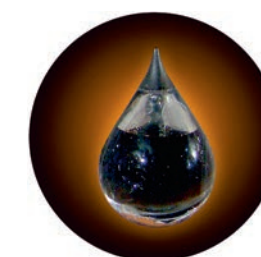
Мнения, конечно, разделились, но сходятся эксперты в том, что рынок в обозримом будущем будет крайне волатилен. Логично предположить, что сокращение экспорта может подразумевать либо сокращение добычи нефти, либо – при сохранении объемов добычи – увеличение поставок на внутренний рынок или в хранилища. В первом случае российский бюджет недополучит существенную сумму, т.е. дополнит кривую падения на графике нефтегазовых поступлений, которая по итогам июня зафиксировалась на отметке минус 30,3 млрд рублей.

Во втором случае – в стране вырастет объем производства нефтепродуктов. Это увеличит предложение на бирже и в конечном итоге приведет

к снижению цен на бензин для нас – простых потребителей продукта, цена на который постоянно растет. Справедливо будет также предположить, что коллективное дополнительное сокращение экспорта все же повлияет на рынок и цены на сырую нефть вырастут. Как результат – снижение дисконта и увеличение прибыли российских компаний, которые смогут заработать больше, продавая меньше нефти по более высокой цене. Кроме того, Саудовская Аравия уже повысила цены для потребителей в США и Азии, что может подтолкнуть китайских покупателей искать более дешевое предложение, в том числе у России.

Еще один возможный положительный момент заключается в возможности производить и продавать больше нефтепродуктов. Многие европейские НПЗ недозагружены и страны ЕС ощущают нехватку нефтепродуктов. Они, конечно, не будут покупать их у России, но вполне могут купить, например, у Турции, которая для восполнения внутреннего спроса может импортировать российские нефтепродукты. Это будет вдвойне выгодно для России: во-первых, потому что продукты переработки дороже сырой нефти, во-вторых, потому что скидка на них меньше.

Сегодня Россия заняла первое место по поставкам на премиальные рынки – Китай и Индию (на которые только в мае пришлось 56% нефтяного экспорта из РФ), вытеснив с первых позиций Саудовскую Аравию и Иран. Причина такого успеха, как известно, низкая стоимость российской нефти. Но цена на нефть марки ВСТО в Китае растет, она уже достигла максимума с момента введения «потолка» цен. Это хорошо в краткосрочной перспективе, но в ближайшем будущем сделает российскую нефть менее привлекательной, чем иранская, тоже находящаяся под санкциями и продающаяся с большим дисконтом. ●



ИЗМЕНЕНИЯ В РАСЧЕТЕ ЭКСПОРТНЫХ ПОШЛИН НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

Анастасия Гончаренко

Правительство РФ подписало подготовленное Минфином постановление для изменения механизма применения повышающего коэффициента «п» при экспорте отдельных категорий товаров, выработанных из нефти.

Новый порядок направлен на исключение предпосылок недостоверного декларирования вывозимых нефтепродуктов и сокращение административных издержек, как для экспортеров, так и таможенных органов.

Постановление сокращает перечни свидетельств о регистрации лиц, перерабатывающих соответствующие виды продукции до двух: свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке нефтяного сырья, и свидетельство о регистрации лица, совершающего операции с прямогонным бензином.

Также вносится ряд изменений, позволяющих пресечь использование комиссионерами фиктивных договоров для злоупотреблений при экспорте топлива. Так, чтобы подтвердить реальную деятельность в обозначенном качестве, комиссионер в 2022 г. должен был осуществить фактический вывоз из России, в т.ч. за пределы таможенной территории ЕАЭС, как минимум 50 тыс. т нефтепродуктов.

Кроме того, вводится условие, что вывозить нефтепродукты из России, в т.ч. за пределы таможенной территории союза, могут исключительно те участники внешнеэкономической деятельности, которые получили свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке нефтяного сырья, либо свидетельство о регистрации лица, совершающего операции с прямогонным бензином, до 1 января 2023 г. либо после этой даты, только в том случае, если было аннулировано такое же свидетельство, выданное ранее.

С 1 июля 2023 г. экспортная пошлина на нефть понижается на 0,6 долл., до 15,6 долл. за тонну. На светлые нефтепродукты и масла – на 0,2 долл., до 4,6 долл. за тонну, на темные – на 0,6 долл., до 15,6 долл. за тонну. Пошлина на экспорт товарного бензина снизится на 0,2 долл., прямогонного (нафта) – на 0,4 долл., на СПГ и чистые фракции СУГ по-прежнему останется нулевой. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Нефтегазовые компании планируют создать индустриальный консорциум, с помощью которого рассчитывают к 2028 году на 100 % закрыть отечественными решениями потребности в IT для нефтегазовой отрасли

Нефтегазовые компании планируют добиться импортозамещения IT-решений в отрасли к 2028 году. Удастся ли им это?

15%
Да, если объединить усилия научных центров ведущих компаний

23%
Нет, одна страна не может создать замену всем IT-решениям, применяемым в отрасли

12%
Да, если будет хорошо профинансирована наука

21%
Нет, такое импортозамещение будет в лучшем случае носить постоянный догоняющий характер

21%
Да, если к консорциуму присоединятся компании и технологические партнеры из дружественных стран

8%
Нет, слишком мало времени для достижения цели

Правительство утвердило Концепцию технологического развития до 2030 г. Согласно документу, к указанному сроку Россия должна обладать собственной научной, кадровой и технологической базой критических и сквозных технологий. Предполагается, что в стране будут созданы условия для высокоинтенсивной инновационной активности корпораций и предпринимателей, которые будут работать в комфортной регуляторной среде

Что определяет технологическую развитость страны?

14%
Достижение технологического суверенитета

21%
Переход к инновационно ориентированному экономическому росту

19%
Технологическое обеспечение устойчивого развития производственных систем

16%
Обеспечение национальной экономикой производства высокотехнологичной продукции не менее чем на 75 %

12%
Высокий уровень затрат на исследования и разработки

18%
Развитие инфраструктуры трансфера технологий в экономику



Икона Мальдивских островов

Безупречная репутация, исключительный сервис и непревзойденный комфорт.



BAROS
MALDIVES

www.baros.com

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

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

Российская нефть Пакистану за китайские юани

55 тыс. тонн российской нефти было доставлено в пакистанский порт Карачи. Таким образом, Пакистан получил вторую часть первой партии российской нефти в соответствии с договоренностью, достигнутой в январе 2023 г. Общий объем первой партии российской нефти, предназначенной для Пакистана, составляет 100 тыс. т. 9 мая 2023 г. нефтеналивной танкер Caroline Bezenqi (дедвейт – 159,2 тыс. т) под флагом Панамы загрузился в российском порту Приморск и прибыл в оманский порт Сухар. Пакистанские порты не в состоянии принять суда, перевозящие более 50 тыс. т грузов. Поэтому используется схема с перегрузкой российской нефти, предназначенной для Пакистана, в Омане. 27 июня 2023 г. еще 55 тыс. т из общего объема российской нефти в порт Карачи доставил нефтеналивной танкер Clyde Noble под флагом Палау. Оплата была произведена в китайских юанях.

Налог на сверхприбыль с исключениями

Госдумой в первом чтении принят законопроект о введении налога на сверхприбыль для крупных

Saudi Aramco и TotalEnergies заключили контракт стоимостью 11 млрд долл. на строительство нефтехимического комплекса в Саудовской Аравии. Комплекс будет интегрирован в нефтеперерабатывающий завод Satorp. Проект включает создание установки термического крекинга мощностью 1,65 млн т этилена в год

компаний. Для организаций, у которых средняя арифметическая прибыль за 2021 и 2022 гг. превышает 1 млрд руб., налоговая база будет рассчитываться как разница между средней арифметической прибылью за 2021 и 2022 гг. и средней арифметической прибылью за 2018 и 2019 гг. Налоговая ставка составит 10%. Однако, если в 2023 г. компания перечислит определенную сумму денежных средств в федеральный бюджет в качестве обеспечительного платежа, налог будет рассчитан исходя из ставки в 5%. Перечисленные средства будут зачтены в счет уплаты налога на сверхприбыль. Налогом на сверхприбыль не будут облагаться предприятия малого и среднего бизнеса, компании, платящие единый сельхозналог, компании, созданные после 1 января 2021 г., компании нефтегазового сектора и угледобывающие предприятия.

20% от уплаченного налога на сверхприбыль придется на компании, занимающиеся добычей твердых полезных ископаемых, 19% – на производителей удобрений, 13% – на металлургическую отрасль, 12% – на торговлю и 9% – на банки.

В Приморье появится СПГ-завод

Правительство Приморья и «Газпром СПГ технологии» договорились об объединении усилий и координации совместных действий для развития производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ на территории Приморского края, в т.ч. при реализации проекта строительства комплекса по производству СПГ. Малотоннажный СПГ-завод в Приморье

будет располагаться в Уссурийском городском округе и производить 3 тонны СПГ в час, топливо будет использоваться, в частности, для заправки автомобилей и энергообеспечения жилой застройки. Ранее компания «Газпром СПГ Технологии» заключила соглашение с администрацией г. Санкт-Петербурга о строительстве аналогичного КСПГ.

Росатом построит завод в Боливии

Боливийская компания Bolivianos Lithium Fación Company (YLB), Росатом и китайская Citic Guoan Group подписали соглашение о разработке боливийских запасов лития. Соляные равнины Боливии содержат крупнейшие в мире запасы металла – 21 млн тонн. Мировые потребности в литии стремительно возрастают, поэтому власти Боливии тоже активизировали работы по созданию коммерчески эффективного производства продукта. Инвестиции позволят построить два завода мощностью не менее 45 000 т карбоната лития в год, всего будет построено четыре завода, один из которых будет принадлежать дочке Росатома Uranium One. Для компании это первый масштабный зарубежный проект в сфере производства лития, инвестиции в который составят порядка 600 млн долл.

Три новых завода в Татарстане

В Республике Татарстан анонсировали планы строительства трех заводов, производящих продукцию для ТЭК. Инжиниринговая

Итальянская энергетическая компания Eni и ее норвежская дочка – нефтегазовая компания Var Energi приобретут за 4,5 млрд долл. ведущую независимую компанию по разведке и добыче газа с низким уровнем выбросов Neptune, ориентированную на работу с газом в Западной Европе, Северной Африке, Индонезии и Австралии

компания ДМЭнерджи планирует построить завод газотурбинного оборудования, который разместят рядом с Зеленодольским машиностроительным заводом, до 2027 г. предусмотрено поэтапное освоение агрегатирования газовых турбин мощностью 13 МВт, объем инвестиций составит 340 млн руб. Компания Каманефтемаш инициировала строительство завода по изготовлению нефтяного оборудования, который будет производить мобильные буровые установки 140–250 т, насосные блоки, системы очистки бурового раствора и подъемные агрегаты для освоения скважин. Общая стоимость проекта – 360 млн руб. Компания ТЭСК планирует создание в г. Набережные Челны производства асфальтобетонных смесей, используемых при строительстве и ремонте автодорог. Инвестиции в проект составят 168 млн руб.

Резервуары на 300 м³ от Транснефти

Транснефть в 2024 г. планирует завершить строительство в Приамурье, Приморье и Хабаровском крае резервуаров для нефти общим объемом 300 тыс. м³. В 2022 г. возникла необходимость диверсификации экспортных потоков на иные направления. Для этого Транснефть совместно с Минэнерго РФ проработала возможность создания дополнительных мощностей и расширения системы МНП.

В частности, в 2022 г. завершилось расширение МНП в направлении порта Козьмино, что обеспечило транспортировку более 39 млн т нефти в год. В настоящее время выполняются мероприятия по расширению НПС в Амурской области, Хабаровском и Приморском краях со строительством резервуарных мощностей общим объемом 300 тыс. м³, работы планируются завершить в 2024 г.

Кроме того, продолжается прокладка резервных ниток через водные преграды, в 2028 г. завершится строительство вдольтрассовых проездов для оперативного доступа ко всей инфраструктуре МНП. ●

Китайская CNOOC завершила прокладку самого длинного в стране глубоководного нефтегазопровода, его длина составила 115,5 км, диаметр – 0,5 м. Трубопровод соединяет провинцию Хайнань с полупогружной плавучей платформой Шэньхай-1. Максимальная глубина в районе прокладки – 1 км

Нидерланды и Намибия подписали меморандум о взаимопонимании, направленный на реализацию крупнейшего и единственного в Африке к югу от Сахары полностью вертикально интегрированного проекта по производству зеленого водорода. Инфраструктура нового проекта приведет к новым цепочкам поставок водорода от г. Людерик в Намибии до Роттердама

На **2,7%**
выросла добыча нефти
в Китае в мае,
газа —
на **7,2%**
объем нефтепереработки
увеличился на **15,4%**



1,3 млн евро
Германия
выделит
Грузии
на развитие проекта
по зеленому водороду



Транзит нефтепродуктов
Белоруссии
через порты РФ
в 2023 г.
составит
6,5 млн тонн



На **17%**
увеличится
стоимость «Арктик СПГ-2»
из-за смены технологий



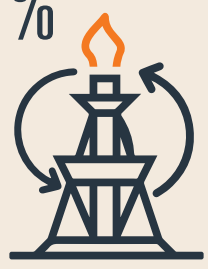
3 млрд долл.
достиг долг
Нигерии за импортированные
нефтепродукты



285 млрд руб.
планирует
вложить СИБУР
в проекты
в Татарстане до 2028 г.



До **99%**
повысил уровень
рационального использования
ПНГ Самотлорнефтегаз



Energocom
и Молдовагаз
подписали
контракт
на поставку
480 млн м³
газа в 2023 г.



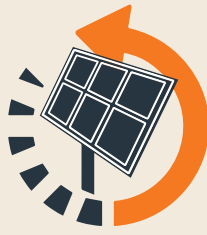
На **66,8%**
Китай
увеличил
импорт СПГ
из РФ
за 5 месяцев 2023 г.



8,9 млрд руб.
вложит
Газпром
нефтехим
Салават в реконструкцию
установки риформинга



До **20** мВт
Омский НПЗ
расширяет
мощности
солнечной
электростанции,
запуск обновленной станции
запланирован на **2024 год**



800 тыс.
тонн
грузов
планирует
доставить
в летнюю
навигацию
Роснефть на объекты
Восток Ойла



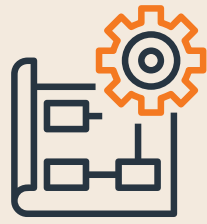
2,9 млрд руб.
выделят
на докапитализацию
фондов промышленного
развития новых регионов



До **9,1%**
уменьшились
иностранные
инвестиции
в облигациях федерального
займа России за май



19 новых
нефтегазовых
проектов
на **200** млрд крон
планирует реализовать
Норвегия на
континентальном шельфе



Казахстанская компания
Kazakhstan Petrochemical
Industries Inc. заключила
договор с ЕАБР об открытии
кредитной линии
в размере
150 млн долл.



На **300**
млрд долл.
недоинвестирована
энергетическая сфера РФ



На **0,6** долл.
за тонну снизится
экспортная
пошлина на нефть
в России с 1 июля 2023 г.



26 млн т
угля планирует экспортировать
Якутия на рынок АТР в 2023 г.



До **10** млн т/
год
увеличен
объем транзита российской
нефти через Казахстан
до конца 2023 г.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин

ПРИВЕДЕНО РАЗВИТИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ДЕЙСТВУЮЩИХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ПОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ И ГОРНО-БУРОВОЙ ПРАКТИКЕ, ВЛИЯНИИ ПАРАМЕТРОВ, ВХОДЯЩИХ В НИХ, НА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА. ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СУБГОРИЗОНТАЛЬНОЙ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ. НА ПРИМЕРЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ПРОБУРЕННОЙ НА ЦЕНТРАЛЬНО-ЯКУТСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ПОКАЗАНО ВЛИЯНИЕ НЕКОРРЕКТНО ВЫБРАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ. ОПРЕДЕЛЕНА И ПОДТВЕРЖДЕНА РЕЗУЛЬТАТАМИ НАТУРНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ЗАВИСИМОСТЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ, ОПИСЫВАЕМОЙ ЧЕТЫРЕХПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛЬЮ

THE DEVELOPMENT OF IDEAS ABOUT THE EXISTING RHEOLOGICAL MODELS USED TO DESCRIBE THE BEHAVIOR OF PROCESS FLUIDS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY AND MINING AND DRILLING PRACTICE, THE INFLUENCE OF THE PARAMETERS INCLUDED IN THEM ON THE POLLUTION OF THE PRODUCTIVE RESERVOIR IS GIVEN. A COMPARATIVE ANALYSIS OF DESIGN AND ACTUAL INDICATORS FOR THE CONSTRUCTION OF A SUBHORIZONTAL EXPLORATION WELL WAS CARRIED OUT. USING THE EXAMPLE OF A HORIZONTAL WELL DRILLED AT THE TSENTRALNO-YAKUTSK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD, THE INFLUENCE OF INCORRECTLY SELECTED DRILLING MUD TECHNOLOGY ON THE RESULTS OF WELL TESTING AND DEVELOPMENT IS SHOWN. THE DEPENDENCE FOR DETERMINING THE PENETRATION DEPTH OF THE PROCESS FLUID DESCRIBED BY A FOUR-PARAMETER RHEOLOGICAL MODEL WAS DETERMINED AND CONFIRMED BY THE RESULTS OF A FULL-SCALE EXPERIMENT

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтегазоконденсатное месторождение, аномально-низкие пластовые давления, талахский горизонт, реологические показатели, вскрытие продуктивного пласта, буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта, жидкость заканчивания.

Дуркин Василий Вячеславович

заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», к.т.н.

Саврей Дмитрий Юрьевич

аспирант, заведующий лабораторией, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

Савенок Ольга Вадимовна

профессор кафедры РНГМ, д.т.н.

Санкт-Петербургский горный университет

В практике массового бурения, в том числе при вскрытии продуктивного пласта, и при заканчивании скважин, принято использовать две основные двухпараметрические модели, описывающие поведение буровых растворов: модель Шведова-Бингама (реологические параметры: динамическое напряжение сдвига (предел текучести) и пластическая вязкость) и Освальда-де Ваале (реологические параметры: показатель нелинейности и индекс консистенции). Требованиями Российского законодательства (ГОСТ 33213-2015 (ISO 10414-1:2008) Межгосударственный стандарт. Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе. Дата введения 2016-04-01; ГОСТ 33213-2015 (ISO 10414-1:2008) Межгосударственный стандарт. Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях.

Часть 2. Растворы на водной основе. Дата введения 2017-01-08) определены в качестве детерминируемых только пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига (предел текучести). В ходе выполнения рутинных измерений параметров бурового раствора в условиях буровой нет смысла использовать сложные трехпараметрические модели типа Гершеля-Балкли, которые требуют специализированного программного обеспечения для определения параметров, хотя требования заказчика-недропользователя могут быть достаточно жесткими.

В работе [1] представлен единый подход в определении глубины проникновения вязкопластичной жидкости в пористую среду при перепаде давления, основанный на уравнении А. Дарси [2]. Средняя скорость фильтрации вязкопластичной жидкости для случая одномерной фильтрации:

$$V = \frac{k}{\mu_{\text{э}}} \cdot \frac{\Delta P - \Delta P_0}{l}, \quad (1)$$

где: k – проницаемость, мД; $\mu_{\text{э}}$ – вязкость эффективная, мПа · с; ΔP – текущий перепад давления, Па; ΔP_0 – перепад давления, необходимый для преодоления динамического напряжения сдвига, Па; l – длина пористого образца, м.

При нахождении перепада давления используется величина предельного напряжения сдвига, а также вводится постоянный коэффициент $\alpha = (15 - 18) \cdot 10^{-3}$, имеющий размерность Па⁻¹. В вышеуказанных работах сделан вывод о том, что, регулируя предел текучести, можно регулировать проникновение обладающей этим показателем жидкости в пласт.

Однако, как показывает практика, моделью Шведова-Бингама

в наилучшей степени описываются промывочные жидкости и жидкости заканчивания, имеющие в своем составе значительное содержание твердой и коллоидной фазы. Однако содержание коллоидной фазы при вскрытии продуктивного пласта не должно превышать 10 кг/м³. Содержание твердой фазы для обеспечения противодействия на пласт во многом определяется пластовым давлением, хотя и здесь можно успешно уйти от избыточного содержания твердой фазы в виде кислоторастворимых карбонатов кальция и железа, за счет использования тяжелых рассолов. Снижение содержания твердой и коллоидной фазы неизбежно ведет к изменению вида зависимости для описания поведения испытываемой жидкости. Наиболее подходящей простой параметрической моделью в этом случае является степенная жидкость или модель Освальда-де Ваале, поведение которой описывается зависимостью:

$$\tau = K \cdot (\gamma)^n, \quad (2)$$

где τ – напряжение сдвига, Па; K – индекс консистенции, Па; n – показатель нелинейности; γ – скорость сдвига.

В работе [3] предлагается совместно определять динамическое напряжение сдвига τ_0 , пластическую вязкость η , индекс консистенции K и показатель нелинейности n при оптимизации реологической программы промывки. Это в конечном итоге позволяет вывести зависимость для определения глубины проникновения степенной жидкости, в большей степени отражающей поведение современных RDF (Reservoir drilling fluids) и жидкостей заканчивания:

$$L = \frac{\Delta P \cdot \sqrt{k}}{\alpha \cdot \left(\frac{K}{0,267} \cdot u^{2-n} \cdot \left(\frac{\sqrt{\rho_{\text{бп}}}}{d} \right)^n \right)^{\frac{1}{2-n+1}} - \left(\frac{u}{0,267 \cdot \left(\frac{K}{0,267} \cdot u^{2-n} \cdot \left(\frac{\sqrt{\rho_{\text{бп}}}}{d} \right)^n \right)^{\frac{1}{2-n+1}}} \right)^2 \cdot \frac{\eta \cdot \sqrt{\rho_{\text{бп}}}}{d}} \quad (3)$$

Однако в этом случае необходимо знать или задавать отдельные параметры, что усложняет процедуру расчета и сужает возможности данного способа.

В многочисленных исследованиях предложены трехпараметрические и имеющие большее количество параметров реологические модели [4, 5]. Попытки разработки универсальной реологической модели также не увенчались успехом [6]. В работе [7] представлена эволюция реологических уравнений. Особое внимание в последнее время в разных технологических процессах уделяется модели Карро [8, 9]. Известно, что в нефтегазовой отрасли широко используются различные неньютоновские жидкости [10, 11], некоторые из них применяют исключительно для разработки нефтяных месторождений [11].

Постановка проблемы

Сравнительный анализ проектных и фактических показателей при строительстве субгоризонтальной разведочной скважины проводится с позиции определения наиболее подходящей реологической модели для описания поведения промывочной жидкости на примере Центрально-Якутского нефтегазоконденсатного месторождения, которое является типичным представителем месторождений Восточной Сибири, характеризующееся наличием в разрезе мощной солевой толщи в сочетании с ангидритами.

В тектоническом отношении месторождение находится в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода, осложняющего Непско-Ботубинскую антеклизу,

в зоне его сочленения с Мирнинским выступом и Нюйско-Джербинской впадиной Предпатовского прогиба. В соответствии с принятой схемой нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы – относится к Лено-Тунгусской нфтегазоносной провинции, Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, Ботуобинскому нефтегазоносному району. Толщина осадочных толщ месторождения колеблется от 1600 м на юго-западе до 2020 м на северо-востоке. Разрез представлен терригенными отложениями четвертичного возраста и нижней юры, карбонатно-галогенной толщей среднего и нижнего отделов кембрия и карбонатно-терригенными отложениями венда. Также особенностями Центрально-Якутского месторождения являются очень низкие термобарические характеристики: пластовая температура равна +8 °С, давление – 12 МПа. В разрезе выявлено присутствие траппового магматизма и наличие хлорида натрия в качестве цементирующего материала породы [12].

На Центрально-Якутском НГКМ промышленные скопления углеводородов выявлены в трех горизонтах – ботуобинском, хамакинском и талахском. Продуктивные горизонты приурочены к терригенным отложениям венда и отвечают нижнебюкской и верхнепаршинской подсвитам и талахской свите соответственно. На ограниченной площади месторождения продуктивны также песчаники хоронохской свиты (вилючанский продуктивный горизонт), составляющие единый резервуар с отложениями талахского горизонта. В условиях преимущественно моноклинального залегания продуктивных отложений структурообразующими являются многочисленные разрывные нарушения. В строении всех выявленных на месторождении залежей определяющую роль имеет литологический фактор: коллекторы продуктивных горизонтов выклиниваются и замещаются. Это относится как к терригенным коллекторам, так и к карбонатным [13]. Разрез Центрально-Якутского НГКМ крайне неравномерен в плане засоленения [14].

Особенности Центрально-Якутского НГКМ: засоленность

по всему разрезу, аномально низкие пластовые давления, низкие температуры по разрезу приводят к использованию для вскрытия продуктивных отложений соленасыщенного по хлориду натрия биополимеркарбонатного бурового раствора на водной основе.

Особую сложность при наличии указанных выше осложнений представляет строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также их дальнейшее испытание, освоение и эксплуатация. Ниже представлен анализ строительства одной из таких скважин № 1ГС. Целью бурения такой скважины являлось получение сведений об изменчивости коллекторских свойств газоносных отложений по латерали и оценка добычных возможностей целевого талахского горизонта.

Общие сведения по скважине:

- проектная глубина пилотного ствола – 1810 м;
- фактическая глубина пилотного ствола – 1733,5 м;
- точка реззки проектного горизонтального ствола – 1328 м;
- проектная глубина скважины – 2065 м, зенитный угол – 87°, азимут – 90°;
- фактическая глубина -2059 м; зенитный угол – 79,5°, азимут 85°;
- интервал установки фильтра – 1782–2059 м по стволу (1673–1685 м по вертикали, зенитный угол – 79,5°);
- пластовое давление – 12,4 МПа;
- ожидаемое устьевое давление – 9,9 МПа.

Талахская свита залегает в интервале 1630–1695 м по вертикали, зенитный угол напластования менее 3°, разрез представлен песчаниками кварцевыми, кварц-полевошпатовыми и полимиктовыми с прослоями алевролитов, аргиллитов и гравелитов, гравелиты кварц-полевошпатовые, рыхлые, на глинистом цементе, преобладают в нижней части свиты. Тип флюида – газ и газовый конденсат, плотность жидкой фазы в атмосферных условиях – 682 кг/м³ (по конденсату), относительная плотность газа по воздуху – 0,684, проницаемость продуктивных

отложений достигает 300·10⁻¹⁵ м², содержание углекислого газа – 0,43 % об., средний дебит – 100–140 тыс. м³/сут., пластовая температура находится в пределах 11 °С, содержание газового конденсата – 15,56 г/м³, тип коллектора порово-трещинный, пористость – 9 %, коэффициент аномальности – 0,75.

На основании геологической информации и целей бурения была определена проектная конструкция скважины, которая в целом соответствовала фактической (таблица 1). Продолжительность бурения превысила проектную величину на 36 суток, что было обусловлено в основном авариями и осложнениями (по большей части поглощения бурового раствора) и мероприятиями, направленными на их ликвидацию.

Кратко охарактеризуем конструкцию скважины по длине ствола:

- пилотный ствол до глубины 1810 м (план), 1733 м (факт);
- эксплуатационная колонна диаметром 178 мм 1762 м (план), 1771 м (факт), цементирование на всю длину колонны, спускается в субгоризонтальный ствол;
- нецементируемый скважинный фильтр-хвостовик ТП-2-127 спускается в интервале 1762–2065 м (план), 1782,03–2059 м (факт) в субгоризонтальный ствол.

Фактические режимные параметры бурения в целом соответствовали проектным. Для бурения субгоризонтального ствола использовалась роторно-управляемая система Archer и компоновка с ВЗД «Power Pak» с телесистемой SlimPulse, что соответствовало проектным решениям. При строительстве использовался минерализованный до полного насыщения хлоридом натрия полимеркарбонатный буровой раствор, компонентный состав которого в целом соответствовал проектному. Параметры бурового раствора представлены в таблице 1. Данный раствор обеспечивает сохранение устойчивости стенок скважины и предупреждение растворения соленосных отложений, минусом данной системы, безусловно, является повышенная плотность, что приводит к большому объему поглощений в высокопроницаемых пластах.

ТАБЛИЦА 1. Проектные и фактические параметры бурового раствора

Параметры бурового раствора	Проектные	Фактические
Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм		
Плотность, кг/м³	1180	1180–1190
Фильтрация, см³/30 мин	менее 2	2,5–2,3
Статическое напряжение сдвига, дПа	5–20 / 15–40	10 / 14
pH	8–9	10–11
Содержание твердой фазы	< 1–2	1,2
Пластическая вязкость, мПа·с	10–12	10–14
Предельное динамическое напряжение сдвига, дПа	70–110	67–110
Фильтр диаметром 127 мм		
Плотность, кг/м³	1180	1180–1190
Фильтрация, см³/30 мин	<2	2
Корка, мм	0,5	0,2
Статическое напряжение сдвига, дПа	5–25 / 20–60	14 / 24
pH	8,5–10	10
Содержание твердой фазы	<1–2	1,2
Пластическая вязкость, мПа·с	15–23	21
Предельное динамическое напряжение сдвига, дПа	70–140	96

Результаты работ по испытанию и освоению горизонтальной разведочной скважины № 1ГС на Центрально-Якутском НГКМ после применения полимеркарбонатного соленасыщенного по хлориду натрия бурового раствора показали, что скважина «сухая».

Некорректно выбранная реологическая модель поведения бурового раствора приводит к неоправданно высоким затратам энергии на обеспечение циркуляции промывочной жидкости и повышенному загрязнению призабойной зоны пласта со снижением потенциально добычной способности. Это требует пересмотра подходов к выбору реологической модели и расчету режимных параметров на основании лабораторных и натурных исследований свойств технологических жидкостей и определения глубины их проникновения в продуктивный пласт.

Методология

В качестве объектов исследования использованы предназначенные для первичного вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом:

- раствор № 1. Модельный раствор ксантановая камедь с массовой концентрацией 1 г/л для образца № 120;

- раствор № 2. Модельный раствор ксантановая камедь с массовой концентрацией 3 г/л для образца № 125;
- раствор № 3. Реальный соленасыщенный по хлориду натрия малоглинистый буровой раствор для проводки горизонтальных скважин и вскрытия продуктивного пласта, применяемый на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении:
 - SODA ASH 0,6 kg/m³;
 - Atren BIO 1 kg/m³;
 - GAMMAKSAN 3,8 kg/m³;
 - Reatrol 15,2 kg/m³;
 - Na BENTONITE 10,2 kg/m³;
 - SODIUM CHLORIDE 300 kg/m³.

Данный раствор может быть использован также в качестве жидкости глушения и раствора для вторичного вскрытия (перфорации) на указанном выше месторождении. До проведения исследований по определению глубины проникновения необходимо выявить реологические свойства модельных растворов. Несмотря на то, что в практике бурения наибольшее распространение получили реологические модели Бингама-Шведова и Оствальда де Ваале [15–20], в ряде работ [11] доказано, что наиболее целесообразными

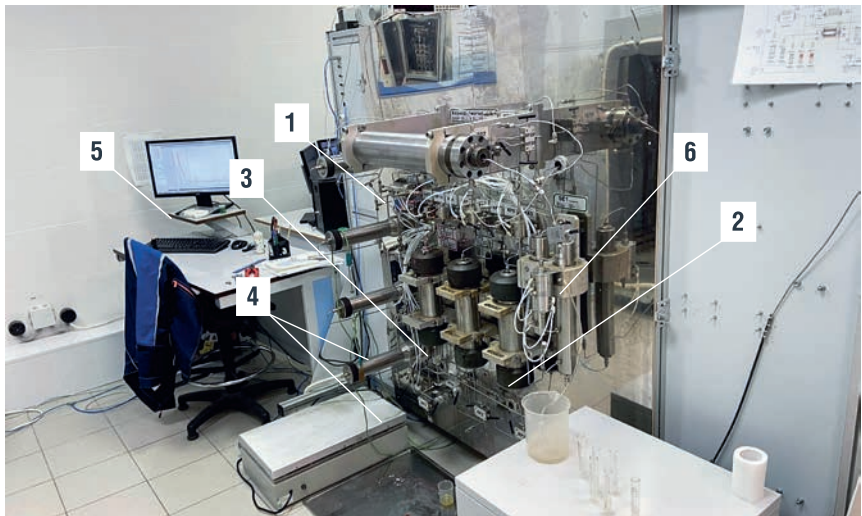
для описания свойств буровых растворов являются реологические модели Карро и ОУТ.

В настоящее время для исследования различных гидродинамических процессов широко используется численный эксперимент, тем не менее лабораторные и натурные эксперименты, несомненно, имеют важнейшее значение для практики бурения и разработки скважин. Для раствора № 3 получены уравнения Карро и ОУТ, в настоящем исследовании также выполнено обоснование применения реологических моделей Карро и ОУТ для вязкости модельных растворов при различных температурах, что важно, по мнению многих исследователей [7, 11]. Исследования выполнены в диапазоне рабочей температуры от 20 до 80 °С с шагом 10 ° и с концентрацией буровых растворов от 0,5 до 3 г/л с шагом 0,5 г/л.

На рисунке 1 представлен общий вид фильтрационной установки ПИК-ОФП/ЭП-К-Т. Экспериментальное исследование фильтрации полимерного раствора ксантановой камеди состоял в следующем:

- Сухой образец керна помещался в уплотнительную манжету кернодержателя вместе с фильтровальной бумагой на торцах керна, после чего вставлялись металлические вставки и затягивались резьбовые соединения по краям кернодержателя для обеспечения осевого сжатия.
- Происходило насыщение кернового образца моделью пластовой воды с минерализацией 450 г/л соли CaCl₂ (после фильтрации через бумажный фильтр для удаления взвешенных частиц в воде) до стабилизации давления, затем происходило открытие крана на выходе кернодержателя с вытеснением воздуха из образца при падении давления.
- Производилась закачка раствора ксантановой камеди с концентрацией флюоресцентного красителя 1 г/л при постоянном расходе 1 мл/мин., выполнялся отбор объема жидкости на выходе с оценкой выхода окрашенного полимерного раствора.
- КERN извлекался для визуальной оценки глубины проникновения.

РИСУНОК 1. Общий вид фильтрационной установки



1 – кернодержатель; 2 – емкость с пластовой водой; 3 – емкость с полимерным раствором ксантана; 4 – двух плунжерный насос; 5 – ПК с системой управления и контроля параметров; 6 – выходной кран из кернодержателя

Для исследований использованы необозначенные на фотографии измерительная емкость на выходе из кернодержателя, емкость с маслом, датчик давления и расхода жидкости насоса. Для каждого кернового образца определены геометрические размеры (длина, диаметр, объем), поровый объем, проницаемость по газу (гелий). Данные приведены в таблице 2.

Процесс проникновения исследуемого раствора в керновый образец отличается значительной нестационарностью. Динамика изменения давления показывает, что темп изменения давления начинает возрастать в связи с фильтрацией полимерного раствора через керновый образец. Стационарная фильтрация модельного раствора (образец 125) наступает при величине давления 5,6 бар, далее происходит стабилизация процесса проникновения раствора в керновый образец. В результате эксперимента получены время выноса каждой отобранной порции на выходе и расчетный расход жидкости. Время отбора первых 2 мл жидкости из образца составило 32 минуты, что, по всей видимости, вызвано движением полимерного раствора по соединительной трубке до кернового образца. Затем время отбора следующей порции (2 мл) сократилось до 15 минут, и началось движение полимерного раствора ксантановой камеди в керне. Для визуального контроля и определения концентрации

использован флюоресцентный краситель. Начиная с 3-й порции наблюдался выход окрашенного полимерного раствора, что произошло на 53 минуте от начала закачки раствора ксантановой камеди.

На рисунке 2 представлены отобранные порции жидкости при фильтрации полимерного раствора ксантана с массовой концентрацией 3 г/л через керновый образец 125, а также внешний вид образца до и после проведения эксперимента.

Керновый образец 125 после проведения эксперимента по фильтрации полностью насыщен окрашенным полимерным раствором ксантановой камеди, есть неокрашенные

ТАБЛИЦА 2. Результаты экспериментального исследования по закачке полимерных растворов ксантановой камеди

Параметр	№ образца	
	125	120
Проницаемость по газу (гелий), мД	93,01	139,10
Поровый объем, мл	5,97	6,59
Длина кернового образца, см	3,58	4,69
Массовая концентрация ксантановой камеди, г/л	3	1
Начало выхода полимерного раствора, мин	52,4	40,9
Время отбора 1 порции, мин.	32,3	29,7
Время отбора 2 порции, мин.	15,3	6,7
Установившееся давление фильтрации полимерного раствора через образец керна, бар	5,5	2,6
Время стабилизации давления, мин.	83,4	85,4

(непроницаемые) участки на керновом образце, что, очевидно, связано с включением аргиллита.

Аналогичный эксперимент был проведен на образце 120. Также определены такие параметры, как геометрические параметры, проницаемость по газу и поровый объем. Данный образец имел в 1,5 раза большую проницаемость и в 1,3 раза большее значение порового объема. При этом для исследования процесса фильтрации использовались полимерные растворы ксантановой камеди с массовой концентрацией 1 г/л и 3 г/л. В процессе исследований не отмечено существенного влияния параметров керновых образцов на процесс фильтрации. В дальнейший анализ принято сравнение с точки зрения влияния концентрации растворов на начало выхода полимерного раствора, величину установившегося давления фильтрации и время стабилизации давления. В эксперименте на образце 120 стабилизация давления наступила при значении 2,6 бар на насосе.

Таким образом, результаты многократных исследований показывают существенную зависимость от концентрации и, следовательно, вязкости полимерного раствора. В меньшей степени выявлено влияние проницаемости кернового образца.

Обсуждение

Согласно полученным экспериментальным результатам, выявлена существенная зависимость от концентрации исследуемых растворов.

При концентрации раствора на выходе 1 г/л длина проникновения раствора ксантановой камеди равна длине кернового образца и соответствует его полному насыщению полимерным раствором. При этом глубина проникновения полимерного раствора с массовой концентрацией 3 г/л ксантановой камеди при постоянной закачке со скоростью фильтрации 1 мл/мин. выше, что подтверждается высоким установившимся давлением, временем начала выхода полимерного раствора и временем отбора первых порций из кернового образца, когда полимерный раствор вытесняет пластовую воду из керна.

Для оценки влияния реологических показателей и выбора реологической модели для дальнейшего применения использованы результаты выполненных экспериментальных исследований вязкости модельных растворов. За основу для сравнения приняты полученные при участии одного из авторов реологическая модель Карро и обобщенное уравнение (ОУТ). Результаты представлены в виде зависимостей вязкости раствора от скорости сдвига для модельных буровых растворов с концентрацией

РИСУНОК 2. Отобранные порции жидкости при фильтрации через керновый образец 125



а – внешний вид образца;
б – до (1) и после (2) проведения эксперимента по фильтрации окрашенного полимерного раствора ксантановой камеди

1 г/л (рис. 3) и 3 г/л (рис. 4) при температуре 20 °С. В качестве доказательств сходимости данных дополнительно приведены результаты исследований

модельных растворов на рисунке 5 при температуре 50 °С и, соответственно, при температуре 80 °С на рисунке 6. Практически для всех исследуемых образцов

РИСУНОК 3. Зависимость вязкости от скорости сдвига в диапазоне от 1,7 до 1021,38 с⁻¹ (концентрация 1 г/л)

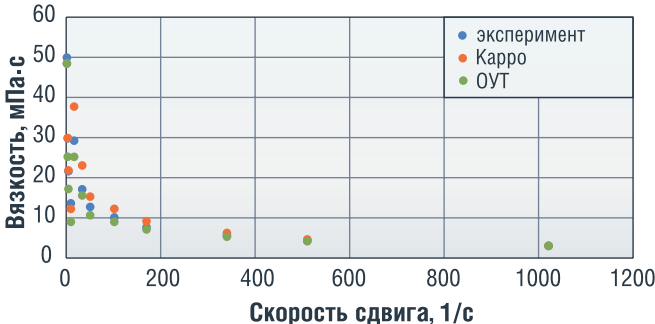


РИСУНОК 4. Зависимость вязкости от скорости сдвига в диапазоне от 1,7 до 1021,38 с⁻¹ (концентрация 3 г/л)

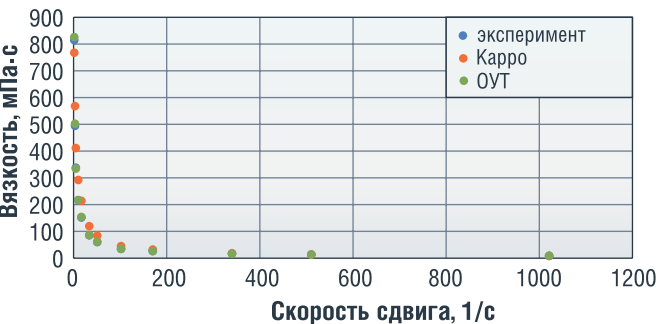


РИСУНОК 5. Зависимость вязкости от скорости сдвига при температуре 50 °С

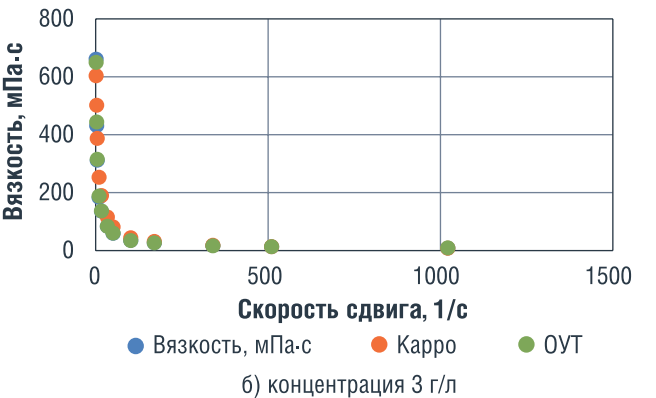
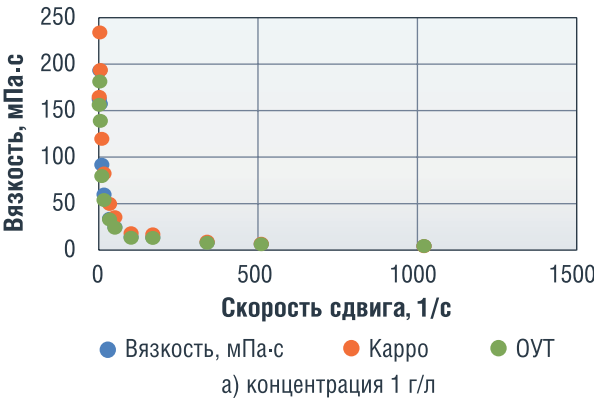
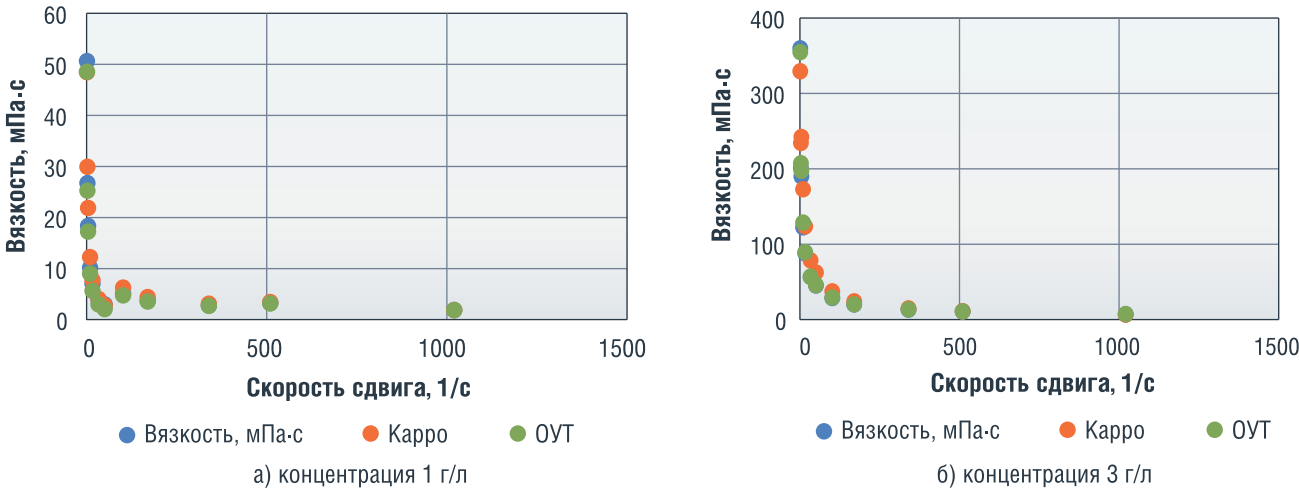


РИСУНОК 6. Зависимость вязкости от скорости сдвига при температуре 80 °С



и концентраций растворов при различных температурах получены идентичные зависимости по типу моделей Карро и ОУТ.

Обработка результатов исследований позволила получить зависимости:

Карро:

$$\eta = \frac{\tau}{\left(\dot{\gamma}_{1000}\right)^{0,5} + 0,035}^{2,4} + 0,2. \quad (4)$$

В виде обобщенного уравнения (ОУТ):

$$\sqrt{\eta} = \frac{\sqrt{\tau}}{\sqrt{\dot{\gamma}_{1000} + 0,01}} + \sqrt{0,001}, \quad (5)$$

где τ – напряжение сдвига, Па; η – вязкость, Па·с; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹.

Для нахождения глубины проникновения использован известный закон А. Дарси:

$$L = \frac{k \cdot \Delta P}{m \cdot \eta \cdot \bar{V}}, \quad (6)$$

где ΔP – давление, Па; k – проницаемость, м²; m – пористость, о.е.; $\bar{V}$ – средняя скорость течения жидкости в поровом пространстве, м/с.

При проведении лабораторных исследований глубины проникновения в качестве образцов керна приняты данные, представленные в таблице 3.

В таблице 4 приведены технические данные эксперимента.

Для оценки глубины проникновения использованы подробно выполненные данные для образца 125, при этом данные получены

ТАБЛИЦА 3. Характеристика фильтрационных и геометрических параметров выбранных образцов керна

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Объем образца, см³	Поровый объем, см³	Пористость, %	Абсолютная проницаемость по газу (гелий), мД
120	4,69	2,95	32,01	6,59	20,60	139,10
125	3,58	2,95	24,43	5,97	24,45	93,01

ТАБЛИЦА 4. Технические характеристики эксперимента

№ образца	Расход раствора, мл/мин.	Давление, бар	Вязкость, мПа·с	Глубина проникновения, м
120	1,4	2,6	49,9	0,108
125	1,62	5,5	814	0,0066

в виде зависимости изменения глубины проникновения от вязкости при концентрациях модельных растворов с концентрацией 1 г/л и 3 г/л. Результаты сравнительного анализа представлены на рисунке 7. Можно отметить идентичный характер полученных зависимостей глубины проникновения в виде функции $L = f(1/\eta)$.

Учитывая полученные результаты по глубине проникновения для модельных растворов, получены аналогично данные для реального раствора. В таблице 5 приведена характеристика параметров реального раствора.

Заключение

Течение неньютоновских жидкостей, применяемых в горно-буровой практике и нефтегазовом деле, испытывает влияние значительного числа факторов. К ним можно отнести

в первую очередь особенности формирования структуры системы. Взаимодействие химических и физических процессов при приготовлении раствора, воздействие внешних факторов, способствующих возникновению сдвигового течения, усложняют исследование поведения рассматриваемой системы. Для описания подобных систем могут быть использованы различные реологические модели, включающие наряду с измеряемыми величинами коэффициенты и показатели, не всегда имеющие физический смысл. Анализ сходимости результатов лабораторных измерений и расчетных значений с использованием наиболее распространенных реологических моделей позволил получить зависимости для определения вязкости. Доказано, что наиболее целесообразно использовать для описания вязкости

РИСУНОК 7. Глубина проникновения модельных растворов для образца 125

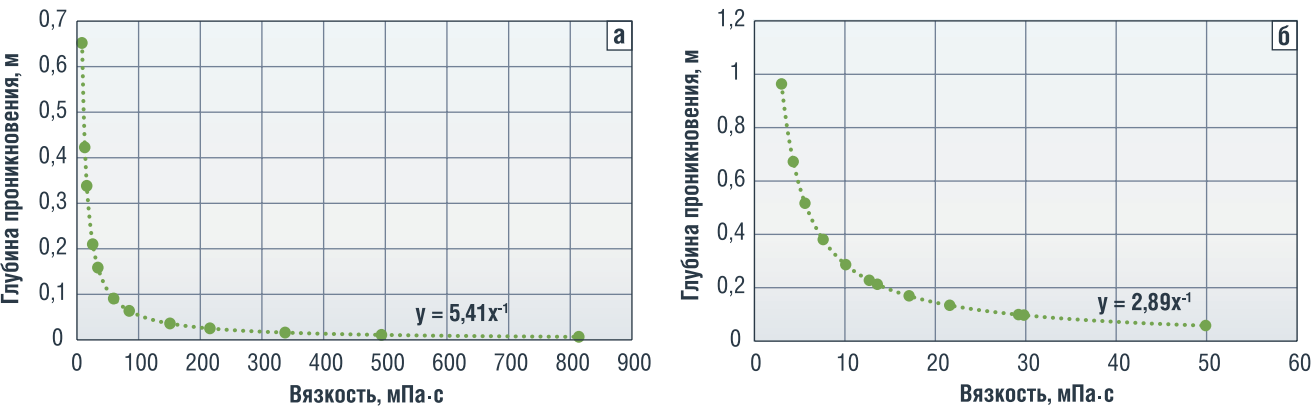


ТАБЛИЦА 3. Характеристика фильтрационных и геометрических параметров выбранных образцов керна

Расход раствора, л/с	Давление, МПа	Пористость, %	Проницаемость, мД	Скорость средняя по сечению, м/с	Вязкость, мПа·с	Глубина проникновения, м
14,3	8,4	9,0	300	0,00011	814	0,325

уравнение Карро и обобщенное уравнение течения (ОУТ). На основании исследований выявлено соответствие глубины проникновения модельных растворов расчетным данным с использованием выбранных реологических моделей. Получены теоретические зависимости изменения глубины проникновения от вязкости модельных растворов. На основании анализа лабораторных и натурных экспериментов получены значения глубины проникновения технологической жидкости, описываемой четырехпараметрической реологической моделью, с учетом реальных технологических условий. Результаты исследований на реальном буровом растворе в условиях физического моделирования подтверждают значительную загрязненность призабойной зоны при существующих режимных параметрах. Таким образом, требуется пересмотр технологии буровых растворов для Центрально-Якутского нефтегазоконденсатного месторождения. Выявленные зависимости корректны для других технологических жидкостей, используемых в операциях по заканчиванию, капитальному ремонту и в процессах эксплуатации скважин. ●

Литература

1. Михарев В.В., Буслаев В.Ф., Уляшева Н.М., Логачев Ю.Л. Строительство кустовых направленных скважин. – Ухта: Региональный дом печати, 2004. – 230 с.
2. Глуценко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – М.: Интерконтакт Наука. 2008. – 725 с.
3. Логачев Ю.Л., Михарев В.В. Выбор реологических характеристик буровых растворов для обеспечения эффективной очистки стволов скважин с большими зенитными углами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. № 6. 2002. С. 29–33.
4. Gillespie T. 1960. An extension of Goodeve's impulse theory of viscosity to pseudoplastic systems. J. Colloid Sci. Vol. 15. 3: 219–231.
5. T. Shende, V.J. Niasar, and M. Babaei. Effective viscosity and Reynolds number of non-newtonian fluids using Meter model. Rheologica Acta, 60 (1):11–21, 2021.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling fluids engineering manual: в 4 томах. – Уфа: ООО «Первая типография», 2019. Т. 1–4.
7. Matveenko V.N., Kirsanov E.A. Structural Viscosity and Structural Elasticity of Polymer Melts. 2018 Russian Journal of Applied Chemistry 91(5):839-865 DOI:10.1134/S1070427218050166.
8. Khvostov A.A., Magomedov G.O., Ryazhskih V.I., Kovalev A.V., Zhuravlev A.A., Magomedov M.G. 2021. Food Processing: Techniques and Technology 51 (3): 615–627.
9. Khan M., Hashim. 2017. Heat Transfer in Axisymmetric Carreau Fluid Flow Caused by Plate Stretching in the Radial Direction: Numerical Solution. Journal of applied mechanics and technical physics. 3: 39–48.
10. Rashidi M., Sedaghat A., Misbah B., Sabati M., Vaidyan K., Mostafaepour A., Shahabaddin S., Dehshiri H., Almutairi K. and Issakhov A. 2021. Introducing a Rheology Model for Non-Newtonian Drilling Fluids. Geofluids. https://www.researchgate.net/publication/355369205_Introducing_a_Rheology_Model_for_Non-Newtonian_Drilling_Fluids (дата обращения: 20.01.2022).
11. Zakirov A.I., Nikolaev A.K., Pshenin V.V. 2015. Investigation of Bitumen Oil Flow Charac-teristics of Ashalchinskoye Oilfield. Mining informational and analytical bulletin. 11: 353–359.
12. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной при-надлежности и засоленности коллекторов на примере ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения // Территория Нефтегаз. № 3. 2014. С. 26–31.
13. Xie, C., Lv, W., and Wang, M.: Shear-thinning or shear-thickening fluid for better EOR? – A direct pore-scale study, J. Petrol. Sci. Eng., 161, 683–691, 2018.
14. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения // Науч.-техн. сб. Вести газовой науки. № 1 (12). 2013. С. 145–160.
15. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Паупов И.Р. Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881–894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16.
16. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы для бурения скважин. – М.: Недра, 1991. – 216 с.
17. Т.А. Кирия. Совершенствование проходки глубоких скважин. – М.: изд-во Недра. 1971. – 168 с.
18. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
19. Программы для промывки скважин и предупреждения повреждения коллекторов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море (экспресс-информация). 1994. № 7. – С. 26–34.
20. Пособие по жидкостям для заканчивания скважин компании Halliburton, 2000. Huston-Texas, p. 38.

KEYWORDS: oil and gas condensate field, anomalously low reservoir pressures, Talakh horizon, rheological parameters, drilling in of a productive formation, drilling fluid for drilling in a productive formation, completion fluid.

ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА КЕРНА ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Аналитический обзор

**Никишин
Вячеслав Валерьевич**
доцент кафедры бурения скважин,
к.т.н.

**Блинов
Павел Александрович**
доцент кафедры бурения скважин,
к.т.н.

**Гореликов
Владимир Георгиевич**
профессор кафедры механики,
д.т.н.

**Клыкова
Анастасия Васильевна**
студент кафедры бурения скважин

**Коротков
Петр Андреевич**
студент кафедры бурения скважин

**Соломенникова
Арина Ивановна**
студент кафедры бурения скважин

**Соколова
Мария Михайловна**
студент кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский
Горный университет

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ С ПОСЛЕДУЮЩИМ ИЗВЛЕЧЕНИЕМ МЕТАНА ЯВЛЯЕТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРЕДСТАВЛЯЮЩИМ НЕСОМНЕННУЮ ПРОМЫШЛЕННУЮ ЗНАЧИМОСТЬ. РАССМОТРЕНЫ ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОВЫХ ГИДРАТАХ, УСЛОВИЯХ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ И ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО РАВНОВЕСИЯ. ПРОВЕДЕН АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РАЗРАБОТОК БУРОВЫХ КОЛОНКОВЫХ СНАРЯДОВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА С СОХРАНЕНИЕМ ЕСТЕСТВЕННЫХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ, ОЦЕНИВАЮТСЯ ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В НЕДРАХ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ РАЗРАБОТОК ПО ПОЛУЧЕНИЮ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ОБРАЗЦОВ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ АДАПТИРОВАННЫХ КОЛОНКОВЫХ СНАРЯДОВ И БУРОВЫХ ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

THE DEVELOPMENT OF GAS HYDRATE DEPOSITS WITH THE SUBSEQUENT EXTRACTION OF METHANE IS A PROMISING AREA OF RESEARCH, WHICH IS OF UNDOUBTED INDUSTRIAL SIGNIFICANCE. GENERAL INFORMATION ABOUT GAS HYDRATES, CONDITIONS OF THEIR OCCURRENCE AND THERMOBARIC EQUILIBRIUM ARE CONSIDERED. AN ANALYTICAL REVIEW OF FOREIGN AND DOMESTIC DEVELOPMENTS OF DRILL LINES DESIGNED FOR CORE SAMPLING WITH PRESERVATION OF NATURAL OCCURRENCE CONDITIONS HAS BEEN CARRIED OUT, AND THE POSSIBILITIES OF THEIR APPLICATION FOR EVALUATING GAS HYDRATE RESERVES IN THE SUBSOIL HAVE BEEN ASSESSED. PROMISING DIRECTIONS FOR FURTHER DEVELOPMENTS TO OBTAIN REPRESENTATIVE SAMPLES OF CORE MATERIAL BASED ON ADAPTED CORE BARRELS AND DRILLING FLUIDS ARE PROPOSED

Ключевые слова: газовый гидрат, буровая скважина, буровой снаряд, отбор керна, буровой раствор, свойства раствора, проницаемость ледовой корки.

Развитие технологий разведки и добычи полезных ископаемых связаны с осложнением условий бурения. Наряду с появляющимися трудностями добычи возрастает потребность в энергии в связи с активным ростом мировой промышленности. Помимо поиска способов интенсификации добычи углеводородов, существуют

варианты решения проблемы – использование новых источников энергии. Речь не о «зеленой энергетике», а о разведке, оценке запасов и добыче газовых гидратов (ГГ). Разработка месторождений ГГ с последующим извлечением метана является перспективным направлением исследований, поскольку сейчас они являются

чаще осложнением при бурении, чем полезным ископаемым, представляющим несомненную промышленную значимость.

Наличие ГГ на обширных территориях с обильным присутствием метана придает дополнительный импульс разведке и технологическому развитию для использования их в качестве энергетического ресурса в будущем, особенно для стран, испытывающих энергетический голод или зависимых от продажи полезных ископаемых [1–4].

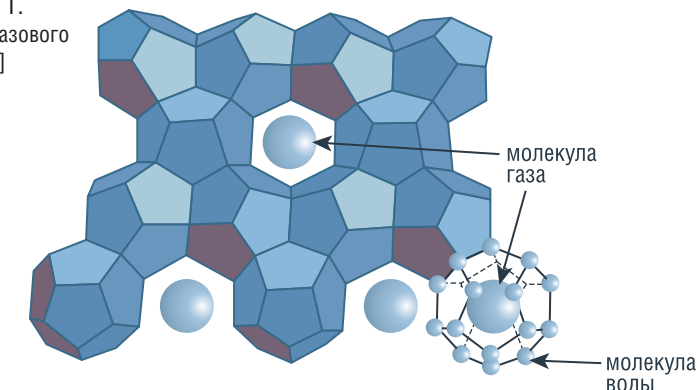
Общие сведения

Гидрат метана представляет собой клатрат (рис. 1), состоящий из воды и природного газа, в основном метана, который образуется в условиях низкой температуры, высокого давления и надлежащей концентрации метана [5–6]. Газообразный метан занимает большую часть полостей в гидратах, который сгорает более эффективно с меньшими выбросами по сравнению с обычным ископаемым топливом. При поднятии на поверхность земли из 1 м³ ГГ выделяется до 164 м³ природного газа. Залежи ГГ выявлены по всему миру, где метан встречается вместе с водой под повышенным давлением и при относительно низких температурах, например, в многолетнемерзлых породах (ММП) или в неглубоких отложениях вдоль глубоководных континентальных окраин. Метан, который образует гидрат, может быть как биогенным, создаваемым биологической активностью в отложениях, так и термогенным, создаваемым геологическими процессами глубже в земле. Когда-то считавшиеся редкими, газовые гидраты теперь, как полагают ученые, встречаются в огромных объемах и включают в себя 280–570 трлн м³ метана, а толщина пластов может достигать нескольких сотен метров [5–6].

Структура ГГ основана на трех основных типах (рис. 2), в зависимости от размера молекулы-гостя, гидраты природного газа состоят из любой комбинации трех структур:

- кристаллическая структура I или sI;
- кристаллическая структура II или sII;
- кристаллическая структура H или sH.

РИСУНОК 1.
Структура газового гидрата [22]



При замерзании вода кристаллизуется с гексагональной симметрией, но, при «замерзании» в виде ГГ для кристаллических структур sI и sII это происходит с кубической симметрией, для sH – с гексагональной симметрией [5–6]. Сейчас пока еще достаточно сложно получить керн ненарушенного сложения, поскольку ГГ возникают в условиях, когда давление, температура, газонасыщенность и местные химические условия в совокупности делают их стабильными.

ГГ аналогичны льду, и условия их стабильности соблюдаются в большей степени при варьировании низких температур и в меньшей степени – высоких давлений. При нарушении этих условий ГГ легко распадаются на составляющие их воду и газ. Существуют два газогидратных резервуара, приуроченных к арктическим и морским условиям. ГГ выявлены в ММП в арктических регионах. Также они встречаются в пределах нескольких сотен

метров от морского дна на континентальных склонах и в глубоких морях и озерах [1–6]. Основные капитальные вложения при добыче ГГ в зоне ММП – это только стоимость трубопровода, используемого для транспортировки газа к производственной платформе. Для добычи гидратов на шельфе необходима установка дорогостоящих морских платформ. Транспортировка метана с места добычи на сушу может осуществляться по подводным трубопроводам, как это делается при транспортировке природного газа. Однако подводные трубопроводы характеризуются высокой стоимостью. Экономически целесообразная добыча природного газа из океанических гидратных месторождений потребует новых систем и методов бурения на шельфе.

Глубоководные и арктические гидраты отличаются условиями стабильности, зависимиыми от температуры и глубины (рис. 3).

РИСУНОК 2. Основные типы структур ГГ [23]

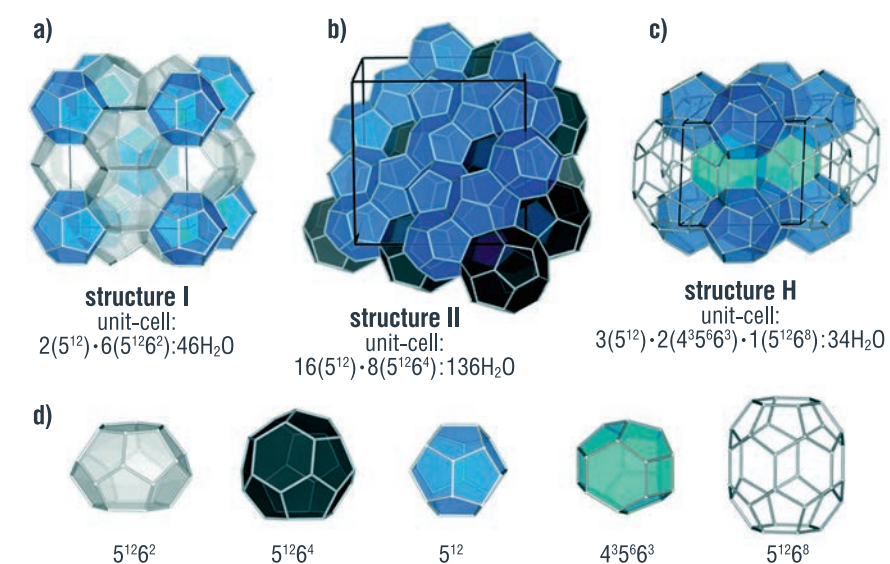
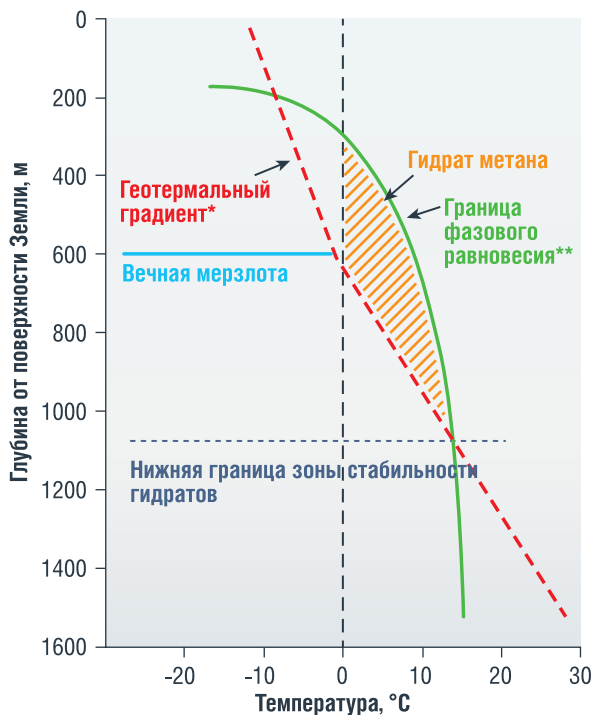


РИСУНОК 3. Условия стабильности газовых гидратов [25]

1) Зона вечной мерзлоты

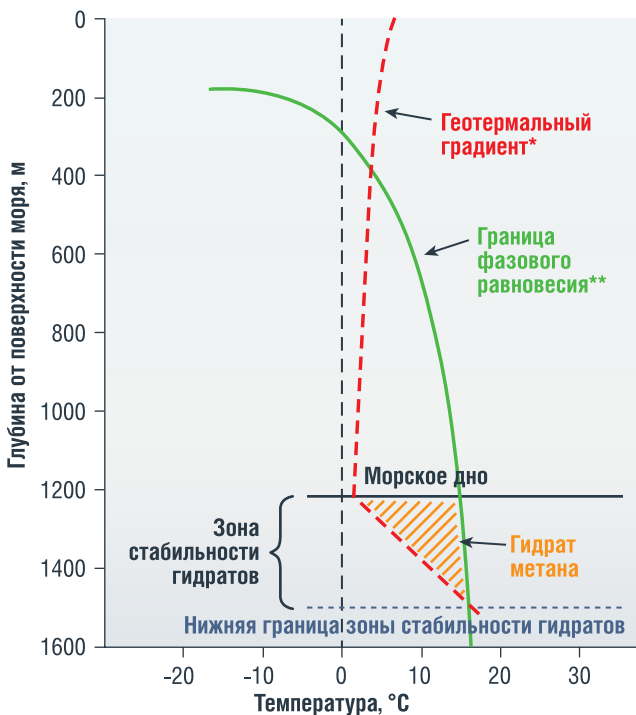


Примечания:

* Геотермальный градиент – повышение температуры по мере увеличения расстояния от земной поверхности.

** Фазовое равновесие предполагает условия равенства температуры всех частей вещества (термическое равновесие), равенства давления во всем объеме вещества (механическое равновесие) и равенство химических потенциалов каждого компонента во всех частях вещества, что обеспечивает локальную устойчивость вещества к малым изменениям.

2) Глубоководье



Способы отбора керна

Существует ряд способов, с помощью которых можно найти газовые гидраты в отложениях под океаном. Наиболее часто используемым методом поиска газовых гидратов является сбор сейсмических данных. Например, в Тихоокеанском океанологическом институте им. В.И. Ильичева Дальневосточного отделения создавались системы для обнаружения газовых гидратов в кернах донных осадков. Изучение распределения ГГ в кернах проводилось с использованием компьютерного томографа, который фиксировал акустические сигналы при изменении агрегатного состояния ГГ. К недостаткам данного метода можно отнести дороговизну и невозможность оперативного изучения длинных (метры и десятки метров) керновых проб донных отложений, поднятых на дневную поверхность [8].

«В [8] приводятся сведения об керногазоотборном снаряде, разработанном компанией Christensen, в котором предусмотрена надежная

герметизация керна в призабойной зоне пласта (ПЗП) скважины для сохранения естественных барических условий. С этой целью рекомендуется использовать двойной колонковый снаряд со съемным кернаприемником PCS (Pressure Core Sampler), содержащий вращающуюся наружную колонковую трубу с коронкой, расширителем-стабилизатором, соединительным переходником, съемную невращающуюся внутреннюю (кернаприемник) трубу с подшипниковым узлом подвески и керназахватывающим устройством.

Особенность данного снаряда заключается в наличии в нижней части кернаприемника герметичного шарового клапана, который позволяет обеспечить надежную герметизацию керна с сохранением естественных условий при отборе керна. Этот клапан закрывается за счет воздействия потока бурового раствора, изменяющего направление циркуляции в снаряде при перекрытии верхнего проходного отверстия сбрасываемым в конце рейса стальным шаром, в результате чего

обеспечивается герметичность кернаприемника. При извлечении керна с высоким поровым давлением из кернаприемника на дневной поверхности и последующего его анализа в испытательной лаборатории при нормальном атмосферном давлении кернаприемник с находящимся в нем керна необходимо охлаждать жидким азотом в специальном устройстве не менее 5–6 часов для перехода газовой фазы поровых включений сначала в жидкое состояние, а затем в твердое. После этого кернаприемник с керна разрезают на части для подготовки проб, равновесное состояние которых обеспечивается за счет поддержания низкой отрицательной температуры в специальном термобоксе. Недостатками вышеописанного способа являются сложность конструкции снаряда и необходимость сильного охлаждения керна при нахождении его на дневной поверхности» [9–14].

«В [10] рассматривается метод получения керна из пород, содержащих ГГ, который был разработан в процессе исследований ГГ следующими

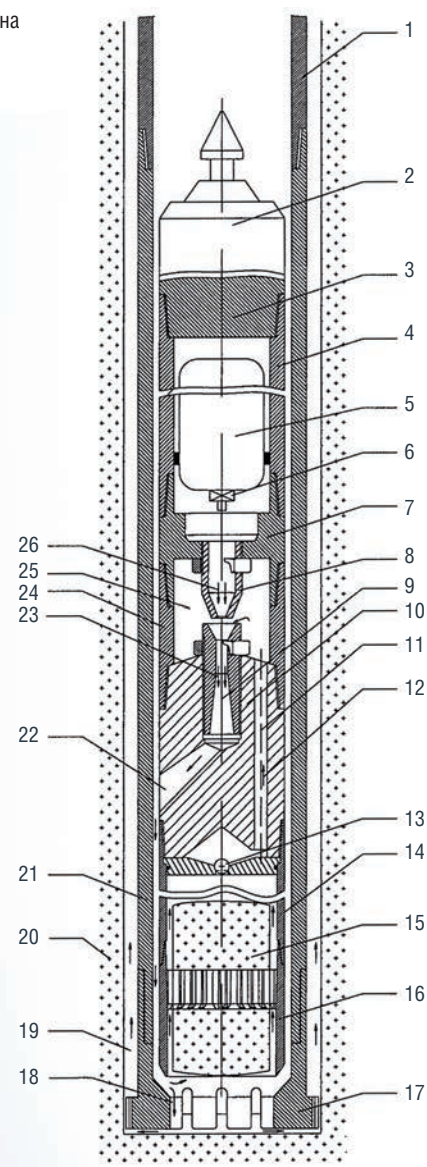
организациями: The Geological Survey of Canada, the Japan National Oil Corporation, Oil and Natural Gas Corporation Ltd., исследующих проблемы разведки и оценки возможности эксплуатации месторождений ГГ. Процедура была внедрена на канадском месторождении Маллик. Во время бурения использовался низкотемпературный гидрофобный буровой раствор. При бурении было подтверждено, что для поддержания естественных термобарических условий, буровой раствор должен быть охлажден до -10 °C. При подъеме керна ГГ, содержащиеся в горной породе, частично диссоциировались, в результате чего были получены образцы с измененным фазовым составом содержащихся в них ГГ. Следует заметить, что работы по бурению проводились в зимний период. Данный фактор влиял на охлаждение промывочной жидкости. Минусами этой процедуры являлось то, что во время бурения используется большой объем низкотемпературного гидрофобного бурового раствора, который требовал предварительного охлаждения на устье, а также то, что во время извлечения керна было невозможно поддержание термобарических условий».

В отечественной практике [12] разработан специализированный кернагазоотборный снаряд конструкции «ДонбассНИЛ», предназначенный для переборки угольных пластов разного строения и различной степени метаморфизма [12, 16]. Поскольку в конструкции снаряда использовано пружинно-фрикционное устройство, этот снаряд имеет возможность работать в двух режимах – как с вращением внутренней кернаприемной трубы, так и без него. Недостатком устройства является то, что внутренний невращающийся корпус трубы является не полностью герметичным, что сказывается на качестве керна ГГ.

Для комплекса КССК-76 был разработан съемный кернагазоотборник СГН-48 (КГНС) [16] для отбора проб газа из угольных пластов. К минусам данного комплекса относится то, что он не способен сохранять и поддерживать термобарические условия включений газовых гидратов, поскольку не обладает необходимой степенью герметизации кернаприемника.

РИСУНОК 4. Устройство для получения керна из гидратосодержащих пород [35]

- 1 – переходник на бурильную колонну
- 2 – узел фиксации и подвески съемной части снаряда
- 3 – соединительный переходник
- 4 – корпус секции с баллоном сжиженного газа и дросселем
- 5 – баллон со сжиженным газом
- 6 – дроссель
- 7 – верхний соединительный переходник
- 8 – сопло
- 9 – диффузор
- 10 – нижний соединительный переходник
- 11 – циркуляционные каналы
- 12 – поток через обратный клапан
- 13 – обратный клапан
- 14 – кернаприемник
- 15 – керна
- 16 – зазор между кернам и внутренней стенкой кернаприемника
- 17 – породоразрушающий инструмент
- 18 – промывочные каналы
- 19 – кольцевой зазор между буровым снарядом и стенкой скважины
- 20 – стенка скважины
- 21 – наружная труба колонкового снаряда
- 22 – выходной канал
- 23 – суммарный поток
- 24 – корпус секции газовой эжекции
- 25 – камера смещения
- 26 – первичный поток



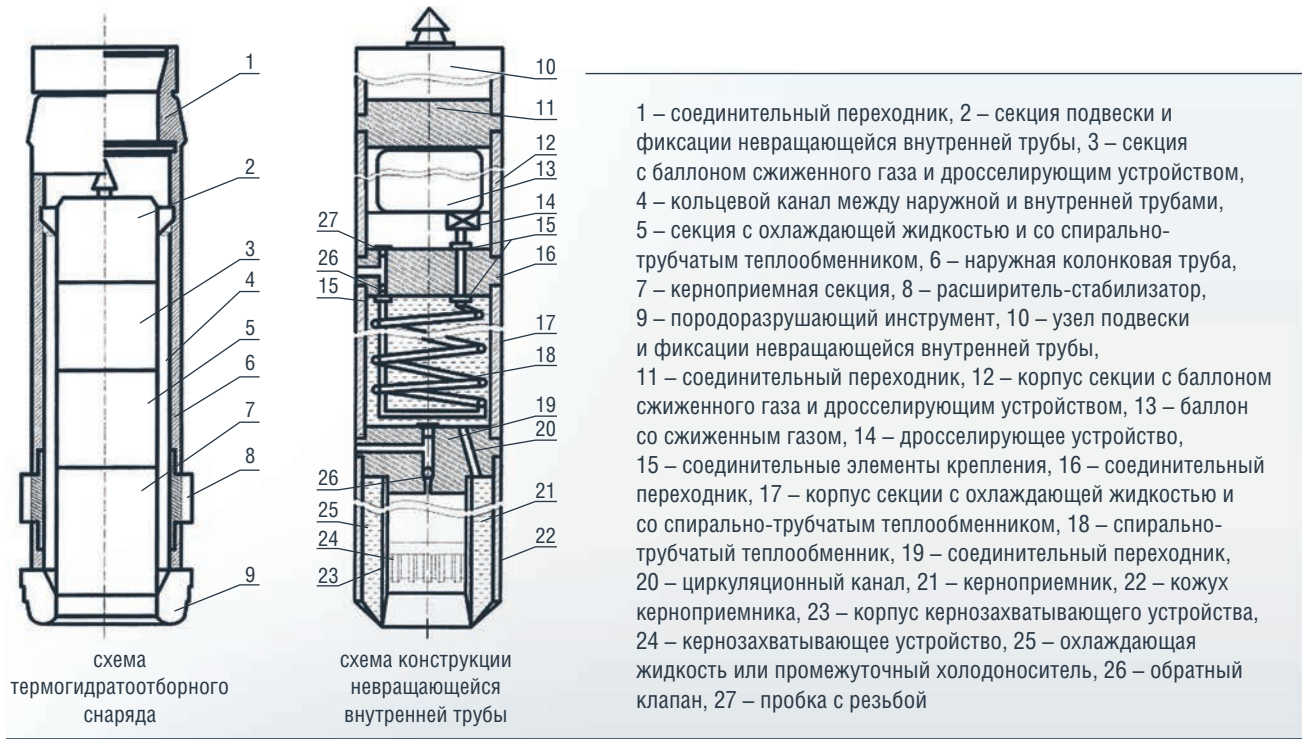
В СПбГИ им. Г.В. Плеханова (ТУ) были предложены два варианта снаряда, позволяющих произвести отбор керна ГГ. Первый вариант [13] (рис. 4) «представляет собой модернизированный двойной колонковый снаряд, имеющий ПРИ, вращающуюся наружную колонковую трубу и невращающийся кернаприемник с узлом подвески и фиксации, а также систему охлаждения. В снаряде предусмотрена специальная секция, оснащенная баллоном сжиженного газа и дросселем. Данная компоновка позволяет добиться улучшения качества керна с сохранением термических условий» [13].

Второй снаряд [14] (рис. 5) предназначен для отбора керна ГГ при бурении и опробовании залежей. В качестве преимуществ заявлено, что он позволяет

повысить качество керна с сохранением естественных условий залегания. Технология бурения данным снарядом «заключается в спуске термогидратоотборного снаряда до глубины залегания» [14] ГГ, бурении по гидратонасыщенным породам, отрыве и удержании керна в кернаприемнике и последующем подъеме кернаприемника с керна на дневную поверхность.

Отличительной особенностью данного снаряда является возможность поддержания естественных термобарических условий в кернаприемнике за счет наличия в нем «системы охлаждения, состоящей из баллона со сжиженным газом и дросселирующим устройством, а также секции с охлаждающей жидкостью и спирально-трубчатый теплообменник.

РИСУНОК 5. Схема термогидратоотборного снаряда для получения керна из гидратосодержащих пород [36]



Также конструкцией снаряда предусмотрены переходники, в одном из которых имеются циркуляционные каналы и обратный клапан, в другом — герметичный канал с соединительными элементами крепления и обратный клапан» [14].

Данная технология получения керна ГГ основана на «эффекте самоконсервации или эффекте принудительной консервации ГГ перед подъемом керна из скважины за счет поддержания естественных термобарических условий в процессе выбуривания керна в ПЗП скважины» [9, 12–20].

Во время изменения термобарических условий в естественном залегании, газовые гидраты диссоциируются, благодаря чему на их поверхности появляется водяная пленка. Данная пленка воды превращается в корочку льда при отрицательных температурах. Благодаря данному процессу, характеризующему самоконсервацию, возможно предупредить разложение газогидратов при резком изменении термобарических условий. Диссоциация гидратов является эндотермической реакцией, соответственно, корка льда и низкие температуры замедляют процесс диссоциации. Благодаря данному явлению имеется

возможность извлекать газовые гидраты практически в неизменном состоянии при нормальных условиях

Гидратосодержащие породы могут находиться в условиях, когда они имеют положительную температуру в естественных условиях. В таком случае будет использоваться эффект принудительной самоконсервации. В случаях, когда они имеют отрицательную естественную температуру, применяя способ самоконсервации. Для применения этих эффектов необходимо предварительно охладить керн в керноприемнике до его извлечения. Керн охлаждается до отрицательных температур. При принудительной самоконсервации необходимо охладить керн в диапазоне -15°C – -25°C, если применяется самоконсервация, то диапазон температур -2°C – -10°C, что соответствует качественному проявлению используемых эффектов [9].

Поровая вода, входящая в состав керна, обеспечивает большую сохранность керна, а также имеет свойство увеличивать его прочность за счет частичного или полного замерзания. Небольшие отрицательные температуры, необходимые для самоконсервации или принудительной консервации керна в условиях ПЗП, возможность

отбора и транспортировки керна при атмосферном давлении позволяют существенно повысить качество образцов ГГ и снизить затраты на проведение комплексных исследований [17–18].

Но существующие методы оценки запасов полезных ископаемых не могут быть использованы для оценки запасов ГГ, поскольку еще не разработаны и не внедрены в промышленное освоение надежные способы отбора изолированного керна не нарушенного сложения ГГ [17–18].

Перспективные направления дальнейших работ

В качестве перспективных направлений по разработке технических устройств, т.е. специализированных колонковых снарядов, а также технологии бурения скважин с одновременным отбором изолированного керна ненарушенного сложения из залежей ГГ с сохранением термобарических условий с целью последующей оценки запасов, можно было бы предложить варианты бурения скважин установками нефтегазового бурения керноотборным снарядом с длиной рейса (керна) до 100 м, например с использованием

изолирующего керноотборного снаряда типа КИМ, разработки НПП «СибБурМаш», или бурения установками геологоразведочного типа с применением снаряда со съемным керноприемником (ССК). Также возможна разработка керноотборного снаряда на грузонесущем кабеле с использованием станции ГИС или разработка бурового снаряда, позволяющего определять газосодержания, например по метану, непосредственно в процессе бурения и непрерывно передавать полученные данные на дневную поверхность с целью построения соответствующего графика в координатах глубина – содержание метана.

В качестве одного из перспективных направлений можно выделить разработку специализированных буровых промысловых жидкостей, которые в условиях самоконсервации керна ГГ позволяют сформировать ледовую корку необходимой толщины, позволяющую получить требуемую степень проницаемости по газу.

В этом случае, проницаемость ледяной корки предварительно можно будет оценить по следующей формуле [7]:

$$k_d = \sigma \cdot 0,785 \cdot d^4 / 32,$$

где d – средний размер пор, принятых в виде модели цилиндрических каналов, мм.

Но пористая структура ледяной корки намного сложнее, поэтому для упрощения ее представления рекомендуется использовать следующие параметры: среднее сечение пор и гидравлическое сопротивление пор.

Выводы

Поскольку ГГ залегают с глубины 25 м и они больше не расцениваются как осложнения при бурении нефтяных и газовых скважин, актуальной задачей является разработка технических средств и способов отбора керна или анализа содержания ГГ в реальном времени с целью подсчета запасов ГГ. Пока эти вопросы не будут решены в полном объеме, экономическая оценка эффективности разработки газогидратных месторождений невозможна. Также это обусловлено еще и тем, что до сих пор не обоснована оптимальная технология разработки залежей ГГ.

По аналогии с разработанными квадросистемами заканчивания нефтяных и газовых скважин можно предусмотреть в обсадных колоннах систему легкоразбуриваемых окон в интервалах залегания ГГ с целью бурения боковых стволов в конце эксплуатации основной залежи углеводородов.

На данный момент разработка месторождений ГГ является весьма перспективным направлением. Но пока имеются запасы более доступного природного газа для отраслевых компаний невыгодно вкладываться в разработку технологий и оборудования для разработки месторождений ГГ. ●

Литература

1. Анфилатова Э.А. Аналитический обзор современных зарубежных данных по проблеме распространения газогидратов в акваториях мира / Э.А. Анфилатова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 4. – С. 15. – EDN JUTGJV.
2. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Features of mathematical modeling of natural gas production and transport systems in the Russia's arctic zone // Journal of Mining Institute. 2017. Vol. 228. P. 705–716. 59
3. Вареничев А.А. Прогнозные ресурсы метана газогидратных залежей / А.А. Вареничев, М.П. Громова, И.И. Потапов // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. – 2022. – № 8. – С. 3–44. – DOI 10.36535/0235-5019-2022-08-1. – EDN KCJKJB.
4. Разложение метангидратов и деградация мерзлоты в Северо-Восточном регионе Арктики – один из основных факторов дестабилизации современного климата / С.Х. Лифшиц, В.Б. Спектор, В.В. Спектор, Б.М. Кершенгольц // Глобальные проблемы Арктики и Антарктики: Сборник научных материалов Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 90-летию со дня рождения акад. Николая Павловича Лаврова, Архангельск, 02–05 ноября 2020 года / Ответственные редакторы: А.О. Глико, А.А. Барях, К.В. Лобанов, И.Н. Болотов. – Архангельск: Федеральный исследовательский центр комплексного изучения Арктики имени академика Н.П.Лаврова Российской академии наук, 2020. – С. 127–131. – EDN BAMBGI.
5. Xu, Chun-Gang Research progress on methane production from natural gashydrates / Chung-Gang Xu, Xiao-Sen Li // The Royal Society of Chemistry. – 2015. – № 5. – 54672–54699.
6. Чжао Чжан, Коробков Г.Е., Янчушка А.П. Молекулярная термодинамическая методика определения существования гидратов // Технологии нефти и газа. 2017. № 2 (109). С. 59–64. 61.
7. Energy from Gas Hydrates: Assessing the Opportunities and Challenges for Canada / Council of Canadian Academies, 2008.
8. Technique To Reheat Cores Improves Analysis», Patrick W.Bent, Meridian Oil Inc., Houston; Steven R.Radford, Eastman Christensen, Salt Lake City; Lawrence B. Owen, TerraTek Inc., Salt Lake City / Oil and Gas Journal, December 23, 1991, volume 89, issue 51.
9. Чистяков В.К. Проблемы повышения качества отбора керновых проб при поисках и разведке месторождений природных газовых гидратов /

- В.К. Чистяков // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 311–317. – EDN KZECML.
10. Dallimore S.R., T.Uchida, and T.S.Collett, 1999. Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada, Geological Survey of Canada / Bulletin 544, 403 p.
11. Справочник по бурению скважин на уголь / Г.П. Новиков, О.К. Белкин, Л.К. Клюев и др. – М.: Недра, 1988. – С. 184–189.
12. Николаев Н.И. Современные технологии бурения и крепления скважин при разведке газовых гидратов / Н.И. Николаев, Л. Тяньлэ // Записки Горного института. – 2016. – Т. 218. – С. 206–214. – EDN VXLDOH.
13. Патент № 2425952 С1 Российская Федерация, МПК E21B 25/00. Устройство для получения керна из гидратосодержащих пород: № 2010109725/03: заявл. 15.03.2010: опубл. 10.08.2011 / В.К. Чистяков, Н.А. Вишневский, Н.А. Мальцев; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)». – EDN ROAZVW.
14. Патент № 2369719 С1 Российская Федерация, МПК E21B 25/08. Способ получения керна из гидратосодержащих пород и устройство для его осуществления: № 2008117930/03: заявл. 04.05.2008: опубл. 10.10.2009 / В.К. Чистяков, Е.В. Малиренко, Н.А. Вишневский; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)». – EDN XRVBLJ.
15. Чистяков В.К. Анализ современного состояния технологий и техники отбора керновых проб из гидратосодержащих пород / В.К. Чистяков, Н.А. Вишневский // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № 4. – С. 334–339. – EDN RABXSZ.
16. Справочник по бурению геологоразведочных скважин / Глав. редактор издания проф. Е.А. Козловский. – СПб.: ООО «Недра», 2000. – С. 374–386.
17. Лю Тяньлэ. Оптимизация составов буровых растворов для бурения скважин на газовые гидраты с помощью ортогонального экспериментального метода / Лю Тяньлэ, Н.И. Николаев // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 51–54. – EDN PGEXKB. Тяньлэ, Л. Исследования ингибирующей способности буровых растворов при разведке газовых гидратов в провинции Цинхай (КНР) / Л. Тяньлэ, Н.И. Николаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 10. – С. 32–35. – EDN SDCKGP.
18. Лю Тяньлэ. Повышение эффективности ликвидации геологических осложнений при бурении скважин на газовые гидраты в провинции Цинхай (КНР) / Лю Тяньлэ, Н.И. Николаев // Инженер-нефтяник. – 2013. – № 3. – С. 17–20. – EDN SDBQMT.
19. Николаев Н.И. Исследование ингибирующей способности бурового раствора с кинетическим ингибитором при разведке газовых гидратов / Н.И. Николаев, Лю Тяньлэ, Р.М. Вафин // 2011. – № 3. – С. 28–32. – EDN ONLXVH.
20. Temperature regulation effect of low melting point phase change microcapsules for cement slurry in nature gas hydrate-bearing sediments / Yang, G., Liu, T., Blinov, P.A., Wen, D., Fang, C. // Energy, 2022, 253, 124115.

KEYWORDS: gas hydrate, borehole, drilling string, coring, drilling mud, mud properties, ice crust permeability.



АЗОТНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ: методы снижения затрат при эксплуатации скважин

ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОТНОСЯТСЯ К СТРАТЕГИЧЕСКИМ ОБЪЕКТАМ ВЫСОКИХ КЛАССОВ ОПАСНОСТИ. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ, СВЯЗАННЫХ С ВОЗГОРАНИЕМ, ИМЕЕТ КОЛОССАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ НЕ ТОЛЬКО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ БЕРЕЖНОГО ОТНОШЕНИЯ К ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ, НО ТАКЖЕ ПОЗВОЛЯЕТ ИЗБЕЖАТЬ ФИНАНСОВЫХ И ВРЕМЕННЫХ ПОТЕРЬ. КАКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ?

ENTERPRISES OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX ARE CLASSIFIED AS STRATEGIC OBJECTS OF HIGH HAZARD CLASSES. PREVENTION OF EMERGENCY SITUATIONS RELATED TO FIRE IS OF GREAT IMPORTANCE NOT ONLY FROM THE POINT OF VIEW OF RESPECT FOR THE ENVIRONMENT, BUT ALSO AVOIDS FINANCIAL AND TIME LOSSES. WHAT EQUIPMENT IS OFFERED BY MODERN RUSSIAN MANUFACTURERS FOR THE EFFICIENT AND SAFE IMPLEMENTATION OF PROJECTS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергоэффективность, добыча, эксплуатация скважин, транспортировка нефти и газа, азотные компрессорные станции.

Окопний Дмитрий Сергеевич
менеджер
сопровождения проектов,
ООО «Завод компрессорного
оборудования «Агора»

Для безопасного проведения технологических операций при бурении, эксплуатации скважин, вскрытии продуктивных пластов, ремонте и испытании трубопроводов, резервуаров, работа которых связана с взрывоопасными средами, применяют специальное оборудование.

Азотные компрессорные станции серии ПМКС производства ООО «Завод компрессорного оборудования «Агора» предназначены для получения из атмосферного воздуха инертной газовой смеси на основе азота и подачи газообразного азота под давлением в различные объекты.

УДК 621.51

Для компактных производств и удаленных объектов

Для удобства включения оборудования в производственный процесс, станции изготавливают в различных вариантах.

Для удобства включения оборудования в производственный процесс, станции изготавливают в различных вариантах: на шасси или салазках

Передвижные станции **на шасси** серии ПМКС в модульном исполнении монтируются на автомобили подходящей грузоподъемности и конструкции или на автоприцепе. Самоходные станции в дополнение к статусу компрессорного оборудования имеют статус транспортного средства. Предназначены они только для перемещения по объектам эксплуатации и технологическим дорогам, транспортирование дополнительных грузов и буксировка прицепов самоходными станциями при этом не допускается. Типичным представителем серийно выпускаемых станций на шасси данного типа является Станция компрессорная передвижная ПМКС-600/25 С95 (модернизированная станция СДА-10/251 С95).

Станции **на раме/салазках** производятся также без шасси.

Вместо базового шасси используется рама, или салазки, по-другому – сани. Такой вариант конструкции удобно применять там, где проходимость автотранспорта или спецтехники затруднена, что делает их незаменимыми в условиях отсутствия инфраструктуры в отдаленных и северных районах,

где сегодня сосредоточена основная нефтедобыча. Для транспортировки компрессорных установок на салазках в труднодоступные места на корпусе станции предусмотрены крепления (дополнительная опция) для перемещения оборудования посредством вертолетов.

Азотные станции имеют чистоту азота от 90 до 98 %. Для получения азота используются технологии мембранного газоразделения. Любые модели азотных и воздушных станций могут быть изготовлены как на раме, так и на шасси.

При производстве поршневого компрессора специалисты Завода компрессорного оборудования используют только российское сырье и комплектующие, что особенно важно в нынешних условиях

Проверено практикой

Серийно выпускаемой моделью азотной компрессорной станции серии ПМКС, чаще всего используемой в нефтесервисе, является модель ПМКС-600/25 С 95. Данная модель представляет собой установку, смонтированную на грузовое шасси требуемой проходимости. Азотные установки на основе технологий мембранного газоразделения находят все более широкое применение для предупреждения пожаров в целом ряде отраслей. Компактный размер мембранных картриджей дает возможность производить мобильные азотные установки на самостоятельном ходу без привязки к местности.

Азотные компрессорные станции типа ПМКС в зависимости от потребности заказчика поставляются на шассе или раме-салазках. Все оборудование станции смонтировано на общей раме, которая в зависимости от конструкции станции крепится к шасси автомобиля четырьмя или шестью струпцинами с помощью восьми или двенадцати стяжных шпилек.

Импортозамещение

В качестве машины для сжатия воздуха на станции типа ПМКС-600/25 применен поршневой, оппозитный, четырехрядный, шестицилиндровый, шестиступенчатый компрессор 4ГМ2,5-10/251 или УЕ-600/25 собственного производства. Поршневой тип компрессорного агрегата, используемый в составе компрессорных станций, делает ремонт оборудования быстрым и недорогим. При производстве поршневого компрессора специалисты Завода компрессорного оборудования используют только российское сырье и комплектующие, что особенно важно в нынешних условиях.



ТАБЛИЦА 1. Серийно выпускаемые модели азотных станций

Модель	Произв., м³/час	Давление изб., МПа	Мощность, л.с.	Концентрация ИГС, %	Исполнение	Ближайший аналог
ПМКС-300/10 С	300	10	360	90–98	КАМАЗ, Урал	СДА-5/101, ТГА-5/101
ПМКС-300/22 С	300	22	360	90–98	КАМАЗ, Урал	СДА-5/221, ТГА-5/221
ПМКС-600/10 С	600	10	520	90–98	КАМАЗ, Урал	СДА-10/101, ТГА-10/101
ПМКС-600/25 С	600	25	520	90–98	КАМАЗ, Урал	СДА-10/251, ТГА-10/251
ПМКС-300/10 Д	300	10	360	90–98	Рама-салазки	НДА-5/101
ПМКС-300/22 Д	300	22	360	90–98	Рама-салазки	НДА-5/221
ПМКС-600/10 Д	600	10	520	90–98	Рама-салазки	НДА-10/101
ПМКС-600/25 Д	600	25	520	90–98	Рама-салазки	НДА-10/251

Привод компрессора осуществляется от дизеля (силового агрегата) через фрикционную муфту и муфту с резинокордной оболочкой. Компрессор и дизель оснащены всеми системами, необходимыми для нормальной работы станции. Для получения инертной газовой смеси требуемой концентрации применен газоразделительный блок на основе половолоконных мембран. Применение метода мембранного газоразделения обеспечивает мобильность азотных станций и позволяет конечному потребителю значительно сократить издержки при производстве азота. Затраты на техническое обслуживание ГРБ на основе мембранных модулей незначительны. С целью увеличения срока службы мембранных картриджей и работоспособности газоразделительного блока в целом применена система очистки

воздуха, в которую входят фильтры со степенью очистки воздуха до 0,003 мкм и адсорбер или угольный фильтр для очистки воздуха от паров масла. **Автоматизация** Атмосферный воздух через воздушный фильтр попадает на всасывание компрессора, сжимается в его шести ступенях, охлаждаясь после каждой ступени сжатия в промежуточных и конечном холодильниках. Холодильники одновременно выполняют функции влагомаслоотделителей. Для охлаждения воздуха, поступающего в мембранный газоразделительный блок, до температуры, не превышающей плюс 60 °С, сжатый воздух после третьей ступени компрессора проходит через холодильник, а затем проходит фильтры, где очищается от капельной влаги

и масла. Очищенный воздух поступает в мембранные модули газоразделительного блока, где происходит разделение потока сжатого воздуха на два потока: поток газов, проникших через мембрану (пермеат), и поток газов, не проникших через мембрану, – остаточный поток, обедненный кислородом – азот. Разделение газов происходит за счет различных коэффициентов проницаемости азота и кислорода через полимерную мембрану. Проникшая через мембрану смесь газов (пермеат) находится при атмосферном давлении и отводится в атмосферу. Остаточный поток смеси газов (азот) поступает в четвертую ступень компрессора для дальнейшего сжатия и подачи потребителю. Для ограничения давления воздуха, не превышающего допустимых значений, установлены предохранительные клапаны.

Надежность – в качестве... Контроль за слаженной работой станции, аварийная защита, работа сигнализации, освещение пульта управления и подкапотного пространства обеспечиваются автоматической системой. От воздействия атмосферных осадков и случайного повреждения оборудование станции защищено металлическим, теплоизоляционным капотом, по боковым сторонам которого установлены двери, необходимые для доступа к оборудованию станции при его осмотре и обслуживании. Для съема капота



на крыше предусмотрены четыре грузовые кронштейна. Негорячие материалы, из которых изготовлен капот, делают эксплуатацию оборудования безопасной в любых климатических условиях. Муфта с резинокордной оболочкой, маховик компрессора, клиноременные передачи привода вентиляторов и водяного насоса, а также карданный вал имеют защитные ограждения. Для подключения станции к потребителю в комплект поставки станций входит трубопровод, состоящий из быстроразъемных труб и колен (манифольдов).

...и людях Инженерно-технический персонал Завода компрессорного оборудования – это высококвалифицированные специалисты с многолетним опытом работы на предприятиях промышленного компрессоростроения России. Количество компрессорных станций и поршневых компрессоров, собранных только одним специалистом, измеряется сотнями. Пятый год подряд рекламации на компрессорные станции серии ПМКС попросту отсутствуют.

Модернизация для клиентов Для предприятий, эксплуатирующих компрессорные станции типа СД, СДА, НД, НДА, ТГА, произведенные

Заводом компрессорного оборудования, компания открыла направление модернизации компрессорных установок с целью сокращения издержек своих клиентов. Старое оборудование, нуждающееся в постоянном обслуживании и ремонте, увеличивает расходы на его эксплуатацию, заявленные характеристики с момента выпуска оборудования с течением времени, как правило, не достигаются. Модернизация же позволяет восстановить работу техники и привести параметры к гарантированным заводским характеристикам и даже улучшить технические характеристики станции по основным показателям (давление, производительность) и увеличить частоту получаемого газа (90, 95 %) для станций с низким содержанием азотной газовой смеси или для воздушных станций путем установки ГРБ. Основная цель модернизации – снизить затраты на обслуживание и повысить эффективность работы техники. Для ее достижения решаются несколько задач:

- во-первых, приведение технических характеристик станции в соответствие к заявленным в паспорте;
- во-вторых, установка ГРБ на воздушные компрессорные станции для получения ИГС нужной концентрации;
- в-третьих, получение нового транспортного средства (при замене шасси).

Перечень работ по модернизации компрессорных станций, а также их стоимость и сроки зависят от потребностей наших клиентов. К общим работам по модернизации оборудования можно отнести замену морально устаревших комплектующих, элементов станции с комплектующими иностранного производства типа составных частей ГРБ, фильтров, элементов, мембранных модулей, предохранительных клапанов и т.д. Большинство станций типа ПМКС, СДА, НДА, ТГА, ранее оснащались американскими мембранными картриджами, сегодня их поставка затруднена, стоимость необоснованно завышена, а сроки поставки не удовлетворяют потребностям технологического процесса.

Почему Агора Новые мембранные модули, используемые Заводом компрессорного оборудования с 2022 г. в производстве азотных компрессорных станций типа ПМКС, сочетают в себе последние разработки в сфере сепарации газов и имеют значительное преимущество перед конкурентами. Станции на основе мембранных модулей выходят на режим значительно быстрее, картриджи начинают работать уже при температуре ГРБ всего +20 °С, в то время как американские аналоги требуют более высокого температурного режима. Услуга модернизации с выдачей нового ТС позволяет сэкономить на покупке новой техники до 10–15 млн рублей. Экономия достигается за счет использования в производстве давальческого навесного оборудования клиентов.

При модернизации компрессорные станции оснащаются современными отечественными расходными материалами. В целом модернизация компрессорного оборудования позволяет снизить затраты на его эксплуатацию, повысить эффективность производства и обеспечить более безопасную работу. ●

KEYWORDS: *energy efficiency, production, well operation, oil and gas transportation, nitrogen compressor stations.*

АРХИТЕКТУРА ПОДВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СООРУЖЕНИЙ

Кульпин Дмитрий Леонидович
ведущий инженер,
Институт проблем нефти и газа РАН

Земляновский Вадим Александрович
инженер,
Институт проблем нефти и газа РАН,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Гусейнов Чингиз Саибович
главный научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа РАН,
профессор, д.т.н.,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОТОБРАЖЕНА СОВОКУПНОСТЬ АРХИТЕКТУРНЫХ РЕШЕНИЙ, КОТОРАЯ ДОЛЖНА БЫТЬ ЗАРАНЕЕ ПРЕДУСМОТРЕНА В СЛОЖНОМ СОЧЕТАНИИ С ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ, КЛИМАТИЧЕСКИМИ И ЭСТЕТИЧЕСКИМИ КОМПОНЕНТАМИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИМИ СПЕЦИФИКУ АРКТИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОПИСАНА УМЕСТНОСТЬ ПРОРАБОТКИ МНОВОВАРИАНТНЫХ АРХИТЕКТУРНЫХ РЕШЕНИЙ С НЕПРЕРЫВНЫМ УЧЕТОМ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ – НЕПРЕЛОЖНОГО ФАКТОРА В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОЙ СРЕДЫ, ЧРЕЗВЫЧАЙНО УДАЛЕННОЙ ОТ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

THIS ARTICLE PRESENTS THE MAIN DESIGN PROVISIONS NECESSARY FOR THE DEVELOPMENT OF A DEEP-SEA OIL AND GAS FIELD. IT DISPLAYS A SET OF ARCHITECTURAL SOLUTIONS, WHICH MUST BE PROVIDED IN ADVANCE IN A COMPLEX COMBINATION WITH ENVIRONMENTAL, CLIMATIC AND AESTHETIC COMPONENTS THAT CHARACTERIZE THE SPECIFICS OF AN ARCTIC FIELD. THE AUTHORS DESCRIBE THE RELEVANCE OF DEVELOPING MULTI-OPTION ARCHITECTURAL SOLUTIONS, TAKING INTO ACCOUNT OPERATIONAL SAFETY – AN UNAVOIDABLE FACTOR IN CONDITIONS OF THE ARCTIC ENVIRONMENT, WHICH IS EXTREMELY REMOTE FROM INDUSTRIAL INFRASTRUCTURE FACILITIES

Ключевые слова: архитектурные решения, подводно-погружные сооружения, подводно-плавучие сооружения, арктические месторождения, технологические комплексы.

В судостроительной практике под термином «архитектура» подразумеваются особенности не только внешнего контура сооружения, но и рациональное размещение всех входящих в него функциональных производственных объектов с учетом помещений, предназначенных для проживания и питания обслуживающего персонала [4]. При этом в отличие от боевых подводных лодок, имеющих ярко выраженную удлиненную конфигурацию для возможности быстрого продвижения в подводном пространстве, подводное нефтегазодобывающее сооружение предназначено для постоянного пребывания на заданной точке месторождения, наиболее предпочтительна окружная массивная форма подводного сооружения; кроме того, поскольку для добычи углеводородов прежде всего необходимо иметь скважины, бурение которых осуществляется с помощью буровой вышки, то нами было предложено двухкорпусное исполнение, в одном из которых необходимо осуществлять бурение скважин, а в другом выполнять все последующие производственные циклы – промышленную подготовку добываемых углеводородов (УВ) и их подачу в подводные трубопроводы или в подводные танкеры. Выбор же варианта транспортировки зависит от близости к потребителю: на дальние расстояния предпочтительнее использовать танкеры. Для подводного нефтегазодобывающего сооружения, на наш взгляд, необходимо иметь два сочлененных равнопрочных цельных корпуса в связи с многообразными производственными функциями: бурением скважин и промышленной подготовкой пластовой продукции с ее последующей отправкой потребителю; причем в случае его близости – осуществлять доставку углеводородов по подводным трубопроводам; в случае же удаленности месторождения от потребителя – использовать подводные танкеры; в этом случае необходимо сжимать газовую составляющую ради компактности (хорошо известно, что при сжижении объем газа сокращается более чем в 600 раз).

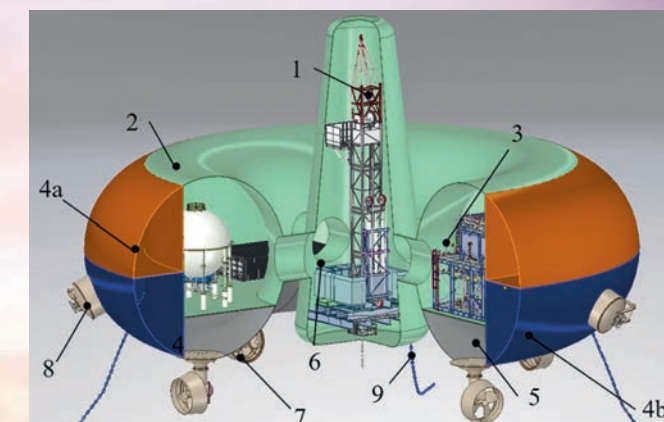
Для решения такой задачи нами было предложено сочленение катамаранного типа; причем, в отличие традиционного сочленения продольной направленности, впервые в судостроительной

практике было предложено окружное сочленение двух цельных прочных корпусов катамаранного исполнения взамен традиционного сочленения продольной направленности, которое представлено на рис. 1 [8].

Такое решение вытекает из разнородности функционального предназначения: буровой комплекс изначально должен иметь буровую вышку, а для всех последующих операций корпус тороидальной формы как нельзя лучше соответствует производственным функциям подготовки и перекачки пластовой продукции либо в подводные танкеры, либо в подводные трубопроводы наряду

ФАКТЫ
600 раз
сокращается объем газа
при сжижении

РИСУНОК 1. Подводное плавучее нефтегазовое сооружение для бурения и добычи (в соответствии с принятой терминологией «подводной нефтегазовой платформы») [8]



1 – устьевой модуль; 2 – основной (тороидальный) корпус судна; 3 – коридор тороида; 4a и 4b – секционированные отсеки корпуса для балласта; 5 – балластная секция со стальной дробью; 6 – внутренняя переходная галерея между устьевым модулем и основным корпусом; 7 – движители, обеспечивающие горизонтальность положения ПНГС; 8 – шлюзовое устройство; 9 – якорная система позиционирования ПНГС

с рациональным размещением помещений для проживания, питания и отдыха обслуживающего персонала. Более того, окружная форма главного подводного сооружения позволяет установить две круговые параллельные емкости: одну – для погружения на требуемую глубину, а вторую – для удержания всего сооружения в строго горизонтальном положении благодаря автоматическому регулированию заполнения секционированных отсеков. Наряду с этим необходимо отметить, что предлагаемое довольно массивное подводное сооружение не самоходное; его необходимо буксировать на заданную точку месторождения.

Подводные сооружения нефтегазового предназначения в глубоководных акваториях необходимо будет создавать в ближайшее время для освоения глубоководных нефтегазовых месторождений (НГМ) как на замерзающих морях, так и незамерзающих, поскольку возводимые стационарные сооружения (создаваемые для этих же целей) невозможно использовать. В связи с этим, естественно, возникает вопрос о пределе рационального использования надводных сооружений, которые явно неодинаковы для замерзающих и незамерзающих акваторий, что подлежит серьезному рассмотрению и анализу в отдельной статье.

В настоящее время известно использование как массивных сооружений, так и платформ, возводимых на прочных стальных или железобетонных опорах на незамерзающих морях на глубинах, не превышающих 300 м; в то же время на замерзающих (преимущественно – арктических) морях рациональным пределом использования стационарных ледостойких сооружений надводного исполнения может быть диапазон глубин 75–100 м в неперменной зависимости от средней толщины ледового покрова; с ростом глубин свыше указанного диапазона предпочтительнее и надежнее переходить на использование подводных сооружений и резервуаров.

Подводные сооружения нефтегазового предназначения в глубоководных акваториях необходимо будет создавать в ближайшее время для освоения глубоководных нефтегазовых месторождений как в замерзающих, так и незамерзающих морях

Если архитектура надводных сооружений в настоящее время в достаточной мере отработана в соответствии с хорошо продуманными регламентными положениями, то для глубоководных акваторий еще предстоит ее создать. В основе этих положений должно быть наиболее рациональное размещение необходимых производственных объектов. И, прежде всего следует принять во внимание необходимость наибольшей компактности размещения столь разных по внешнему облику и предназначению сооружений: буровой комплекс и последующие производственные объекты, промысловая подготовка добываемой пластовой продукции к транспорту с последующей их транспортировкой, которую возможно осуществить с использованием танкеров или путем подачи

ФАКТЫ

75-100 м

диапазон глубин на замерзающих морях, на которых возможно использование стационарных ледостойких сооружений надводного исполнения

в подводные трубопроводы. Именно этими факторами необходимо руководствоваться обеспечивая обтекаемость сооружений, производимых в двух модификациях: подводно-погружном и подводно-плавучем. И только после этого прорабатывать их проектирование: т.е. совокупность/сочленение бурового комплекса с производственно-добычным комплексом с учетом наличия в обеих модификациях производственного персонала. Перечисленная совокупность всех изложенных постулатов образует предпосылки для проектирования архитектуры подводных сооружений в целом.

В общепринятое понятие архитектуры подводных нефтегазодобывающих сооружений следует включать, прежде всего, внешний облик сооружения, из которого осуществляется как бурение скважин, так и добыча углеводородов с последующей промысловой подготовкой их к транспорту и, естественно, либо отгрузкой УВ (причем отдельно и только в жидком состоянии) в подводные танкеры или подводные трубопроводы [3].

И поскольку вышеуказанные производственные операции кардинально различны по своему назначению, то и их внешний облик в соответствии с их назначением, по нашему мнению, должны очень различаться. Так, для бурения скважин неизменно необходима вертикальность внешнего вида, с тем чтобы вместить в себя буровую вышку, в основании которой необходимо предусмотреть пространство, площадь которого обеспечивала бы место для хранения буровых и обсадных труб, а для всех последующих производственных операций (промысловая подготовка к транспорту пластовой продукции и ее отгрузка в подводные танкеры или в подводные трубопроводы) требуют существенно больших площадей. В связи с этим и возникло предложение отдельного размещения необходимого производственного оборудования в тороидальной (окружной) камере, совмещенной с коническим пространством, необходимым для размещения бурового комплекса.

Следует также отметить, что необходимость освоения нефтегазовых месторождений

на глубоководных замерзающих и незамерзающих морях прежде всего требует наличия двух принципиально разных модификаций сооружений: для освоения месторождений на глубинах примерно до 200–250 м подводные сооружения должны быть погружного исполнения, т.е. устанавливаться непосредственно на морском дне; в случае же более глубоководных акваторий эти сооружения должны производиться с использованием подводных сооружений плавучего исполнения: а именно, устанавливаться/фиксироваться независимо от глубины моря – на 130–150 м от поверхности с тем, чтобы избежать возможных ледовых воздействий, приводящих к аварийной ситуации.

Таким образом, их необходимо производить в двух модификациях: подводно-погружной и подводно-плавучей в зависимости от предназначения. Представленный общий вид такого подводного сооружения, возможен для использования в обоих вариантах без особых изменений. Катамаранное сочленение окружной формы благодаря большим размерам сочленяемых объектов позволяет разместить в них как производственные, так и жилищно-бытовые объекты.

Глубоководные сооружения, несомненно, будут обитаемыми и обслуживающий персонал такого объекта должен будет совмещать несколько смежных профессий, чтобы максимально сократить кадровую численность ПНГС

Таким образом, возникла необходимость использования архитектурных решений, позволяющих оптимально объединить все необходимые атрибуты современного жилищно-производственного комплекса. Сославшись на большие габариты, по-видимому, необходимо отметить, что размеры тороидального плавуче-погружного сооружения (диаметр и длина окружности тороида) зависят от количества необходимых производственных операций и численности персонала, в связи с чем мы можем привести лишь примерно рекомендуемые и возможные габариты подводного нефтегазодобывающего комплекса: размеры внешнего диаметра тороида в 80 м, внутренне сочленяемого с конусом диаметром около 40 м и высотой 50 м, необходимые для размещения буровой вышки; в тороидальном отделении размеры, как диаметр, так и длина его окружности, могут быть изменены в зависимости от общей массы используемого оборудования, численности персонала, а также объема производственных функций с учетом возможности выделения объема/площади для временного хранения добываемой нефти и сжиженного природного газа (если возникнет необходимость его сжижения с последующим временным хранением и периодической отгрузкой). Безусловно, при реальном проектировании с учетом численности экипажа, размещения в тороиде необходимых жилищно-бытовых помещений размеры тороида, могут измениться; более того, число отсеков/секторов определяется из соображений их назначения, наиболее рациональной компоновки и чередования наиболее близких функций; при этом,

ФАКТЫ

200-250 м

глубина моря, на которой для освоения месторождений надо использовать подводные сооружения погружного исполнения

естественно, вся совокупность функциональных помещений должна размещаться с учетом подбора дифферентных емкостей необходимых размеров, хотя, возможно, масса этих помещений должна быть учтена/компенсирована наличием соответствующих дифферентных и регулируемых емкостей необходимого объема.

Учитывая большую сложность разработки морских месторождений, предназначенные для этой цели глубоководные сооружения, несомненно, будут обитаемыми; и, естественно, обслуживающий персонал такого объекта должен будет совмещать несколько смежных профессий, чтобы максимально сократить кадровую численность ПНГС. Кроме того, учитывая довольно значительную удаленность таких объектов, длительность пребывания персонала, несомненно, должна быть оптимизирована, как это и осуществляется во всем мире на удаленных производственных объектах. И, как нам представляется, период пребывания на таких объектах не должен превышать 10–15 дней с последующим пребыванием на такой же срок на берегу. Таким образом, необходимо чередовать смену обслуживающего персонала с учетом непредвиденных производственных или аварийных обстоятельств, требующих экстренной смены или полного ухода персонала.

Многообразие объектов подводного нефтегазодобывающего сооружения требуют и многовариантной проработки архитектурных решений с целью выбора наиболее надежного и безопасного варианта расположения многочисленных объектов.

С учетом изложенного, в подводном сооружении должны быть предусмотрены площади, достаточные для проведения необходимых производственных операций, а также площади/места для комфортного и длительного проживания, т.е. в них необходимо предусмотреть все современные условия, возможные в ограниченных пределах самого сооружения: каюты, столовые, помещения для проведения свободного времени, включая также места для занятий спортом.

Это требует поиска архитектурного решения, удовлетворяющего всем критериям. При этом следует пытаться оптимизировать и переходы между помещениями с учетом использования системного подхода к динамично развивающейся специализации производственных операций, как в бурении, так и в технологии подготовки добываемой пластовой продукции к дальнейшему транспорту, особенно в рационализации технологии сжижения не только природного газа, но и нефтяного.

Не меньшее значение приобретает и выбор места расположения подводного сооружения на глубоководном месторождении, не исключая при этом возможности увеличения числа одинаковых подводных сооружений, который может иметь место в случае освоения уникального нефтяного/газоконденсатного глубоководного месторождения. Кроме того, при освоении такого месторождения необходимо четко определить число и номенклатуру вспомогательных подвижных средств, которые будут способствовать повышению работоспособности и надежности одного или нескольких стационарных глубоководных сооружений (в последнем случае следует наиболее эффективно использовать локальную связь и взаимодействия этих объектов), не исключая многовариантную проработку всего цикла освоения глубоководного месторождения.

Размещение функциональных производственных помещений необходимо осуществлять только с учетом логики последовательно проводимых производственных операций в подводном сооружении

Наряду с этим при проектировании обустройства уникального месторождения следует принять во внимание и характер всей донной поверхности, в особенности между возможным числом подводных объектов, при этом не исключается, в случае освоения крупного месторождения, использовать необходимое количество примерно одинаковых сооружений, причем, возможно, с назначением одного из сооружений центральным, с которого будет осуществляться вся связь с береговыми службами.

С целью наиболее эффективной передачи местной информации очередной смене экипажа следует проводить смену не целиком, а наполовину, что позволит сохранить наработанный ритм и сразу учитывать его нюансы, а также избежать ранее допущенных ошибок (по сведению одного из авторов данной статьи, такое решение было принято в объединении «Каспморнефть» в Баку еще в 60-е годы прошлого столетия на основе многолетнего опыта работы на морских стацплатформах на Каспийском море, где отдельную платформу, как правило, регулярно покидала лишь половина экипажа).

При установке цельного внешнего покрытия всех подводных технологических объектов в едином корпусе тороидальной формы становится по существу безразличным его ориентация в подводном пространстве навстречу постоянному направлению подводного течения, интенсивность которого может сезонно изменяться, но направление – практически

ФАКТЫ

10-15 суток

максимальная продолжительность пребывания персонала на подводных объектах при освоении морских месторождений

оставаться неизменным. Размещение функциональных производственных помещений необходимо осуществлять только с учетом логики последовательно проводимых производственных операций в подводном сооружении. При размещении разнообразных функциональных объектов непосредственно в сооружении следует использовать оптимальным образом их назначение, с тем чтобы рационально минимизировать пути передвижения персонала; кроме того, рекреационные помещения следует отдалить от функционально производственных, прежде всего с точки зрения обеспечения их безопасного использования и управления производственными операциями, а также производимого шума операций; кроме того, учитывая плотность окружающей водной толщи, материалы всех стен производственных помещений должны обладать наибольшей способностью шумопоглощения, в том числе и гашения вибрационных помех; все пути (коридоры) наряду с их функциональностью могут быть использованы для этой же цели. Одновременно при планировке коридоров следует максимально возможно исключить встречные маршруты с целью наиболее успешного экстренного покидания опасных производственных объектов.

В целом, при реальном проектировании подводного нефтегазового буро-добычного сооружения значительную часть многих производственных функций следует наиболее компактно размещать по родственному отношению к друг к другу и в то же время помещения рекреационного назначения следует максимально возможно отдалять от производственных объектов, т.е. следует производить их группирование по функциональному назначению.

По существу имеет место определенная аналогия наших кластеров с космическим кораблем и с подводной лодкой, но их габариты и назначение существенно отличны: более того, упомянутые выше объекты находятся в непрерывном движении, в то время как наше нефтегазодобывающее подводное сооружение предназначается для длительного/постоянного пребывания в водной среде

на заранее выбранной точке нефтегазового/газоконденсатного месторождения на любой поверхности морского дна.

Этим самым в едином подводном сооружении должны быть созданы два многофункциональных кластера: производственный и рекреационный, у каждого из них должны существенно различаться принципы компоновки отдельных функциональных объектов/помещений, в связи с чем и разрывы отдельных помещений между собой в каждом из кластеров будут также различаться, исходя из соображений их безопасного функционирования. Однако независимо от их назначения в обоих кластерах необходимо осуществить непрерывную систему приточно-вытяжной вентиляции с учетом постоянной регенерации воздуха и поддержанием необходимой влажности, а также нормобарических условий и температуры воздуха.

Учитывая круглосуточное пребывание персонала в подводном сооружении, важно организовать круглосуточную систему освещения рабочих мест и мест отдыха; при этом уместно дозированно используя ультрафиолетовые и инфракрасные источники.

Наряду с этим между всеми перечисленными сооружениями есть много общего в части проведения в них необходимой компоновки с присущим им предназначением, тем более что в нефтегазовом сооружении должны непрерывно осуществляться разнообразные производственные процессы, связанные с непредвиденными рисками, в первую очередь в бурении разведочных и эксплуатационных скважин, а также в непрерывной добыче углеводородов с последующей их транспортировкой как по трубопроводам, так и подводными танкерами.

Определенное время при хранении СПГ будет происходить вертикальное расслоение смеси углеводородов по плотности – так называемая стратификация, вследствие которой может возникнуть опасное явление – в замкнутом пространстве резервуара начнет подниматься избыточное давление, которое может способствовать образованию взрывоопасной среды; кроме того, рост давления может способствовать выпячиванию стенок хранилища.

При хранении СПГ следует организовать периодическое перемешивание слоев жидких углеводородов с помощью небольшого по производительности насоса, установленного на дне резервуара и включаемого на 5–10 мин с интервалом 15–20 мин

В связи с этим при хранении СПГ следует организовать периодическое перемешивание слоев жидких углеводородов с помощью небольшого по производительности насоса, установленного на дне резервуара и включаемого периодически на 5–10 мин. примерно через каждые 15–20 мин; в результате такого периодического перемешивания разных фракций углеводородов можно надежно исключить вероятность этого опасного явления.

ФАКТЫ

2 кластера

должны быть созданы в едином подводном сооружении: производственный и рекреационный

Вообще следует также отметить, что в случае необходимости хранения СПГ хранилище наиболее целесообразно удалить от основного подводного плавучего или погружного сооружения на безопасное расстояние [7]. Подводные газозовы СПГ могут пришвартовываться к отдельно установленному хранилищу. Такое решение необходимо для предотвращения потенциальных повреждений, возникающих от эффекта быстрого фазового перехода (англ. rapid phase transition – RPT), или «холодного» (парового) взрыва. Явление «холодного» взрыва может возникнуть при разгерметизации оборудования с дальнейшим выбросом сжиженного природного газа и его быстрым фазовым переходом при контакте с водой. Вообще опасности, которые могут привести к явлению, описанному выше, можно разделить на две группы:

- опасности, связанные с воздействием на внешний корпус хранилища;
- опасности, связанные с воздействием на внутренний корпус хранилища.

Наряду с вышеизложенным [6], хранение нефти предпочтительнее осуществить в отдельно установленном для этой цели хранилище придонного исполнения (желательно сферической формы в случае придонного исполнения) и принять необходимые меры по обеспечению безопасности. Как известно, площадь сферической емкости, как правило, минимальна по сравнению с другими геометрическими фигурами. Но она всегда будет крайне неустойчива, в особенности на неровной донной поверхности: от любого подводного течения она будет подвержена перемещению, в связи с чем непременно следует ее зафиксировать, что наиболее успешно можно сделать, охватив ее круговым возвышением небольшой высоты, т.е. разместив/зафиксировав сферу в предварительно подготовленную «чашу»; и тогда в сфере-хранилище можно будет четко различать «верх» и «низ», что легко позволит установить входное и выходное отверстие, причем в верхней части можно дополнительно установить специальный патрубок, соединяющий сферу с небольшой

по размерам отдельной емкостью, сообщаемой с атмосферой и обеспечивающей «дыхание» хранилища, и таким образом предотвратить образование вакуума.

К внешним воздействиям, способным повлиять на прочностные характеристики внешнего резервуара, можно отнести гидродинамическое воздействие и механическое воздействие (падение якоря, столкновение с подводной лодкой и т.д.). Механическое воздействие является маловероятным, но, тем не менее, возможным. К основным опасным воздействиям, ввиду особенностей внутреннего резервуара, которые могут оказать влияние на прочностные характеристики танка, стоит отнести:

- внешнее барическое воздействие – изменение давления в межстенном пространстве;
- внутреннее барическое воздействие, как уменьшение, так и увеличение давления во внутреннем резервуаре.

Одной из известных проблем повышения внутреннего давления, а также следствием разрушения резервуаров является «ролlover» – расслоение старых и новых слоев СПГ и самопроизвольное смешивание в резервуаре.

Учитывая это замечание, по-видимому, следует исключить возможность хранения СПГ непосредственно в данном подводном сооружении, хотя его объемные возможности, безусловно, могут позволить это сделать; хранить СПГ следует в специальной емкости, отдаленной на безопасное расстояние.

Не менее важным является реализация мероприятий по вентиляции всех помещений, оснащение их приточно-вытяжной системой с использованием средств постоянной регенерации отработанной части воздуха в строгом соответствии с установленными санитарно-эпидемиологическими нормативами.

Принципиальное отличие в обустройстве морских НГМ от сухопутных (которые характеризуются тремя стадиями разработки) заключается в необходимости проектирования сооружений с учетом единовременных капитальных вложений, независимых от различных стадий разработки месторождения, что, естественно, существенно повышает стоимость [5, 9]. В связи с этим на подводном нефтегазодобывающем сооружении следует заранее предусмотреть необходимость установки тех производственных объектов, которые понадобятся лишь на последующих стадиях разработки месторождения в целом; и это касается, прежде всего, дожимных насосно-компрессорных станций со всеми необходимыми для их работы технологическими комплексами; а эта специфическая особенность разработки морского месторождения требует непрерывного поддержания состояния готовности этих технологических объектов к обычной эксплуатации.

Таким образом, совокупность пообъектных архитектурных решений должна быть заранее предусмотрена в сложном сочетании с экологическими, климатическими и эстетическими компонентами, характеризующими специфику арктического месторождения; при этом

ФАКТЫ

«Холодный» взрыв

может возникнуть при разгерметизации оборудования с дальнейшим выбросом сжиженного природного газа и его быстрым фазовым переходом при контакте с водой

представляется уместной проработка многовариантных архитектурных решений с неперенным учетом безопасности эксплуатации – непреложного фактора в условиях арктической среды, чрезвычайно удаленной от объектов промышленной инфраструктуры [6].

Мы кратко изложили основные положения проектирования, необходимые для освоения глубоководного нефтегазового месторождения, не вдаваясь в подробное перечисление различных производственных функций. При решении освоения конкретного месторождения, безусловно, возникнут еще более четкие требования, с учетом которых и будут проводиться последующие работы по проектированию необходимых конкретных объектов, как на море, так и на суше. ●

Литература

1. Гусейнов Ч.С., Федорова Е.Б., Тулин Д.Ю. Патент № 2660213 – Способ сжижения природного газа в процессе разработки подводных месторождений.
2. Гусейнов Ч.С., Кириченко А.А. О регенерации воздуха в подводных нефтегазовых сооружениях – Ж-л «Бурение и Нефть», № 1, 2015, с. 30–32.
3. Гусейнов Ч.С., Тулин Д.Ю. Подводная технология сжижения природного газа – Ж-л «Бурение и Нефть», № 5, 2016. С. 36–39.
4. Дронов, Б.Ф. Введение в архитектуру подводных лодок: учеб. пособие / Б.Ф. Дронов, В.Н. Пялов. – СПб.: Малахит, 2014. – 191 с.: ил. – Библиогр.: с. 186–189 – ISBN 978-5-903379-15-6.
5. Исаченко В.М. и др. Методический подход к определению капитальных вложений у обустройство нефтяных месторождений на различных стадиях разработки, ж-л «Нефтяное хозяйство», № 9, 2007, с. 70–72.
6. Кульпин Д.Л., Гусейнов Ч.С. К вопросам освоения нефтегазовых сооружений на длительно замерзающих морях – Ж-л «Бурение и Нефть» № 7–8, с. 26–29.
7. Патент № 2770514 С1 Российская Федерация, МПК B65D 88/78, F17C 1/00. Подводное хранилище сжиженного природного газа: № 2021126590: заявл. 09.09.2021: опубл. 18.04.2022 / В.А. Земляновский, Ч.С. Гусейнов, А.В. Колганов; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования Российский государственный университет нефти и газа. – EDN KFOMAI.
8. Хазеев В.Б., Кульпин Д.Л., Бобов Д.Г., Гусейнов Ч.С. «Аналитическое обоснование выбора формы подводных нефтегазовых сооружений в условиях арктического шельфа, ж-л «Бурение и Нефть», № 2, 2021, с. 58–66.
9. Шувалов В.М. Проблемы формирования архитектуры объектов придорожных комплексов. Вестник РУДН, серия Инженерные исследования, 2015, № 3, с. 63–71.

KEYWORDS: architectural solutions, submerged structures, submerged floating structures, arctic fields, technological complexes.

31 ОКТЯБРЯ – 3 НОЯБРЯ 2023



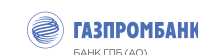
XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

18+



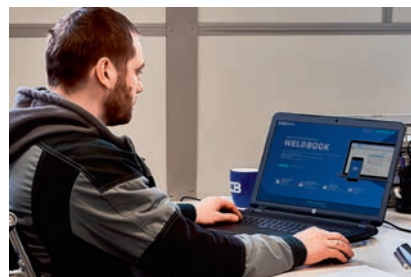
@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ
НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ
И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ
РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

ЦИФРОВИЗАЦИЯ СВАРОЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА

WELD BOOK

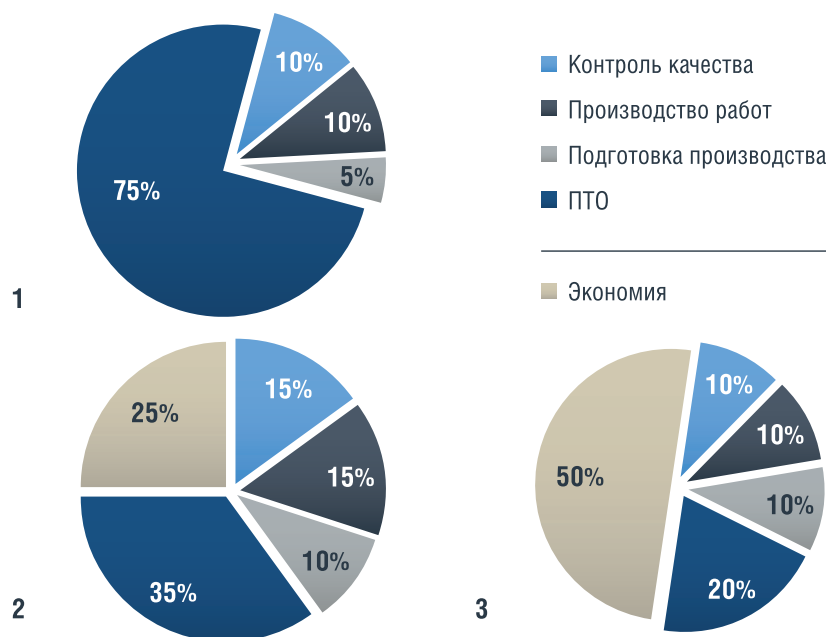


Цифра и контроль качества

Максим Литвинов

С 2017 г. используем WELDBOOK для управления лабораториями неразрушающего и разрушающего контроля. Автоматизированный документооборот, удобные атрибуты, приложения для смартфонов позволяют нам в режиме онлайн управлять шестью филиалами компании в разных часовых поясах России. На проектах через WELDBOOK мы легко взаимодействуем с различными строительными подрядчиками и ЕРС-компаниями. Обмен информацией, реакция на проектные изменения, отсутствие человеческого фактора – все это исключает издержки и репутационные риски. Приложение WB позволяет отслеживать корректность маркировки сварного соединения или образца, оперативно реагировать на производственные факторы.

БЛИЖЕ К ЦИФРАМ. Текущий массив заключений, созданных в WELDBOOK, насчитывает более 3 000 000 документов по разным методам контроля. Заключение создаются с учетом критериев и параметров НТД и проектных процедур, разрешительной документации, удостоверений, оборудования и т.п. В архивы подгружаются сканированные экземпляры документов, оцифрованные результаты (пленки) радиографического контроля и иная рабочая документация. **WB**



Парето для ПТО

Айнур Закиев
ООО «Газпром ЦПС»

Работая над совместным проектом, эксперты ООО «Газпром ЦПС» и ООО «ВЕЛДБУК» проанализировали и установили текущий статус участия служб строительного подрядчика (СП) и трудозатрат для создания производственно-сдаточной документации (диаграмма № 1). С учетом полномасштабного внедрения текущей версии программного комплекса WELDBOOK и обязательного вовлечения критически важных для цифрового производственного пространства трех служб СП и вынужденной меры по увеличению их трудозатрат, мы ясно прогнозируем снижение трудозатрат в ПТО (диаграмма № 2), которые, в свою очередь, практически напрямую связаны с фондом оплаты труда. Дальнейшее развитие программного обеспечения, замена контрольно-ревизионных функций в документообороте на

цифровые алгоритмы и увеличение ИТ-роботизации обработки данных и формирования документов, внедрение единых цифровых типовых форм документов для всех проектов СП, персонализация всех производственных процессов сварки и контроля обеспечат выход на принципиально новый уровень организации производства и трудозатрат, связанных с ним (диаграмма № 3). Закон Парето гласит, что 20 % приложенных усилий приносят 80 % результата. В ряде случаев эти величины могут меняться, но неизменно остается то, что меньшее количество

приложенных усилий приносит больший результат. Надо признать, что сегодня текущий статус дел подтверждает обратное. Мы внедряем это правило, воспользовавшись базовым решением в Мобильном приложении WELDBOOK с его последующим развитием, для служб сварки и контроля качества, как средство сбора первичной



производственной информации и онлайн обмена данными с предстоящей и последующей обработкой данных службами подготовки производства и ПТО.

Опираясь на тренды четвертой промышленной революции (INDUSTRY 4.0), мы видим, как стираются границы между высококвалифицированным рабочим

(кем безусловно является сварщик) и инженером. Множество примеров этому в таких специальностях, как операторы металлообрабатывающих центров с ЧПУ и многих других.

Эти наблюдения вселяют уверенность в правильности выбора пути и вовлечения в процессы цифровизации рабочих и работников на всех уровнях. **WB**

ОСОБОЕ МНЕНИЕ

Великая интеграция

Артем Титов
Независимый эксперт

Не секрет, что наличие разрешительной документации на момент начала сварочных работ как в целом, так и по конкретному виду сварки или контролю на проекте имеет существенное отставание.

Мобилизация персонала, наличие материала, интенсивность производства и многие другие факторы, которые, с одной стороны, для строительного подрядчика и инвестора являются приоритетными, а с другой, бесконечной головной болью – это вызов для цифровизации. Проверка компетенций персонала и технологической готовности СП достойно осуществляются силами участников проекта – независимыми лабораториями контроля качества, техническим надзором, самим СП и, конечно, заказчиком. Но устранение формальных несоответствий занимает существенные сроки, негативно влияя на прослеживаемость работ,

формирование приемо-сдаточной документации и, как следствие, на финансовое освоение. Вызовы времени, необходимость повысить темпы строительства и обеспечить рост производительности труда требуют модернизировать процессы и повысить мобильность взаимодействия внутренних сторон участников строительства с внешними компаниями, функционально связанными с разрешительной документацией. Практически невозможно представить, что СП до начала проекта длиной в год готов не менее двух недель, а в каких-то случаях и месяц оплачивать рабочим период пребывания в органах проверки квалификации.

Единственный разумный путь – это интеграция аттестационных и экзаменационных органов в цифровую экосистему проекта, проведение всех процедур без отрыва работников от объектов строительства, при этом используя для оценки персонализированные сведения на правах интегрированного участника цифровой экосистемы. **WB**



WELD BOOK

ВЗГЛЯД СО СТОРОНЫ Реинжиниринг сварки

Дмитрий Минтель
ООО «ВЕЛДБУК»

Технически WELDBOOK готов к использованию электронно-цифровой подписи (ЭЦП) для ИТР. Но, к сожалению, стоп-факторами ЭЦП является исходное качество и количество рабочей документации, производственные факторы, обмен информацией, унификация форм. Преодолеть это возможно только реформируя НТД и систему менеджмента сварки с учетом развития цифровых решений, осмысленного пересмотра алгоритмов. Чтобы подписать ЭЦП журнал специальных работ, нужно подписать ЭЦП каждый документ, отображающий сведения в журнале, и сделать это в момент его создания. Действующие нормы не предусматривают внесение изменений в исполнительные документы (реvizии), и не дают указаний к действиям при выявлении несоответствий по любым причинам. **WB**



ТЕРМИНОЛОГИЯ Цифровая тень

Михаил Машакин
ООО «ВЕЛДБУК»

Это персонализированные сведения о процессе сварки и результате контроля стыка, формирующие досье в цифровом производственном пространстве. Развитие гаджетов и атрибутов расширяют горизонт этих данных от текущих режимов, тайминга и детализации дефектов до учета параметров здоровья сварщика и дефектоскописта. Использование тени в сравнительном анализе с цифровым двойником позволяют четко анализировать риски возникновения брака, купировать их и оптимизировать затраты на контроль качества. **WB**

ВЫБОР ПАВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В БУРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЯХ

Обоснование методики

Леушева Екатерина Леонидовна

доцент кафедры бурения скважин,
Санкт-Петербургский горный университет,
доцент, к.т.н.

Алиханов Назим Теймурович

кафедра бурения скважин,
Санкт-Петербургский горный университет,
аспирант

ИЗВЕСТНО, ЧТО ЛЕГКО ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ГОРЮЧЕГО ТОПЛИВА В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ИСТОЩАЮТСЯ, В СВЯЗИ С ЭТИМ ВОЗНИКАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ В РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ОСЛОЖНЕННЫМИ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ИЛИ ВОЗОБНОВЛЕНИИ РАЗРАБОТКИ СТАРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОСНОВНЫМИ ЦЕЛЯМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ НА ДАННЫЙ МОМЕНТ ЯВЛЯЮТСЯ: ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ, ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ МАЛОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ, БОРЬБА С ОБВОДНЕННОСТЬЮ ДОБЫВАЕМОЙ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ. ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РЕШЕНИЯ ОБОЗНАЧЕННЫХ ЗАДАЧ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ). ОБЪЯСНЯЕТСЯ ЭТО ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПАВ ВЛИЯТЬ НА ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ И ТИП СМАЧИВАЕМОСТИ ПОВЕРХНОСТИ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ РЕШИТЬ БОЛЬШИНСТВО ПРОБЛЕМ НА ЭТАПАХ ВСКРЫТИЯ, ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ПНП). В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРОВЕДЕН ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ И КРИТЕРИИ ДЛЯ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНОГО ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА, ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ ПЕРВИЧНОМ И ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА КОЛЛЕКТОРА И В СИСТЕМЕ ЗАВОДНЕНИЯ ПНП

IT IS KNOWN THAT EASILY RECOVERABLE DEPOSITS OF HYDROCARBONS ARE RUNNING OUT, WHICH MAKES IT NECESSARY TO DEVELOP NEW FIELDS WITH COMPLICATED MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OR TO RESUME THE DEVELOPMENT OF OLD FIELDS. THE MAIN OBJECTIVES IN THE INDUSTRY AT THE MOMENT ARE: IMPROVING THE QUALITY OF DRILLING IN PRODUCTIVE FORMATIONS, INCREASING THE OIL RECOVERY FACTOR FROM LOW-PERMEABILITY FORMATIONS, PREVENTING INCREASING OF WATER CUT THE PRODUCED WELL PRODUCTS FLOW FROM FIELDS AT THE LAST STAGE OF DEVELOPMENT. ONE OF THE PROMISING DIRECTIONS OF SOLVING THE ABOVE PROBLEMS IS THE USE OF SURFACTANTS. THIS IS EXPLAINED BY THE ABILITY OF SURFACTANTS TO INFLUENCE THE SURFACE TENSION AND THE TYPE OF WETTABILITY OF THE SURFACE, WHICH ALLOWS SOLVING MOST PROBLEMS AT THE STAGES OF DRILLING-IN, INTENSIFICATION OF PRODUCTION AND ENHANCED OIL RECOVERY (EOR). IN THIS WORK, A LITERATURE REVIEW OF THE EXISTING METHODS, DEFINING THE CHARACTERISTICS AND CRITERIA FOR SELECTING AN EFFECTIVE SURFACTANT USED IN THE PRIMARY AND SECONDARY OPENING OF THE PRODUCTIVE RESERVOIR FORMATION AND IN THE WATERFLOODING SYSTEM OF EOR IS CARRIED OUT

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пластов, тепловые МУН, физико-химические МУН, биополимеры, термостабильность.

Поверхностно-активные вещества — это амфипатические молекулы, состоящие из неполярной гидрофобной цепи и полярной главной (водорастворимой) группы. Гидрофобная группа может представлять собой длинноцепочечный углеводород, фторуглерод, силоксановую цепь или короткую полимерную цепь [1]. С другой стороны, на основе их полярных обществ Грин и Уиллхайд и Камал и др. классифицировали гидрофильные группы на анионные (неполярный липофил), катионные (полярный гидрофил), неионные, амфотерные и цвиттерийонные ПАВ. Таким образом, гидрофильная головная группа является основой для классификации ПАВ. Известно, что на границе раздела фаз существует межфазовое натяжение, которое характеризует работу, необходимую для увеличения поверхности. ПАВ активны на границах «твердое тело — жидкость», «жидкость — жидкость», «твердое тело — газ» и «жидкость — газ». Благодаря адсорбции ПАВ на поверхности границы поверхностное натяжение можно уменьшить. Баланс гидрофобных и гидрофильных свойств в одной молекуле заставляет ПАВ связываться в воде и агрегировать на границе несмешивающихся фаз. Во время адсорбции ПАВ на границу раздела фаз гидрофобная часть ориентируется к поверхности твердого тела, а гидрофильная часть к воде. В результате чего межфазное натяжение уменьшается, а поверхность становится гидрофильной.

Благодаря своим способностям ПАВ применяются на различных этапах строительства и эксплуатации нефтегазовых скважин. Так, во время бурения распространено использование их в качестве эмульгаторов, пенообразователей и ингибирующих добавок. Содержание ПАВ в буровом растворе

ФАКТЫ Содержание ПАВ

в буровом растворе позволяет снизить негативный эффект от проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство породы коллектора

позволяет снизить негативный эффект от проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство породы коллектора [2]. Достигается это путем контроля типа смачиваемости поверхности горной породы [3]. О возможности сохранения целостности горной породы сообщается в работе [4]. Благодаря добавлению неинного ПАВ в буровой раствор удалось не только сохранить целостность карбонатного коллектора, но и повысить КИН [5].

Процесс ингибирования породы обосновывается наличием отрицательно заряженных ионов на поверхности, которые позволяют гидрофильной части адсорбироваться на поверхности породы, а гидрофобные хвосты отталкивают внешнюю водную фазу [6]. Необходимо отметить научные работы, направленные на исследование ПАВ не только в качестве агентов, изменяющих поверхностное натяжение и смачиваемость поверхности, но и в качестве агентов, контролирующих реологические и фильтрационные свойства буровых растворов. Авторам работы [7] удалось повысить не только значения динамического напряжения

сдвига (ДНС), но и увеличить термоустойчивость бурового раствора до 135 °С. Результаты модификации ПАВ графеном, представленные в работе [8], указывают на то, что возможно изменить статическое напряжение сдвига (СНС), характеризующее тиксотропные свойства бурового раствора [9]. Наличие же графена позволило снизить водоотдачу на 20 %, что положительно скажется на скин-эффекте. Неожиданное применение рассмотрено в статье [10], где было установлено, что ряд неионных ПАВ способны заменить смазки и понизить коэффициент трения бурового раствора на 30%. Задачей вторичного вскрытия является не только установка связи нижней и верхней части скважины, но и удаление всех негативных последствий воздействия технологических жидкостей на коллектор. В работе [11] авторами рассматривается внедрения в систему ПКД-515, состоящего из композиции нефраса, этилбензола, изопропанола, неолола, лапрола. Данный ПАВ хорошо себе зарекомендовал, при концентрации от 0,4 до 0,8% способен снизить поверхностное натяжение до 1,5 мН/м. В результате была разработана перфорационная жидкость, способная устранить и предупредить дальнейший ущерб коллекторским свойствам.

На стадии применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) способности ПАВ наиболее актуальны. Благодаря своим свойствам заводнение растворами ПАВ является единственным методом, направленным на повышение подвижности нефти. В рассмотренных работах [12, 13] нами были выделены критерии, соответствуя которым ПАВ может считаться эффективным:

- способность растворяться в пластовой воде;
- обеспечивать снижение межфазного натяжения на границе раздела «нефть – вода»;
- иметь минимальную адсорбцию;
- сохранять активность при контакте с флюидами;
- предотвращать ингибирование глинистых пород в составе коллектора;
- быть экономически доступным и экологически безопасным.

В промысловой практике заводнения коллекторов поверхностно-активными веществами широкое применение получили неионогенные ПАВы, которые отвечают всем описанным выше критериям.

В обзорной статье [14] авторами было проведено исследование, на основании которого они выделили основные факторы, влияющие на эффективность МУН. Критерии были проранжированы в следующем порядке: температура пласта, состав нефти, минерализация пластовой воды в особенности содержащей двухвалентные компоненты и глину. Вязкость нефти и проницаемость коллектора оказались наименее значимыми, так как не влияют на эффективность адсорбции молекул ПАВ и не приводят к изменению значения критической концентрации мицеллообразования (ККМ). ПАВ позволяет изменить тип смачиваемости горной породы на гидрофильный, что позволяет воде проникать в матрицу породы и вытеснять нефть, таким образом снижая остаточную нефтенасыщенность в трещиноватых карбонатных коллекторах [15]. Аналогичный механизм воздействия отмечается и при заводнении коллекторов, сложенных

ФАКТЫ

ККМ

это концентрация ПАВ, после которой начинают образовываться мицеллы, она является наиболее важной характеристикой при рассмотрении вопросов практического применения ПАВ

сланцевой породой. Однако авторами отмечается важность проведения лабораторных исследований с моделированием пластовых условий, так как ими отмечается разница полученных результатов в зависимости от условий [16]. Необходимо обратить внимание, что большинство исследований направлено на изучение и модификацию поверхностно-активных веществ. Связано это с проблемой ухудшения горно-геологических условий залегания пластов. Высокая минерализация и температура оказывают влияние на эффективность ПАВ, так как способны изменить ККМ [17]. ККМ – это концентрация ПАВ, после которой начинают образовываться мицеллы, она является наиболее важной характеристикой при рассмотрении вопросов практического применения ПАВ. Когда концентрация ПАВ превышает ККМ наблюдается сохранение постоянными значений поверхностного натяжения и осмотического давления, что говорит о том, что дальнейшее увеличение концентрации ПАВ не окажет влияния на поверхностное натяжение. В научной работе [18] проведено исследование, направленное на определение оптимальных химических реагентов под различные условия, например, установлено, что сочетание неионного ПАВ с дисульфонатом обеспечивает низкое поверхностное натяжение в условиях высокой минерализации и температуры 150 °С. В то же время для высокой минерализации и при температуре 120 °С повышение КИН на 34 % обеспечивается комплексом, состоящим из алкилэтоксикарбоксилата и алкилбензолсульфоната в соотношении 60/40 [19].

Благодаря рассмотренным работам можно сделать вывод о важности ПАВ при строительстве и эксплуатации нефтегазовых скважин. Однако необходимо помнить, что ПАВ являются дорогостоящими химическими реагентами и по этой причине крайне важен первый этап выбора ПАВ для технологической жидкости. Из рассмотренных работ становится ясным, что не существует какой-то установленной методики первичного выбора для состава,

В данной работе на основе литературного обзора и практического опыта будет предложена универсальная методика, которая позволит провести первичный отбор поверхностно-активных веществ. Суть методики заключается в определении наиболее важных физико-химических свойств ПАВ за несколько лабораторных исследований.

Методология и материалы

Поверхностное натяжение

Смачиваемость пород контролирует движение жидкостей в пористой среде на этапах бурения и добычи. Например, у гидрофильной породы низкая относительная проницаемость для воды, а из гидрофобного скелета пористой среды невозможно эффективно добывать нефть. Таким образом, изменение поверхностной смачиваемости пород фильтратом бурового раствора во время бурения может оказать положительное или отрицательное влияние на добывающую способность пласта, по крайней мере, около скважинной области.

Критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) характеризует концентрацию ПАВ в растворе, выше которой будут образовываться мицеллы ПАВ. Таким образом, если добавлять ПАВ после достижения ККМ, то поверхностное натяжение уменьшаться не будет. Малые значения ККМ, характеризуют данный ПАВ эффективным, потому что при минимальных концентрациях достигаются оптимальные значения. На величину ККМ может оказывать влияние множество факторов. Определяющим является природа ПАВ, а именно соотношение их гидрофобных и гидрофильных свойств.

Определить значение критической концентрации мицеллообразования можно по перегибу на графике зависимости межфазного натяжения от массовой концентрации ПАВ в растворе.

Для определения поверхностного натяжения, смачиваемости и ККМ применяется анализатор формы каплей фирмы Kruss, показанный на рисунке 1.

Основываясь на опыте и знаниях, описанных выше, для исследования использовались два основных прибора:

- тензиометр EasyDrop DSA 100;
- прибор для измерения линейного набухания глин.

Эти два прибора были выбраны для того, чтобы провести выбор оптимального ПАВ для технологических жидкостей.

В первую очередь необходимо подготовить образцы исследуемых ПАВ, в нашем случае проводилась оценка эффективности неионогенных ПАВ. Для этого подготавливаются пять образцов каждого ПАВ в следующих концентрациях: 0,05 %, 0,1 %, 0,25 %, 0,5 %, 1 %.

Далее исследование проходило на тензиометре. Сначала оценивалось как ПАВ влияет на смачиваемость, исследование проводилось следующим образом:

- В шприц набирался исследуемый образец;
- После установки шприца иглу погружают в кюветку, где средой выступает изоктан;

РИСУНОК 1. Прибор для исследования ПАВ тензиометр Easydrop



ФАКТЫ

Комплекс

из алкилэтоксикарбоксилата и алкилбензолсульфоната обеспечивает повышение КИН на 34 % в соотношении 60/40 для высокой минерализации и при температуре 120 °С

- Через программное обеспечение выставляется масштаб, таким образом, чтобы было отчетливо виден контур капли на дне кюветки;
- Угол смачивания автоматически рассчитывается для лежащей капли;
- Проводятся три замера, для того чтобы получить более точное значение.

После того как было проведено три замера, кюветку необходимо промыть и просушить, а также обезжирить при помощи изопропилового спирта, предупреждая заведомо ложные показания. За время пока кюветка для измерения краевого угла смачивания подготавливается, на подвижный столик устанавливается новая кюветка с изоктаном.

Далее проводится измерение межфазного натяжения:

- Измерение межфазового натяжения проводится на висячей капле, поэтому необходимо сменить программу;
- Иглу не спускаем на дно кюветки, так как необходимо пространство для висячей капли;
- Запись видео начинается автоматически, когда выдавливаются капли;
- Записываются значения, рассчитанные непосредственное перед отрывом капли от шприца;
- Проводятся три замера, для того чтобы получить более точное значение.

Таким образом, суммарно проводится минимум 6 замеров

для каждого образца. Можно проводить и больше измерений, чтобы снизить погрешность, однако меньше не рекомендуется.

После проведения исследования на тензиометре имеются данные о том, насколько эффективно исследуемый ПАВ снижает межфазное натяжение и изменяет смачиваемость поверхности [31]. Так как данные реагенты будут использованы в буровых жидкостях, необходимо оценить их эффективность в составе технологической жидкости на горной породе.

Определение ингибирующей способности

Глины представляют собой отрицательно заряженные алюмосиликаты, блоки которых слабо удерживаются вместе электростатическими силами притяжения благодаря катионам (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+) [20]. При контакте с водой молекулы воды адсорбируются на положительно заряженных катионах посредством слабых сил (т.е. сил Ван Дер Ваальса). Поверхность сланцевых минералов становится гидрофильной, и поступающие молекулы воды начинают нарушать внутреннюю структуру сланцевой среды. Когда глинистые частицы окончательно диспергируются в водной фазе, электростатическое взаимодействие приводит к образованию двойного слоя. Помимо электростатических сил между молекулами воды и катионами, осмотическое набухание способствует проникновению свободно движущихся молекул воды в поры глины в зависимости от градиента концентрации [5]. Это вторжение может также активировать смектитовые/иллитовые глины и вызвать дальнейшее снижение проницаемости и повреждение пласта. Все эти процессы приводят к началу процесса набухания. Для этого необходимо провести тест на линейное набухание глинистого материала.

Для этого используется прибор для измерения линейного набухания глин LSM 2100 (рис. 2). Исследование проводится следующим образом:

- На компакторе изготавливаются таблетки – спрессованная горная порода в виде цилиндра;
- Эта таблетка устанавливается в емкость под измерительный прибор;
- Проводится калибровка, согласно инструкции LSM 2100;
- В емкость заливается исследуемая жидкость;
- Исследование проводится от 6 до 48 часов, в зависимости от регламента;
- После определенного времени в программе останавливается тест;
- Измерители поднимаются, и таблетки достают для проведения визуального анализа.

Таким образом, по итогам испытания имеются следующие данные: csv-файл с замерами прибора, график набухания во времени: изменения в процентном и абсолютном значениях. На основе визуального осмотра можно оценить глубину проникновения жидкости, увидеть нарушение целостности таблетки; если в жидкости содержался кольматант, то имеется возможность увидеть фильтрационную корку.

По итогам проведенных исследований полученных данных достаточно для того, чтобы провести первичный выбор ПАВ для технологической жидкости.

РИСУНОК 2. Тестер линейного набухания глин LSM 2100



ФАКТЫ

В 15 раз
удалось снизить силу межфазного натяжения при концентрации 0,05 %

Результаты

В рамках сотрудничества с компаниями для исследования были отобраны неинногенные ПАВ, которые разрабатывают для применения на промысле. Согласно методике, описанной выше, в первую очередь были подготовлены образцы водного раствора ПАВ в пяти концентрациях. Далее проводилось минимум по три замера каждого образца, для того чтобы снизить погрешность измерений. На рисунке 3 представлены примеры лежащих капель, по которым рассчитывается краевой угол смачивания и висиящие капли, по которым определяются силы межфазного натяжения.

После получения всех значений необходимо рассчитать среднее значение показателей для каждого образца. Рассчитанные значения межфазного натяжения

РИСУНОК 3. Примеры экспериментальных данных



РИСУНОК 4. Зависимость межфазного натяжения от концентрации ПАВ

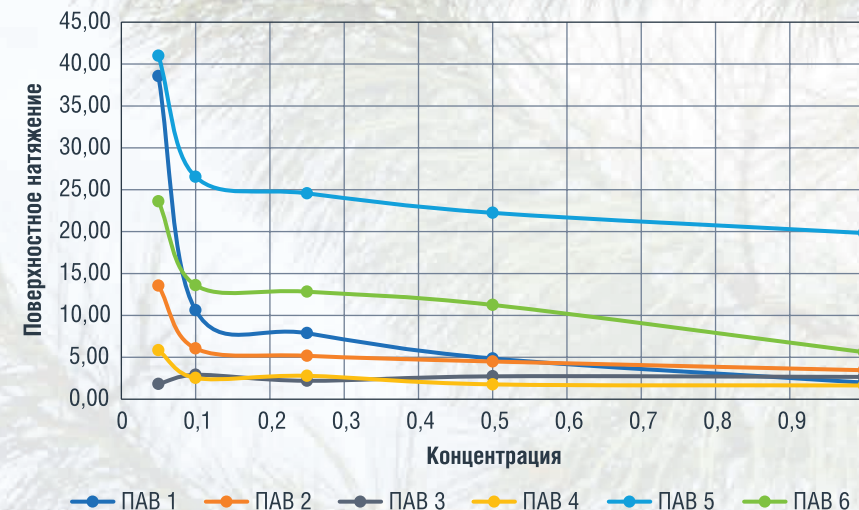
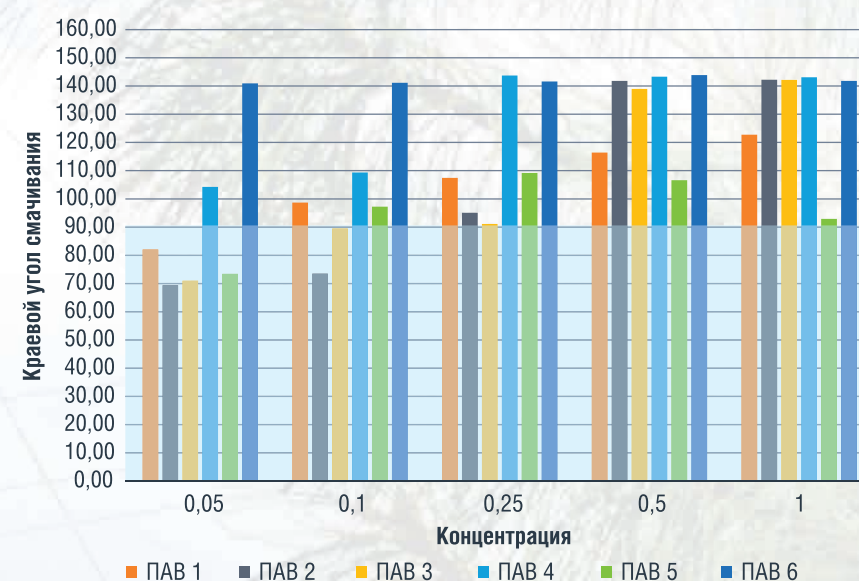


РИСУНОК 5. Зависимость краевого угла смачивания от концентрации ПАВ



для каждого ПАВ сведены в таблицу, а результаты исследований на тензиометре представлены в виде графиков для простоты анализа (рис. 4, 5).

Исходя из полученных данных, возможна оценка влияния каждого ПАВ на межфазное натяжение и смачивающие свойства жидкости. Благодаря полученному графику, представленному на рисунке 4, можно определить примерную критическую концентрацию мицеллообразования. На примере ПАВ 2 и 4 отчетливо видно, что после концентрации 0,1 % кривая выпрямляется и практически параллельна оси X, что говорит о том, что дальнейшее добавление ПАВ не изменяет поверхностное натяжение, следовательно, достигнута ККМ. Сила межфазного натяжения дистиллированной воды на границе с изооктаном составляет 73 мН/м, поэтому из полученных данных следует, что ПАВ 3 является наиболее эффективным реагентом. Это подтверждается тем, что силу межфазного натяжения при концентрации 0,05 % удалось снизить практически в 15 раз. Однако необходима дальнейшая работа с краевым углом смачивания. В зависимости от цели

ФАКТЫ

ПАВ

положительно сказывается на ингибировании пород, а ПАВ 6, обладающий высокими гидрофобизирующими свойствами, справляется лучше, чем хлорид калия, который является наиболее распространенным ингибитором глины

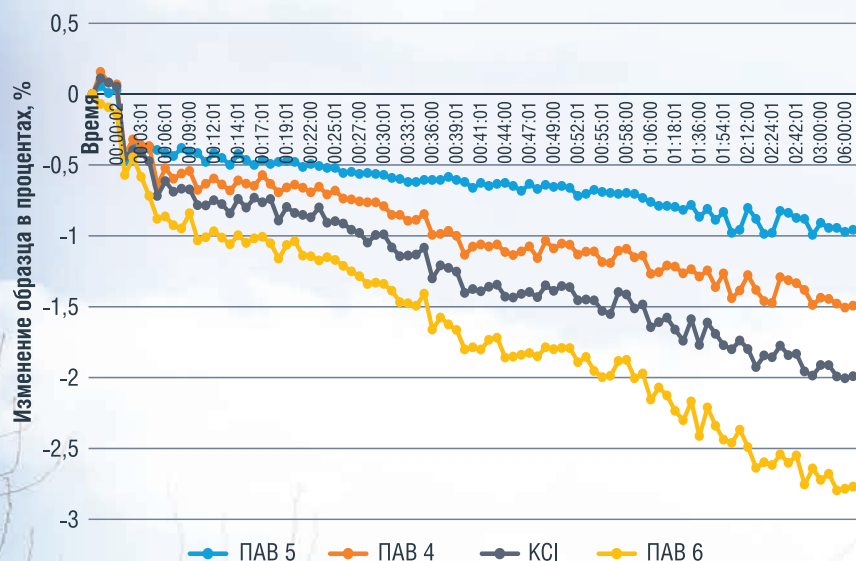
мы должны подобрать ПАВ так, чтобы он гидрофилизировал или гидрофобизировал поверхность. На рис. 5 серым отмечена зона гидрофильного типа смачиваемости, следовательно, если необходимо гидрофилизировать разбухающую породу, то применение ПАВ 2 достаточно. Если же необходимо придать гидрофобный тип, то имеет смысл рассмотреть применение ПАВ под номером 6. Такой комплекс позволит минимизировать негативное влияние технологической жидкости на пласт, а при заводнении обеспечить извлечение остаточной нефти. Данные эффекты достигаются благодаря тому, что ПАВ в растворе гидрофобизируют поверхность породы и обеспечивают лучший выход для углеводородов [19].

Использование ПАВ в технологических жидкостях может обеспечить и целостность скелета горной породы. Достигается это за счет того, что фильтрат будет меньше проникать в породу, тем самым не допуская набухания и растрескивание массива породы [20]. Проверить данную гипотезу возможно благодаря прибору измерения линейного набухания глин LSM 2100. Было проведено сравнительное исследование с четырьмя образцами: 2%-ный раствор KCl и тремя образцами с добавлением 0,25 % ПАВ 6. Результаты представлены на рисунке 6.

Таким образом, по результатам проведенного исследования на LSM 2100 были получены данные, подтверждающие, что добавление ПАВ положительно сказывается на ингибировании пород, а ПАВ 6, обладающий высокими гидрофобизирующими свойствами, справляется лучше, чем хлорид калия, который является наиболее распространенным ингибитором глины.

В совокупности проведенные исследования позволяют провести первичный выбор ПАВ для применения в буровых технологических жидкостях. Главной целью данной методики является определение ключевых характеристик ПАВ, необходимых для технологических жидкостей, применяя два прибора. Используя один тензиометр, становится возможным определить изменение поверхностного

РИСУНОК 6. Результаты, полученные на тестере набухания глин



натяжения, краевого угла смачивания и оценить ККМ, а тестер линейного набухания позволяет оценить ингибирующую способность раствора с добавлением ПАВ. Благодаря нескольким тестам появляется возможность сократить время на выбор из множества ПАВ нескольких подходящих и провести дополнительные исследования. Например, при бурении пластов, сложенных соляными породами, необходимо проводить оценку ПАВ в высокоминерализованной среде, так как известно, что минерализация влияет на эффективность ПАВ и может привести к изменению ККМ, которое нужно отследить. Другим важным фактором является температура, которая оказывает влияние на значение критической концентрации мицеллообразования, следовательно, необходимы уточняющие исследования.

Применение сканирующего электронного микроскопа является перспективным при исследовании ПАВ, при помощи него возможно оценить поведение ПАВ в растворах, а также его взаимодействие с другими химическими реагентами, присутствующими в дисперсионной среде. Фильтрационно-емкостные исследования позволяют оценить эффективность ПАВ в максимально приближенных к пластовым условиям. Эти исследования являются уточняющими и для первичного выбора проводить их нет необходимости. ●

Литература

- Kiani M., Ramazani SaadatAbadi A., Jafari Behbahani T. Wettability alteration of carbonate rock by nonionic surfactants in water-based drilling fluid // *International Journal of Environmental Science and Technology*, 2019, Vol. 16, No. 11, P. 6547–6556.
- Liew C.X., Gholami R., Safari M., Raza A., Rabiei M., Fakhari N., Rasouli V., Vettaparambil J.V. A new mud design to reduce formation damage in sandstone reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, Vol. 181, P. 106221.
- Ouellet-Plamondon C., Stasiak J., Al-Tabbaa A. The effect of cationic, non-ionic and amphiphilic surfactants on the intercalation of bentonite // *Colloids and Surfaces A Physicochemical and Engineering Aspects*, 2014, T. 444, C. 330–337.
- Yunita P., Irawan S., Kania D. Optimization of Water-based Drilling Fluid Using Non-ionic and Anionic Surfactant Additives // *Procedia Engineering*, 2016, Vol. 148, P. 1184–1190.
- Rana A., Saleh T.A., Arfaj M.K. Improvement in Rheological Features, Fluid Loss and Swelling Inhibition of Water-Based Drilling Mud by Using Surfactant-Modified Graphene // *Day 1 Mon, November 11, 2019 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. – Abu Dhabi, UAE: SPE, 2019. – P. D012S131R001.

ФАКТЫ Сканирующий электронный микроскоп

позволяет оценить поведение ПАВ в растворах и взаимодействие с другими химическими реагентами, присутствующими в дисперсионной среде

- Gizatullin R.R., Dvoynikov M., Romanova N., Nikitin V. Drilling in Gas Hydrates: Managing Gas Appearance Risks // *Energies*, 2023, T. 16, Drilling in Gas Hydrates, C. 2387.
- Kania D., Yunus R., Omar R., Rashid S.A., Jan B.M., Aulia A. Lubricity performance of non-ionic surfactants in high-solid drilling fluids: A perspective from quantum chemical calculations and filtration properties // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, Vol. 207, Lubricity performance of non-ionic surfactants in high-solid drilling fluids, P. 109162.
- Деркач С.Р., Берестова Г.И., Мотылева Т.А. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов // *Вестник МГТУ*, 2010, Т. 13, № 4/1, С. 784–792.
- Morenov V. Advances in Oil and Gas Production: A Viewpoint // *Energies*, 2023, T. 16, Advances in Oil and Gas Production, C. 1379.
- Alvarez J.O., Schechter D.S. Improving oil recovery in the Wolfcamp unconventional liquid reservoir using surfactants in completion fluids // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, Vol. 157, P. 806–815.
- Sheng J.J. Status of surfactant EOR technology // *Petroleum*, 2015, Vol. 1, No. 2, P. 97–105.
- Sheng J.J. Review of Surfactant Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs // *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 2013, Vol. 6, No. 1, P. 1–10.
- Mirchi V., Saraji S., Goual L., Piri M. Dynamic Interfacial Tensions and Contact Angles of Surfactant-in-Brine/Oil/Shale Systems: Implications to Enhanced Oil Recovery in Shale Oil Reservoirs // *All Days SPE Improved Oil Recovery Symposium*. – Tulsa, Oklahoma, USA: SPE, 2014. – Dynamic Interfacial Tensions and Contact Angles of Surfactant-in-Brine/Oil/Shale Systems. – C. SPE-169171-MS.
- Гасумов Р.А., Минченко Ю.С., Гасумов Э.Р. Разработка технологических решений по надежному глушению скважин путем временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД (на примере сеноманских газовых залежей) // *Journal of Mining Institute*, 2022, T. 258, C. 895–905.
- Pinnawala G., Nizamudin N., Spilker K., Linnemeyer H., Malik T., Dwarakanath V. Development of Surfactant Formulation for Harsh Environment // *Day 3 Wed, September 02, 2020 SPE Improved Oil Recovery Conference*. – Virtual: SPE, 2020. – P. D031S038R001.
- Montes J., Blin N., Alvarez A.E., Barrio I., Panadero A., Rodriguez R., Coca M., Trujillo F. Novel Anionic Surfactant Formulation for High Temperature Carbonate Reservoirs // *Day 2 Tue, March 27, 2018 SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. – Muscat, Oman: SPE, 2018. – P. D022S005R001.
- Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти // *Neftegaz.RU*.
- Povarov V., Efimov I. Use of the UNIFAC model in the calculation of physicochemical properties of ecotoxigants for technological and ecoanalytical purposes // *Применение модели UNIFAC в расчете физико-химических свойств экотоксикантов для технологических и экоаналитических целей* // *Journal of Mining Institute*, 2023, T. Online first.
- Блинов П.А., Шаньширов А.В., Черемшанцев Д.М., Кузнецова Н.Ю., Никишин В.В., Блинов Р.А., Шаншеров А.В., Черемшанцев Д.М., Кузнецова Н.Ю., Никишин В.В. Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве // *Известия Томского политехнического университета*, 2022, Т. 333, № 11, С. 115–123.
- Кузнецов О.А., Минабаев В.В., Кошелев В.Н., Рагеев Б.А. Новые термостойкие ПАВ для повышения качества вскрытия продуктивных пластов // *Бурение и нефть*, 2017, № 6, С. 39–43.

KEYWORDS: enhanced oil recovery, thermal EOR, physical and chemical EOR, biopolymers, thermal stability.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–4 августа

Выставка по управлению информацией и документами

QWEBEC Expo Montreal 2023

Канада, Монреаль

3–4 августа

VI ежегодная конференция
Технологическое развитие и импортозамещение в ТЭК 2023

Санкт-Петербург, Гранд отель Европа

8–9 августа

Международный саммит по цифровым технологиям

Technology in Government Summit 2023

Канберра, Австралия

17–18 августа

Специализированная выставка информационных технологий

Мир ТелеКом 2023

Россия, Волгоград

АВГУСТ

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

8–10 августа

Конференция

Rio Pipeline 2023

и экспозиция трубопроводов

Рио-де-Жанейро, Бразилия

16–18 августа

Международная выставка аудиовизуальных систем

TecnoMultimedia Mexico 2023

Мексика, Мехико, World Trade Center Mexico City

17–19 августа

Выставка интеллектуальных устройств

KITAS 2023

Южная Корея, Сеул, COEX Exhibition Center

29–31 августа

Выставка новейших технологий беспроводных сетей

ISE Expo 2023

США, Форт-Уэрт, Fort Worth Convention Center

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА УТЯЖЕЛЕННЫХ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

на основе кембрийской глины в условиях солевой агрессии

ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ОДНОЙ ИЗ ПРЕИМУЩЕСТВЕННЫХ ЗАДАЧ ЯВЛЯЕТСЯ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА. НЕУСТОЙЧИВОЕ ПОВЕДЕНИЕ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ ОБУСЛОВЛЕНО НАЛИЧИЕМ В СРЕДЕ ИОНОВ СОЛЕЙ (КАЛЬЦИЯ, НАТРИЯ, КАЛИЯ), СЛЕДОВАТЕЛЬНО, ПРОРАБАТЫВАЕТСЯ СТАБИЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ БУРОВОГО РАСТВОРА ПОСРЕДСТВОМ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ ОБОСНОВАНИЙ. В ОСНОВУ РАБОТЫ ПОЛОЖЕНА ИДЕЯ РЕАЛИЗАЦИИ СОСТАВА И РЕЦЕПТУРЫ УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ НЕМОДИФИЦИРОВАННОГО СЫРЬЯ В УСЛОВИЯХ СОЛЕВОЙ АГРЕССИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ. В КАЧЕСТВЕ ИССЛЕДУЕМОГО МАТЕРИАЛА ВЫСТУПАЕТ КЕМБРИЙСКАЯ ГЛИНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ НАПОЛНИТЕЛЯ И УТЯЖЕЛИТЕЛЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН В ХЕМОГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ В ЗОНАХ АВПД

DURING WELL CONSTRUCTION, ONE OF THE MAIN TASKS IS TO SOLVE THE PROBLEM OF IMPACT OF HIGHLY MINERALIZED FORMATION FLUIDS ON FILTRATION AND RHEOLOGICAL PARAMETERS OF THE DRILLING FLUID. UNSTABLE BEHAVIOR OF CLAY SLURRY IS CAUSED BY THE PRESENCE OF SALT IONS (CALCIUM, SODIUM, POTASSIUM) IN THE MEDIUM, THEREFORE, STABILIZATION OF DRILLING MUD SYSTEM BY MEANS OF DIFFERENT METHODOLOGICAL SUBSTANTIATIONS IS WORKED OUT. THE WORK IS BASED ON THE IDEA AND IMPLEMENTATION OF THE COMPOSITION OF THE FORMULATION OF WEIGHTED DRILLING MUD BASED ON UNMODIFIED RAW MATERIALS IN THE CONDITIONS OF SALT AGGRESSION OF FORMATION FLUIDS. AS THE INVESTIGATED RAW MATERIAL IS THE CAMBRIAN CLAY OF THE LENINGRAD REGION

Ключевые слова: утяжеленный глинистый буровой раствор, солевая агрессия, полимерные реагенты, реология буровых растворов, строительство скважин, кембрийская глина.

**Блинов
Павел Александрович**
доцент кафедры бурения скважин,
к.т.н.

**Никишин
Вячеслав Валерьевич**
доцент кафедры бурения скважин,
к.т.н.

**Соколова
Мария Михайловна**
студент кафедры бурения скважин

**Тюнин
Артем Алексеевич**
студент кафедры бурения скважин

**Гореликов
Владимир Георгиевич**
профессор кафедры механики,
д.т.н.

Санкт-Петербургский горный
университет

Минерализованные пластовые воды и рапа оказывают негативное воздействие на буровой раствор. Вследствие вышеперечисленных факторов буровые растворы коагулируют, снижая фильтрационные и структурно-механические свойства. При повышенной концентрации ионов солей могут образовываться осадки, которые затрудняют процесс бурения скважины и увеличивают затраты на ее строительство.

Для предотвращения неблагоприятного воздействия солевой агрессии на глинистую суспензию применяют разнообразные методы защиты, такие как добавление ингибиторов предотвращения образования осадков и проведение водоподготовки с целью регулирования меры активности ионов водорода (рН).

Кроме того, в исследовании слабонабухающая кембрийская

глина используется не только в качестве структурообразователя, но и для утяжеления бурового раствора с целью предотвращения оседания твердых частиц и поддержания безопасного давления на стенки скважины. Ко всему прочему, использование глины в роли дисперсной фазы исключает поступление фильтрата в пласт.

Глинистые породы распространены по всему миру и встречаются в различных геологических формациях. Анализируя минеральный состав, глинистые породы представляют собой полиминеральные образования, состоящие, как правило, из минералов каолиновой, гидрослюдистой и монтмориллонитовой группы.

Существует несколько видов глин в качестве материала для приготовления буровых растворов. Наиболее часто встречающимися являются: монтмориллонитовые,

ТАБЛИЦА 1. Химический состав
исследуемого сырья

Химический состав	Процентное содержание, %
SiO ₂	64,26
Al ₂ O ₃	15,77
Fe ₂ O ₃	6,63
K ₂ O	5,17
MgO	2,68
CaO	2,39
TiO ₂	1,16
Na ₂ O	0,97
SO ₃	0,40
P ₂ O ₅	0,28
MnO	0,11
BaO	0,07
ZrO ₂	0,04
Cl	0,03
Rb ₂ O	0,02
SrO	0,02

каолинит-гидрослюдистые и палыгорскитовые глины, из которых преобладающее распространение получили первые, с общепринятым названием бентонит. Монтмориллонитовая глина обладает высокой пластичностью и связывающими свойствами, что делает ее полезной для удержания стенок скважины от обрушения. Каолинит-гидрослюдистые глины почти не набухают, однако этот вид обладает низким содержанием железа и высоким содержанием кремнезема. Для гидрослюдистых минералов характерна высокая коллоидальность и высокие адсорбционные качества. Палыгорскитовые и аттапульгитовые суспензии являются отличными взвешивающими агентами в высокоминерализованных средах, обеспечивая хорошую выносную способность, что выгодно отличает их от других глин.

При сооружении скважин глинистые минералы играют важную роль,

ТАБЛИЦА 2. Минимальные концентрации (в г/л) солевых растворов, необходимых для глинистого блокирования в чувствительных к воде пластам

Вид глинистого минерала в пласте	Растворы солей		
	NaCl	CaCl ₂	KCl
Монтмориллонит	30	10	10
Иллит, каолинит, хлорит	10	1	1

так как являются структурным и коркообразующим компонентом глинистого раствора. Глинистые минералы добавляют в раствор для реализации определенных функций, таких как сохранение ствола скважины от обрушений, смазывание бурового инструмента, удержание во взвешенном состоянии частиц выбуренной породы и предотвращение их оседания. Однако некорректное количество глины может привести к образованию пробок в призабойной зоне скважины, что приведет к осложнениям в процессе бурения.

В данной работе в качестве наполнителя используются голубые кембрийские глины Ленинградской области. Посредством рентгенофлуоресцентного анализа был получен химический состав немодифицированного сырья, процентное содержание компонентов которого представлено в таблице 1.

Анализируя химический состав, важно отметить преобладание кремнезема и глинозема, что определяет причастность глины к каолиновому виду. Ленинградские кембрийские глины обладают высокими связывающими свойствами, что позволяет удерживать воду и другие компоненты буровой жидкости. Приготовленный раствор на основе кембрийской глины обладает повышенной плотностью, что делает его эффективным при бурении в осадочных горных породах в условиях АВПД.

Методика исследования и реализации состава

Перед приготовлением растворов на начальном этапе изучался вопрос системы «глина – солевой раствор» и понятия «глинистое блокирование» для наиболее подходящей обработки и выбора концентраций соли. Глинистое блокирование является одной из основных проблем при бурении скважин. Данный процесс осуществляется под воздействием воды или других флюидов с последующим диспергированием глины, тем самым вызывая ухудшение проницаемости и коллекторских свойств пласта.



РИСУНОК 1. Изменение суточного отстоя для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2



РИСУНОК 3. Изменение индекса консистенции для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2



РИСУНОК 5. Изменение динамического напряжения сдвига для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2

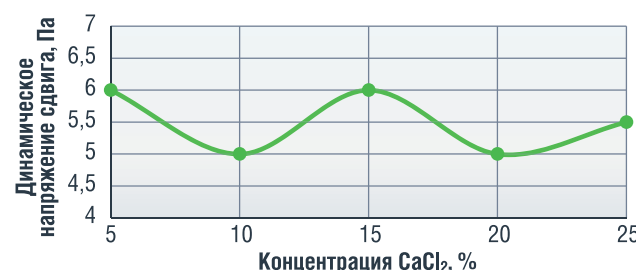
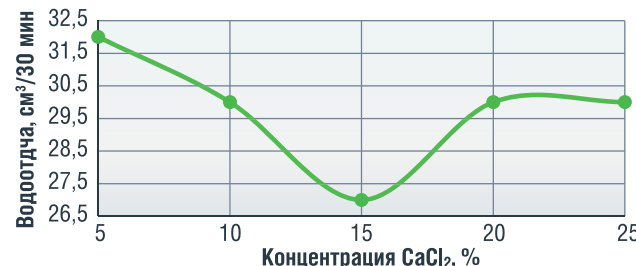


РИСУНОК 7. Изменение водоотдачи для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2



Кроме того, рассматривая систему бурового раствора на основе глин, минерализация пластовой жидкости оказывает противоречивые влияния. Во-первых, стоит отметить, что каждый вид глины по-разному реагирует на ионы солей в буровом растворе, таким образом, некоторые виды при определенной концентрации могут продолжать диспергировать, тогда

как для других осуществляется инкапсулирование частиц. Во-вторых, важно обозначить влияние катионов солей в связи с оказываемой регулируемой коагуляцией на глинистую суспензию. В-третьих, возникает потребность в решении одной из значительных задач в работе, заключающейся в поиске такой концентрации соли, при которой для исследуемой

глины происходит «глинистое блокирование», поскольку данный порог концентрации колеблется в зависимости от преобладающих катионов, степени минерализации и объекта взятия образца. Соответственно, опираясь на три вышеперечисленных аспекта и ссылаясь на данные из таблицы 2, подобраны следующие концентрации CaCl_2 : 50 г/л; 100 г/л; 150 г/л; 200 г/л; 250 г/л.

РИСУНОК 2. Изменение индекса текучести для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2



РИСУНОК 4. Изменение пластической вязкости для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2

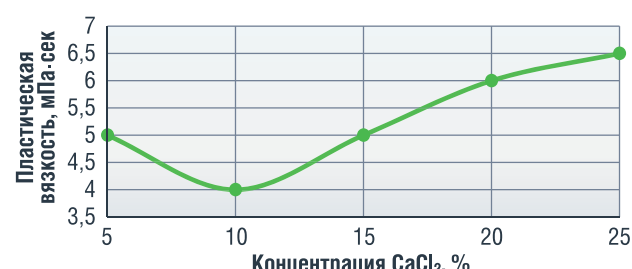
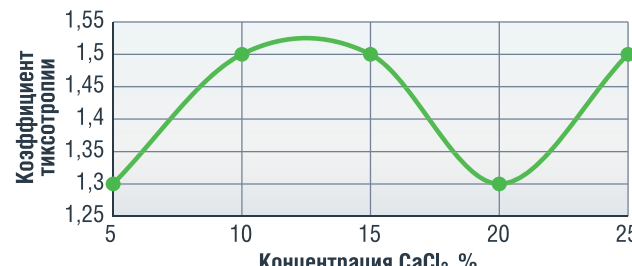


РИСУНОК 6. Изменение условной вязкости для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2



РИСУНОК 8. Изменение коэффициента тиксотропии для необработанных растворов в зависимости от концентрации CaCl_2



Исследования осуществлялись согласно общепринятым методикам. Для осуществления контроля седиментационной устойчивости, реологических, тиксотропных, фильтрационно-коркообразующих и ингибирующих свойств бурового раствора использовались следующие приборы: ареометр АБР-1 (измерение плотности буровых или иных растворов); СПВ-5 (определение условной вязкости суспензии); FANN 35SA (определение индекса текучести, индекса консистенции, пластической вязкости и динамического напряжения сдвига); СНС-2 (определение статического напряжения сдвига); ВМ-6 (определение водоотдачи раствора и толщины фильтрационной корки).

На начальном этапе велось приготовление растворов только из необработанного сырья с предварительной регулировкой щелочности ($\text{pH} = 9$) при концентрациях соли CaCl_2 , указанных выше с целью определения зависимостей параметров для проведения графоаналитического анализа. На рис. 1 представлена зависимость изменения суточного отстоя растворов в зависимости от концентрации вводимого хлористого кальция.

Наиболее подходящим, согласно рисунку 1, для дальнейшей обработки является раствор с концентрацией 25 % CaCl_2 , так как глина в этом случае лучше продиспергировала.

Далее в работе наглядно приводятся изменения таких параметров, как индекс текучести (рис. 2), индекс консистенции (рис. 3), пластическая вязкость (рис. 4), динамическое напряжение сдвига (рис. 5), условная вязкость (рис. 6), водоотдача (рис. 7) и коэффициент тиксотропии (рис. 8). Кривые течения растворов представлены на рисунке 9.

РИСУНОК 10. Изменение индекса текучести для раствора, обработанного 0,5 % DUO-VIS NS

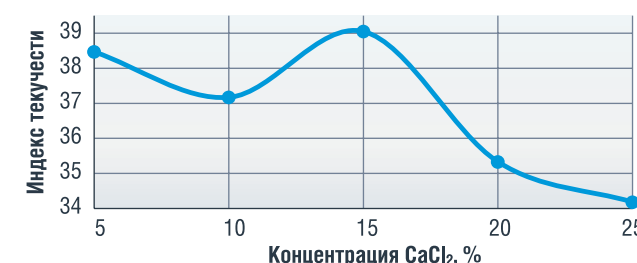
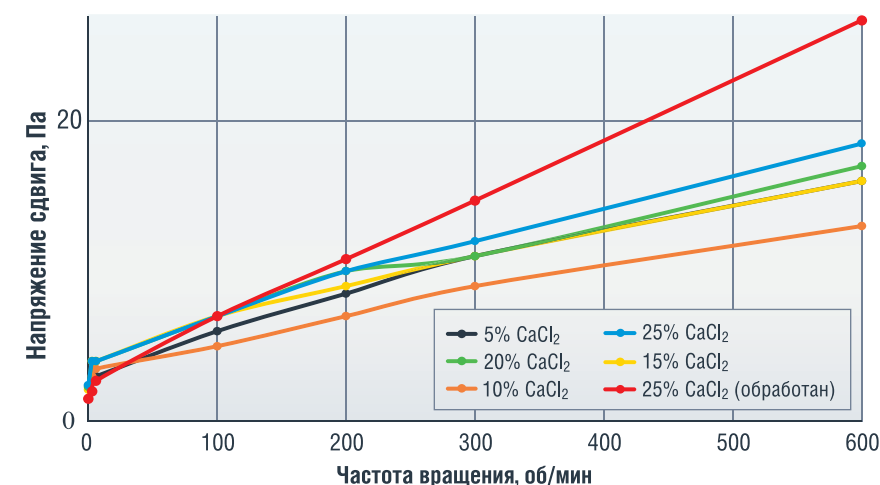


РИСУНОК 11. Изменение индекса консистенции для раствора, обработанного 0,5 % DUO-VIS NS



РИСУНОК 9. Кривые течения для необработанных и обработанного растворов плотностью 1260 кг/м^3



Рассматривая поведение исследуемого сырья в зависимости от концентрации CaCl_2 , стоит обратить внимание на несколько важных аспектов: во-первых, с увеличением концентрации соли набухаемость глины в растворе должна снижаться, однако исследования демонстрируют обратные результаты; во-вторых, на графиках 1–9 наблюдается точка перегиба при концентрации 15 % CaCl_2 , являющаяся порогом, осуществляющим регулирующую коагуляцию глинистых частиц в растворе.

Анализируя полученные параметры, следует отметить за пределами высокие вязкостные и фильтрационные показатели. Соответственно, для получения оптимальных параметров, реализуем будущий состав раствора посредством следующего ряда реагентов: DUO-VIS NS (биополимер ксантановой смолы, предназначенный для формирования структуры раствора и увеличения вязкости), POLYPAC R (модификация полианионной целлюлозы, действующая

в направлении улучшения реологического профиля и снижения водоотдачи; эффективно ингибирует глинистые частицы), HIBTROL (является «улучшающим реагентом», применение которого направлено на стабилизацию системы раствора), REATROL (модифицированный крахмал, использующийся для эффективного снижения водоотдачи), солестойкий КМЦ (реагент, предназначенный для увеличения вязкости и снижения водоотдачи; в сильноминерализованной среде следует применять совместно с крахмалом), ФХЛС (обеспечивает снижение вязкости системы) и каустическая сода (гарантирует эффективную водоподготовку).

Безусловно регулирование описанных выше параметров важно для исследования раствора, однако в перечень первостепенных задач входят формирование структуры суспензии и обеспечение качественной выносной способности шлама. Таким образом, ссылаясь на некоторые исследования, следующей ступенью работы является обработка

РИСУНОК 12. Изменение пластической вязкости для раствора, обработанного 0,5 % DUO-VIS NS

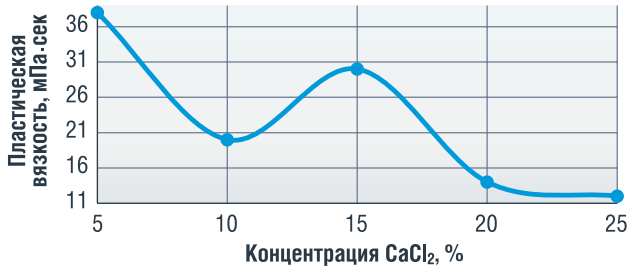


РИСУНОК 14. Изменение динамического напряжения сдвига для раствора, обработанного 0,5 % DUO-VIS NS

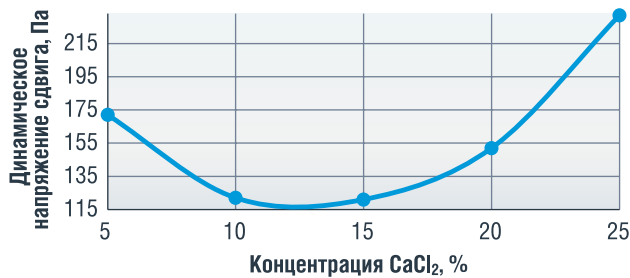
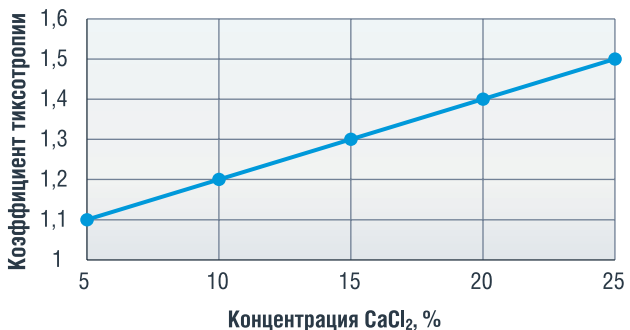


РИСУНОК 16. Изменение коэффициента тиксотропии для раствора, обработанного 0,5 % DUO-VIS NS



пяти растворов 0,5 % DUO-VIS NS (биополимер ксантановой смолы). Изменения реологических (рис. 10–14), фильтрационных (рис. 15) и тиксотропных (рис. 16) свойств представлено графически в зависимости от концентрации CaCl₂. Анализ кривых течения для данного раствора проработан на рис. 17.

Анализ графиков свидетельствует о высоких значениях параметров буровых растворов, что говорит о потребности введения меньшей концентрации реагента в систему.

К тому же по визуальному исследованию буровая жидкость приобрела кластерную структуру, что подтверждает необходимость в дальнейшей обработке и регулировании показателей раствора.

Следующим этапом работы является подбор рецептуры

раствора. Путем многократных опытов выявлен наиболее удачный состав, удовлетворяющий изначально поставленным требованиям относительно параметров раствора. Исследования проводились с использованием указанных выше реагентов. Проработанная рецептура раствора представлена в таблице 3.

В процессе выбора именно такого состава был рассмотрен ряд проектов по исследованию полимер-глинистых растворов, применяемых на различных локациях. Следует отметить несколько моментов, касающихся количества и функционала используемых добавок. Во многих проектах используются полимеры:

- 1) обеспечивающие инкапсулирование глин;
- 2) действие которых связано с выносной способностью;

РИСУНОК 13. Изменение условной вязкости для раствора, обработанного 0,5 % DUO-VIS NS



РИСУНОК 15. Изменение водоотдачи для раствора, обработанного 0,5 % DUO-VIS NS

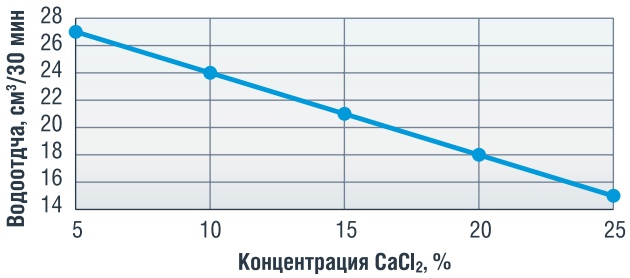
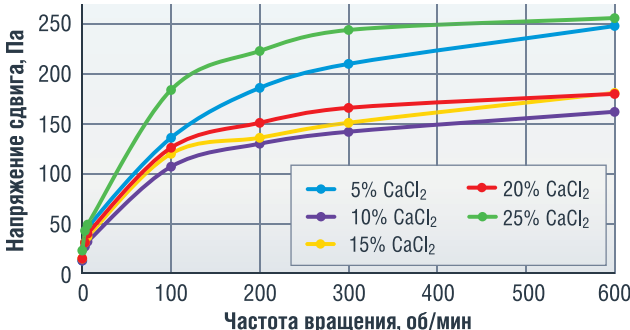


РИСУНОК 17. Кривые течения для растворов, обработанных 0,5 % DUO-VIS NS



- 3) способствующие флокулированию шлама;
- 4) повышающие вязкость раствора.

Однако при правильно подобранной концентрации реагента DUO-VIS NS возможно совместить действие описанных выше функций. Ко всему прочему, повсеместно используется полианионная целлюлоза (ПАЦ) вместо КМЦ, так как ПАЦ является наиболее продвинутым продуктом и позиционируется его действие в минерализованной среде, однако никакой динамики в улучшении раствора на прослеживалось.

Соответственно, было принято решение об использовании КМЦ совместно с крахмалом, так как использование только КМЦ в условиях минерализации не рекомендуется. Тем не менее в растворе присутствовали соли кальция, и крахмал коагулировал вместе с кальцием,

ТАБЛИЦА 3. Состав и параметры раствора на основе кембрийской глины с концентрацией 25 % CaCl₂

КОМПОНЕНТЫ, %	
Хлористый кальций	25
Глинопорошок	9,72
Солестойкий КМЦ	0,7
ECOLUBE	0,1
DOU-VIS NS	0,16
Каустическая сода	0,11
W.O. DEFOAM	0,05
ПАРАМЕТРЫ	
Прибор FANN 35SA	
300 об/мин	14,7
600 об/мин	26,7
Индекс текучести (η)	59,17
Индекс консистенции (K)	0,147
Пластическая вязкость (PV), мПа·с	12
ДНС (ΥР), Па	2,7
Условная вязкость (MF), сек	60
Водоотдача (B), см³/30 мин	7
Толщина фильтрационной корки (κ), мм	3
GEL 10 сек/GEL 10 мин, Па	2/3
Коэффициент тиксотропии (κT), безразмерная величина	1,5

даже при условии проведения водоподготовки раствора перед введением реагентов. В связи с чем в работе использовался

солестойкий КМЦ, проявивший себя наилучшим образом. Помимо этого, в работе используется лубрикант, придающий смазывающие

свойства буровому раствору и реагент, предотвращающий пенообразование системы.

Далее в работе приводится сравнительный анализ параметров в виде диаграмм относительно солестойкого бентонита «Salt Gel» и необработанного раствора при одинаковой минерализации в системе. Солестойкий бентонитовый порошок «Salt Gel» стал доступным на рынке относительно недавно и зарекомендовал себя как продукт, предназначенный для приготовления полимер-глинистого раствора на минерализованной и соленасыщенной технической воде, а также для бурения скважин в отложениях каменной соли и хемогенных породах. Использование солестойкого бентонитового порошка предполагает исключение проведения водоподготовки в процессе приготовления раствора.

Проанализировав рис. 18–24, важно подчеркнуть эффективность обработки раствора реагентами, вводимыми с обусловленными концентрациями. Сравнивая полученный раствор и бентонитовый солестойкий глинопорошок «Salt Gel», наблюдаются незначительные расхождения в показателях, однако на рис. 22 фильтрация обработанного раствора ниже примерно в два раза, чем у солестойкого глинопорошка,

РИСУНОК 18. Сравнение устойчивых показаний углов при 600 об/мин для необработанного раствора (25 % CaCl₂), солестойкого бентонита Salt Gel и обработанного раствора (25 % CaCl₂)

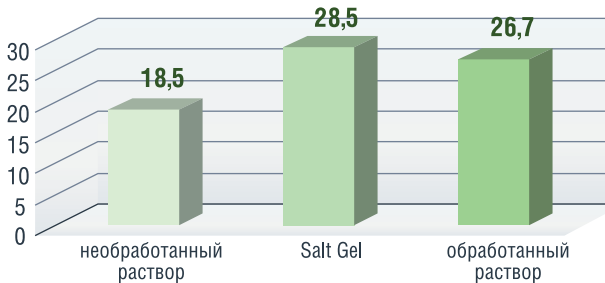


РИСУНОК 20. Сравнение значений пластической вязкости для необработанного раствора (25 % CaCl₂), солестойкого бентонита Salt Gel и обработанного раствора (25 % CaCl₂)

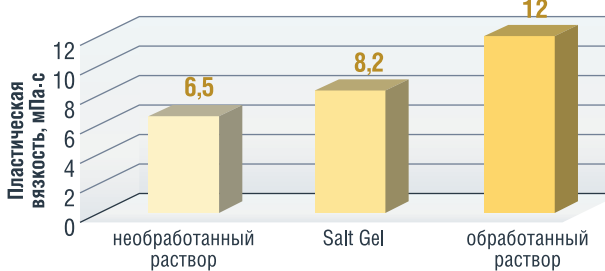


РИСУНОК 19. Сравнение устойчивых показаний углов при 300 об/мин для необработанного раствора (25 % CaCl₂), солестойкого бентонита Salt Gel и обработанного раствора (25 % CaCl₂)

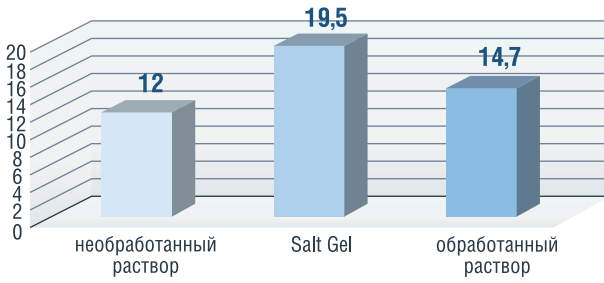


РИСУНОК 21. Сравнение значений ДНС для необработанного раствора (25 % CaCl₂), солестойкого бентонита Salt Gel и обработанного раствора (25 % CaCl₂)

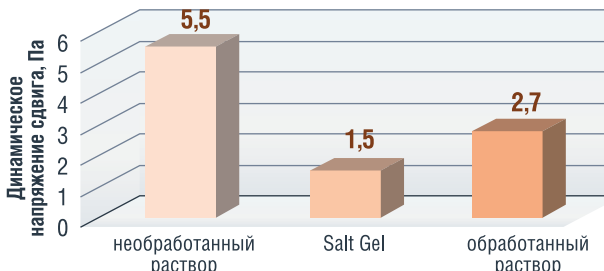


РИСУНОК 22. Сравнение значений фильтрации для необработанного раствора (25 % CaCl₂), солестойкого бентонита Salt Gel и обработанного раствора (25 % CaCl₂)

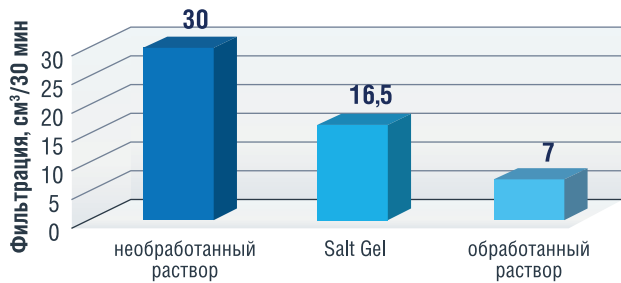
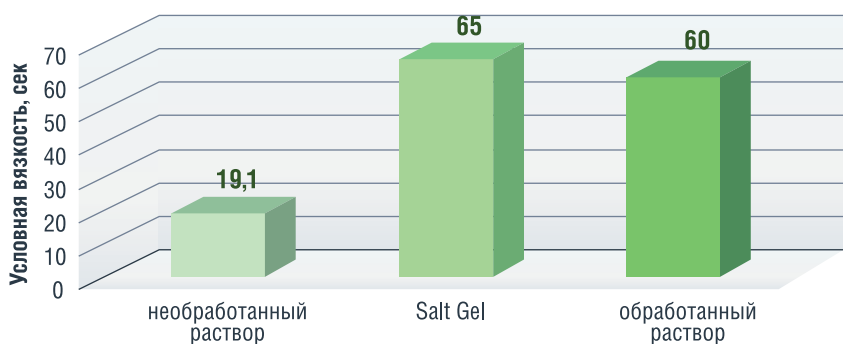


РИСУНОК 24. Сравнение значений условной вязкости для необработанного раствора (25 % CaCl₂), солестойкого бентонита Salt Gel и обработанного раствора (25 % CaCl₂)



что говорит о качественном сохранении коллекторских свойств продуктивного пласта.

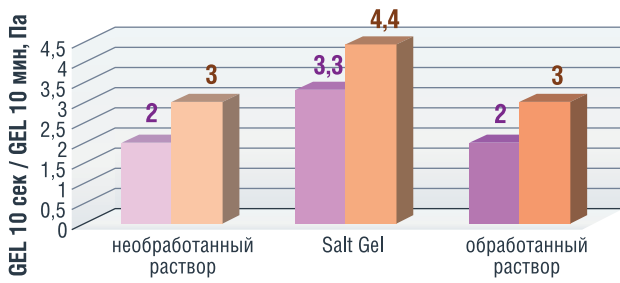
Поддержание стабильности всех характеристик необходимо с целью сохранения устойчивости ствола скважины. Попадание пластовых флюидов и солей, входящих в состав глинистого раствора, может привести к ухудшению свойств бурового раствора.

Практическая значимость проделанной работы состоит, прежде всего, в безаварийном строительстве вертикальных и горизонтальных скважин, сохранении стабильности и качественной реологии глинистого бурового раствора на основе кембрийской глины при воздействии на него пластовых флюидов, поддержании пластовой давления, сохранении проницаемости прискважинной зоны и предотвращении загрязнения и ухудшения коллекторских свойств продуктивного пласта. ●

Литература

1. Bouguin A., Pantet A., Ahfir N.D. (2022). Quantifying the yield stress of bentonite muds mixed with other clays during drilling operations. *Applied Clay Science*, 216, 110763. DOI: 10.1016/j.clay.2022.106593.
2. Wagle V., Alyami A., Aljubar M., Al-Bahrani H. (2023). High-Density Drilling Fluids for Managed Pressure Drilling: Lab Development and Field Trial. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 145(2), 023001. DOI: 10.1115/1.4054824.

РИСУНОК 23. Сравнение значений GEL 10 сек/GEL 10 мин для необработанного раствора (25 % CaCl₂), солестойкого бентонита Salt Gel и обработанного раствора (25 % CaCl₂)



Science and Engineering, 47(9), p. 11651–11671. DOI: 10.1007/s13369-021-06401-0.

13. Tang Z., Qiu Z., Zhong H., Shan K., Kang Y. (2022). Novel Acrylamide/2-Acrylamide-2-3 Methylpropanesulfonic Acid/Styrene/Anhydride Polymer-Based CaCO₃ Nanoparticles to Improve the Filtration of Water-Based Drilling Fluids at High Temperature. *Gels*, 8(5), 322. DOI: 10.3390/gels8050322.
14. Ding T., Wang M., Liu M., Wen D., Chen X. (2022). Technology of accurately constructing collapse column water plugging plug in laminated multi branch horizontal wells. *Meitan Kexue Jishu/Coal Science and Technology (Peking)*, 50(7), p. 244–251. DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2020-0936.
15. Gaydarov M.M.-R., Khubbatov A.A., Gaydarov A.M., Khrabrov D.V., Potapova I.A. (2019). Recommendations for evaluation of inhibiting and strengthening (Casing) properties of the drilling fluid. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2019(2), p. 33–38. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-33-38.
16. Negmatov S.S., Negmatova K.S., Abed N.S., Rajabov A.R., Dustmuradov E. (2022). Research of the Properties of Mineral Ingredients and the Possibility of Applying them in Producing the Weighted Drilling Solutions Applicable in Drilling Oil and Gas Wells under High Filled Pressures Conditions. *AIP Conference Proceedings*, 2432, 050054. DOI: 10.1063/5.0090823.
17. Fedina R.A., Badikova A.D., Kulyashova I.N., Dubovtsev D.A., Tsadkin M.A. (2021). Modification of sodium lignosulfonate with reagent obtaining for drilling fluids. *Modification of sodium lignosulfonate with reagent obtaining for drilling fluids*, p. 322–329.
18. Leusheva E., Alikhanov N., Morenov V. (2022). Barite-Free Muds for Drilling-in the Formations with Abnormally High Pressure. *Fluids*, 7(8), 268. DOI: 10.3390/fluids7080268.
19. Leusheva E., Morenov V. (2022). Effect of Temperature Conditions in Arctic Offshore Oil Fields on the Rheological Properties of Various Based Drilling Muds. *Energies*, 15(15), 5750. DOI: 10.3390/en15155750.
20. Dvoynikov M., Sidorov D., Kambulov E., Rose, F., Ahiyarov, R. (2022). Salt Deposits and Brine Blowout: Development of a Cross-Linking Composition for Blocking Formations and Methodology for Its Testing. *Energies*, 15(19), 7415. DOI: 10.3390/en15197415.
21. Dvoynikov M.V., Budovskaya M.E. (2022). Development of a hydrocarbon completion system for wells with low bottomhole temperatures for conditions of oil and gas fields in Eastern Siberia. *Journal of Mining Institute*, 253(1), p. 12–22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4.
22. Qiao D., Ye Z., Tang L., Wang X., Lai N. (2021). Synthesis of a Novel Filtrate Reducer and Its Application in Water-Based Drilling Fluid for Ultra-High-Temperature Reservoirs. *Geofluids*, 2021, 7643826. DOI: 10.1155/2021/7643826.
23. Fadl A.M., Abdo, M.I., El-Sayed Ahmed H., Wahab Gaber M.A. (2020). Delaminated iron ore (hematite-barite) as alternative weighting agent to barite in petroleum drilling fluids engineering operations and mechanism study. *Ain Shams Engineering Journal*, 11(4), p. 1317–1337. DOI: 10.1016/j.asej.2020.03.005.

KEYWORDS: *weighted clay drilling mud, salt aggression, polymer reagents, rheology of drilling fluids, well construction, cambrian clay.*

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	4400 ₽	44 000 ₽
Печатная версия	4400 ₽	44 000 ₽



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 650-14-82
subs@neftgaz.ru

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

Подписной индекс урал-пресс 013265

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРОВ

для повышения нефтеотдачи пластов и водоизоляционных работ

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ДАННЫЕ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ОПЕРАЦИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРОВ В НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ЦЕНТРЕ «ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ». РАССМОТРЕН СОСТАВ НА ОСНОВЕ СУСПЕНДИРОВАННОГО ПОЛИАКРИЛАМИДА ДЛЯ ОПЕРАЦИЙ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА. ПОКАЗАНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЛИМЕР-ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА, СОДЕРЖАЩЕГО ПОЛИАКРИЛАМИД И ПОЛИСАХАРИДЫ. ОПИСАНЫ ДВЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРОВ И СШИВАТЕЛЕЙ РАЗЛИЧНОЙ ПРИРОДЫ. ОСОБЕННОСТЬЮ ОДНОЙ СИСТЕМЫ ЯВЛЯЕТСЯ НАЛИЧИЕ МЕЛКОДИСПЕРСНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ЧАСТИЦ С ИГОЛЬЧАТОЙ СТРУКТУРОЙ

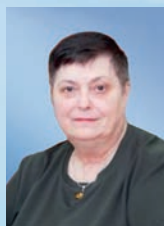
THE PAPER PRESENTS DATA ON THE DIRECTIONS IN THE DEVELOPMENT OF FLUIDS FOR ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS AND WATER SHUT-OFF WORKS ON THE BASIS OF WATER-SOLUBLE POLYMERS IN THE SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL CENTER "OILFIELD CHEMISTRY". A COMPOSITION BASED ON SUSPENDED POLYACRYLAMIDE FOR POLYMER FLOODING AND HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS IS CONSIDERED. STUDIES OF A POLYMER-POLYMER COMPOSITION CONTAINING POLYACRYLAMIDE AND POLYSACCHARIDES ARE SHOWN. TWO PROCESS LIQUIDS WITH A CROSSLINKER IN THEIR COMPOSITION ARE DESCRIBED. A PECULIARITY OF ONE SYSTEM IS THE PRESENCE OF FINELY DISPERSED MINERAL PARTICLES WITH A NEEDLE-LIKE STRUCTURE, WHILE THE OTHER USES POLYACRYLAMIDE IN EMULSION FORM, WHICH ALLOWS TO OBTAIN A SELECTIVE COMPOSITION

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пластов, выравнивание профиля приемистости, водоизоляционные работы, водорастворимые полимеры, полиакриламид, полисахариды.



Силин Михаил Александрович

д.х.н., профессор, заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, научный руководитель отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», научный руководитель НОЦ «Промысловая химия»



Магадова Любовь Абдулаевна

д.т.н., профессор, заместитель заведующего кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ведущий научный сотрудник отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», директор НОЦ «Промысловая химия»



Давлетшина Люция Фаритовна

д.т.н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ведущий научный сотрудник отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»



Потешкина Кира Анатольевна

к.т.н., доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, старший научный сотрудник отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», заведующий сектором «Исследование технологических жидкостей для ГНП в объеме» в НОЦ «Промысловая химия»



УДК 553.9 663.1

В современном мире основными методами увеличения нефтеотдачи пластов являются термические и газовые [1]. Физико-химические методы наращивают темпы развития и применения в связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов и обводненных месторождений. В основном они направлены на создание внутрипластовых оторочек, которые регулируют фильтрационные потоки или совсем перекрывают высокопроницаемые обводненные прослойки [2]. В таких технологиях широкое применение получили водорастворимые полимеры (ВРП).

ВРП – это высокомолекулярные соединения, которые применяются во многих отраслях: пищевой, медицинской, текстильной и т.д. Отдельное место ВРП занимают также и в нефтегазодобывающей промышленности. На рисунке 1 приведена общая классификация ВРП по происхождению: природные, искусственные и синтетические [3].

Немаловажную роль при выборе полимеров для конкретной технологической жидкости играет строение макромолекулы, а именно, наличие тех или других функциональных групп. Этими группами могут являться следующие соединения: оксиэтильные, карбоксилатные, сульфатные, сульфонатные, фосфонатные, четвертичные аммонийные и пиридиниевые. Функциональные группы обеспечивают практически все ключевые свойства ВРП: скорость растворения, стабильность в растворах, содержащих ионы металлов, реологические показатели [4].

Неотъемлемой частью процесса растворения ВРП является набухание, так как макромолекулы полимера или «статистические клубки» постепенно за счет взаимодействия молекул воды с функциональными группами «разворачиваются», обеспечивая образование вязкого однородного раствора. Процесс растворения полимера схематично представлен на рисунке 2 [3].

Рассматривая вопросы применения ВРП в нефтегазодобывающей промышленности, следует отметить, что их используют с момента бурения до транспортировки и подготовки флюидов. На сегодняшний день актуальна проблема подбора полимерных композиций на основе разных полимеров или полимеров

РИСУНОК 1. Классификация водорастворимых полимеров по происхождению



РИСУНОК 2. Образование раствора полимера



с ПАВ и другими добавками для условий месторождений. В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина ведутся исследования с применением ВРП в основных областях: повышение нефтеотдачи пластов (ГНП) и водоизоляционные работы (ВИР).

В статье представлены основные данные по направлениям в области разработки жидкостей для операций повышения нефтеотдачи пластов и водоизоляционных работ на основе ВРП [5, 6].

Первым направлением является поиск полимера с низким временем растворения и высокими реологическими характеристиками. Данная тема наиболее актуальна [7] при приготовлении полимерных растворов в полевых условиях при полимерном заводнении и гидроразрыве пласта с использованием полиакриламида (ПАА). В НОЦ «Промысловая химия»

разработана серия реагентов на основе суспендированного ПАА. Главной задачей при разработке подобных систем является подобрать систему реагентов, имеющих агрегативную устойчивость, что особенно интересно с точки зрения изучения коллоидно-химических свойств ВРП. Так, разработанный водный раствор в виде суспензии (РПНП) отличается способностью быстро гидратироваться и тем самым позволяет приготавливать систему непосредственно «в потоке» при закачке в пласт.

В таблице 1 показаны характеристики одной из систем на основе суспендированного ПАА. Согласно представленным данным, реологические исследования демонстрируют высокие показатели как в пресной, так и в минерализованной водах.

Наибольший интерес при анализе данной системы представляют фильтрационные исследования.

ТАБЛИЦА 1. Характеристика полимерного состава РПНП

Наименование показателей	Характеристика
1. Внешний вид	Подвижная суспензия от сероватого до желтого цвета, возможно отслоение внутренней дисперсной фазы, легко устранимое при перемешивании
2. Плотность при 25 °С, кг/м³	900
3. Эффективная вязкость при скорости сдвига 14,7 с⁻¹, при температуре 25 °С, мПа·с • в пресной воде • в минерализованной воде	25 23
4. Температура застывания, °С	-30

ТАБЛИЦА 2. Параметры последовательной закачки полимерного состава и пластовой воды в насыпную модель при 70 °С

Исследуемый состав	Проницаемость начальная, мкм²	Давление закачки, МПа	R _{ост}	K _{выт.} %
Водный раствор РПНП (соотв. 0,3 % по сух. ПАА)	0,241	3,6	7,50	6,44
Водный раствор ПАА (0,3 % масс.)	0,253	5,2	21,66	6,92

В таблице 2 показано сравнение показателей, определенных при последовательной закачке 1,0 % суспензионного полимерного состава и пластовой воды в насыпную модель и такой же закачки порошкообразного ПАА, на основе которого приготовлена суспензия.

Исследование показало, что по сравнению с закачкой водного раствора (порошкообразного) ПАА закачка суспендированного ПАА прошла при меньших давлениях и обеспечила сопоставимое значение коэффициента вытеснения нефти. Это позволяет закачивать данную систему в коллектора с низкой проницаемостью без кольтматации и процессов автоГРП.

Современные маловязкие жидкости для ГРП также содержат в своем составе ПАА, они имеют низкие потери давления на трение, совместимы с пластовыми флюидами и отличаются высокой степенью очистки проппантной пачки. Использование данного полимера в виде суспензионного раствора позволяет проводить быстрое растворение. Подобные системы обязательно включают в свой состав ПАВ, которые снижают адсорбцию ПАА, которая является одной из проблем при использовании данного полимера при ГРП.

Вторым направлением разработок технологических жидкостей на основе ВРП является поиск эффективных комбинаций полимеров с целью обеспечения высоких реологических свойств при низких концентрациях. Для выравнивания профиля приемистости (ВПП) была разработана технология использования полимер-полимерного состава (ППС). Представленная система является смесью природных полисахаридов и ПАА, которая позволяет обеспечить концентрирование частиц полисахарида в промытых

зонах призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательной скважины с последующим набуханием с увеличением вязкости. В составе отсутствует сшиватель, при этом один из полимеров находится в среде другого полимера в виде суспензии, что позволяет селективно обрабатывать водонасыщенные зоны с высокой проницаемостью.

Возможность изолирования трещинных зон была доказана фильтрационными экспериментами. Фильтрационные испытания проводились на шести насыпных моделях. При фильтрации воды (из системы ППД) определяли начальный коэффициент проницаемости. Для насыпных моделей № 1, 2, 3 была выбрана высокая скорость прокачки (расход 1,0 см³/мин), для насыпных моделей № 4, 5, 6 – скорость ниже (расход 0,1 см³/мин).

После фильтрации воды закачивали 0,6%-ный раствор ППС также при различных скоростях (0,1 и 1,0 см³/мин). После чего насыпную модель выдерживали в течение 24 часов. Затем при закачке воды (из системы ППД) в том же направлении определялась проницаемость.

По представленным в таблице 3 результатам видно, что при прокачке

раствора ППС при низком расходе 0,1 см³/мин требуется меньшее давление прокачки, что связано с особенностью строения ВРП, которые успевают сориентироваться в поровом пространстве по направлению потока, что позволяет увеличить радиус воздействия изолирующего состава. Так как при закачке состава частицы полисахаридов находятся в растворе ПАА в состоянии нераспустившегося статистического клубка, то при выдержке ППС в течение 24 часов происходит набухание второго полимера, с увеличением вязкости, что создает высокое остаточное сопротивление даже в высокопроницаемых каналах при последующей закачке воды.

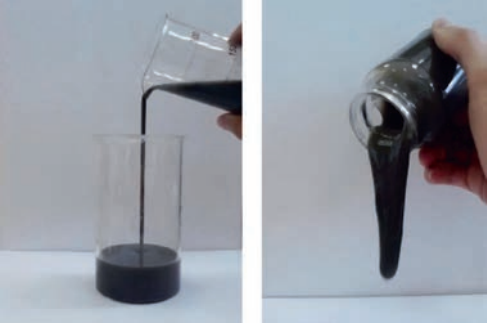
В результате проведенных исследований по оценке прочности водоизоляционного барьера установлено, что применение полимерного состава ППС на водонасыщенных насыпных моделях значительно снижает водопроницаемость во всех экспериментах, коэффициент проницаемости по воде для всех образцов составляет менее 0,01мД, остаточный фактор сопротивления находится в диапазоне от 71 300 до 255 900 д. ед.

Еще одним направлением разработок систем для ВПП и ВИР являются так называемые полимер-дисперсные системы, которые не теряют своей актуальности по сей день. В НОЦ «Промысловая химия» разработан реагент Тампадус на основе сшитого полимера и мелкодисперсных частиц (рисунок 3). Данные системы имеют высокие реологические свойства, однако именно этот реагент обладает высокими вязкоупругими свойствами, так как имеет в своем составе сшиватель,

ТАБЛИЦА 3. Результаты фильтрационных исследований состава ППС

№ эксперимента	Проницаемость по воде до закачки полимера, мД	Пористость, %	Максимальное давление при прокачке полимера, атм
Скорость закачки полимера 1,0 см³/мин			
Модель 1	770	30,3	121,4
Модель 2	1348	28,1	121,4
Модель 3	2559	29,1	65,5
Скорость закачки полимера 0,1 см³/мин			
Модель 4	713	29,9	101,5
Модель 5	1336	28,4	51,5
Модель 6	2416	30,7	38,3

РИСУНОК 3. Раствор реагента Тампадус



Раствор реагента в воде до сшивки, код D

Раствор реагента в воде после сшивки, код H

а также реагенты, позволяющие регулировать скорость сшивки и время окончательного гелеобразования.

Также в качестве дисперсных частиц в данном составе используются минеральные дисперсные частицы с игольчатой структурой и высокой удельной поверхностью, которые не позволяют языку геля проскальзывать глубоко по трещине. На рисунке 3 представлены внешний вид реагента Тампадус до и после сшивки и определенные по системе Сиданска коды консистенции.

Заключительной системой, описываемой в данном обзоре технологических жидкостей на основе ВРП, разработанных в НОЦ «Промысловая химия», является состав Тампамакс, отличающийся селективностью. Данный состав состоит из двух компонентов: ПАВ-полимерного комплекса, являющегося эмульсией, и сшивающего комплекса. При смешении двух компонентов образуется низковязкий раствор, который только после взаимодействия с водой переходит

РИСУНОК 4. Стадии образования сшитого геля раствора Тампамакс



до контакта с водой

после контакта с водой

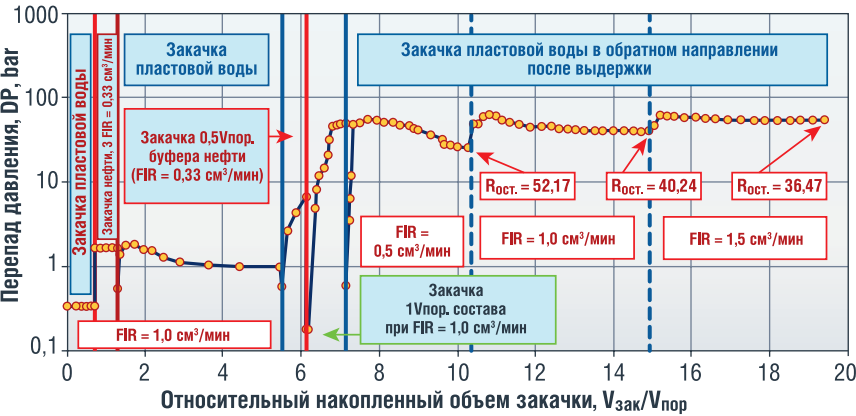
после выдержки в течение 2 часов при 90 °C

в состояние линейного геля и с течением времени при воздействии пластовой температуры образуется прочный высоковязкий сшитый гель. Внешний вид реагента Тампамакс на каждом из описанных этапов представлен на рисунке 4.

Фильтрационные исследования данной системы были проведены при последовательной закачке пластовой воды, нефти, пластовой воды для создания остаточной нефтенасыщенности. Далее закачивался состав Тампамакс 1 Vпор, который выдерживался 24 часа. После закачки воды в обратном направлении оценивался перепад давления и остаточный фактор сопротивления (рисунок 5).

Таким образом, в работе были представлены технологические жидкости на основе водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов и водоизоляционных работ, разработанные в НОЦ «Промысловая химия». Все они созданы на основе ПАА, что в современных условиях наводит на мысль о возвращении вопросов замены данного ВРП на более доступные.

РИСУНОК 5. Динамика перепада давления при последовательной закачке флюидов (Т = 38 °С, k = 100 мД)



Рассмотренные исследования показывают, что необходимо комплексное изучение коллоидно-химических свойств технологических жидкостей на основе ВРП и систематизация полученных данных, в т.ч. изучение реологических закономерностей, что позволит более конкретно сформулировать требования к полимерам и тем самым упростит поиск их аналогов. ●

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению №075-15-2022-300 от 18.04.2022 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

1. Поддубный Ю.А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов (в порядке обсуждения) / Ю.А. Поддубный, С.А. Жданов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 19–25. – EDN OYNNMT.

2. Применение коллоидных систем для увеличения нефтеотдачи пластов / О.Ю. Сладовская, Н.Ю. Башкирцева, Д.А. Курашов [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 10. – С. 585–591. – EDN NBORF.

3. Толстых Л.И. Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи: учебное пособие / Л.И. Толстых, Л.Ф. Давлетшина, К.А. Потешкина. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023.

4. Шувалов С.А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С.А. Шувалов, В.А. Винокуров, В.Н. Хлебников // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2013. – № 4 (273). – С. 98–107. – EDN RXEXLL.

5. Совершенствование методов планирования работ по повышению нефтеотдачи пластов / А.Н. Куликов, Л.А. Магадова, М.А. Силин, Д.Ю. Елисеев // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 7–8. – С. 32–41. – EDN WKGBFF.

6. Опыт повышения эффективности заводнения на месторождении Каражанбас / А.Н. Куликов, М.А. Силин, В.С. Вербичкий [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 10 (634). – С. 5–13. – DOI 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-5-13. – EDN QXLHXJ.

7. Подопригора Д.Г. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи / Д.Г. Подопригора, Р.Р. Бязров, Е.А. Христин // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14, № 2. – С. 34. – EDN SWDEQU.

KEYWORDS: enhanced oil recovery, equalization of injectivity profile, water shut-off works, water-soluble polymers, polyacrylamide, polysaccharides.



РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ЛОГИСТИКЕ



Кичигин Юрий Александрович
председатель совета директоров компании АО «ВНОГ»

ПО МЕРЕ ТОГО КАК ГЛОБАЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ К УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ ИНТЕНСИВНЫМ, НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ СТАЛКИВАЕТСЯ С НЕОБХОДИМОСТЬЮ РЕШАТЬ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С ЕЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ. ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ОБЛАСТЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ЛОГИСТИКА. ПРИМЕНЯЯ МЕТОДЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ЛОГИСТИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, КОМПАНИИ МОГУТ СНИЗИТЬ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ И ВНЕСТИ СВОЙ ВКЛАД В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ БУДУЩЕЕ. АВТОР СТАТЬИ РАССМАТРИВАЕТ КЛЮЧЕВЫЕ СТРАТЕГИИ, КОТОРЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ МОГУТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ В СВОИХ ЛОГИСТИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЯХ

AS THE GLOBAL FOCUS ON SUSTAINABILITY INTENSIFIES, THE OIL AND GAS INDUSTRY IS FACED WITH THE NEED TO ADDRESS THE ENVIRONMENTAL AND SOCIAL CHALLENGES ASSOCIATED WITH ITS OPERATIONS. ONE OF THE MOST IMPORTANT AREAS IS OIL AND GAS LOGISTICS. BY APPLYING SUSTAINABILITY PRACTICES THROUGHOUT THE LOGISTICS PROCESS, COMPANIES CAN REDUCE THEIR ENVIRONMENTAL IMPACT, INCREASE OPERATIONAL EFFICIENCY AND CONTRIBUTE TO A MORE ENERGY-EFFICIENT FUTURE. THE AUTHOR OF THE ARTICLE CONSIDERS THE KEY STRATEGIES THAT OIL AND GAS COMPANIES CAN USE TO ADDRESS SUSTAINABILITY ISSUES IN THEIR LOGISTICS OPERATIONS

Ключевые слова: логистические операции, устойчивое развитие, нефтегазовые компании, экология, эффективное производство.

Оптимизация видов транспорта и маршрутов

Один из основных способов обеспечения устойчивости логистики нефтегазовыми компаниями — это оптимизация видов транспорта и маршрутов.

Тщательно выбирая виды транспорта, такие как железнодорожный транспорт, трубопроводный транспорт, морские перевозки или грузовые автомобили, компании могут сократить выбросы углерода и свести к минимуму воздействие на

окружающую среду. Использование железнодорожных перевозок, где это возможно, позволяет повысить эффективность перевозок на дальние расстояния и снизить зависимость от автомобильного транспорта. Кроме того, оптимизация маршрутов

для минимизации расстояния и повышения эффективности использования топлива может значительно сократить выбросы парниковых газов. Использование передовых логистических технологий, включая программное обеспечение для оптимизации маршрутов, системы отслеживания в режиме реального времени и мониторинг движения, может помочь в выборе наиболее эффективных маршрутов и предотвращении заторов на дорогах.

Использование альтернативных видов топлива и электромобили

Еще одним важным аспектом устойчивой нефтегазовой логистики является внедрение альтернативных видов топлива и электромобилей. Переходя от автомобилей, работающих на ископаемом топливе, к более чистым альтернативам, компании могут значительно сократить выбросы углерода и загрязнителей воздуха. Биотопливо, такое как биодизель и возобновляемое дизельное топливо, может служить прямой заменой обычному дизельному топливу, предлагая более устойчивый вариант с более низким уровнем выбросов. Кроме того, интеграция электромобилей в логистический парк может оказать преобразующее воздействие, поскольку они производят нулевые выбросы выхлопных газов. Инвестиции в инфраструктуру зарядки электромобилей и постепенная замена традиционных транспортных средств электромобилями могут принести существенную пользу для окружающей среды.

Внедрение эффективного управления запасами и оптимизации цепочки поставок

Эффективное управление запасами и оптимизация цепочки поставок жизненно важны для устойчивой логистики нефтегазовой отрасли. Оптимизируя процессы и улучшая координацию с поставщиками, компании могут повысить общую эффективность работы, сократить потребление энергии и свести к минимуму отходы. Использование технологий мониторинга в реальном

Компания **АО «Вайт Найтс Ойл энд Газ» (АО «ВНОГ»)** является транспортно-экспедиционной компанией и таможенным представителем, оказывающим услуги по организации перевозок и таможенному оформлению грузов для нефтегазовой промышленности. За время работы с момента основания в 2009 году АО «ВНОГ» зарекомендовало себя надежным партнером для крупнейших российских и международных нефтебуровых и нефтесервисных компаний

Одним из важнейших преимуществ АО «ВНОГ» в организации перевозок и таможенного оформления является:

Цифровизация процессов

WNOG Цифровое решение eWNOG это:



Интеграция электронных сервисов ФТС России и перевозчиков



Информация о статусе таможенного оформления, перевозок грузов в режиме реального времени 24/7



Предоставление документов в удобном для Клиента формате на портале eWNOG, по электронной почте



Передача необходимых сведений в электронную систему Клиента по API в автоматическом режиме

времени и анализа данных может помочь оптимизировать уровни запасов, сократить избыточные запасы и избежать ненужной транспортировки. Сотрудничество с поставщиками и внедрение систем инвентаризации, управляемых поставщиками (VMI), также могут повысить точность инвентаризации и снизить потребность в срочных поставках. Обеспечивая доступность материалов и оборудования, когда и где это необходимо, компании могут свести к минимуму требования к хранению и затраты на транспортировку, одновременно повышая показатели устойчивого развития.

Внедрение цифровизации и передовых технологий

Цифровизация и передовые технологии играют решающую роль в оптимизации устойчивой логистики в нефтегазовой отрасли.

Использование таких инструментов, как датчики Интернета вещей (IoT), искусственный интеллект (ИИ) и блокчейн, может обеспечить сбор, анализ и интеграцию данных в режиме реального времени, что приведет к улучшению видимости, принятию решений и использованию ресурсов. Например, датчики IoT могут отслеживать потребление энергии, обнаруживать утечки и отслеживать условия окружающей среды, помогая компаниям определять области для улучшения и принимать упреждающие меры. Алгоритмы ИИ могут оптимизировать планирование транспортировки, складские операции и управление запасами, снижая затраты и выбросы углерода за счет максимальной эффективности. Технология блокчейн обеспечивает прозрачность и мониторинг, предлагая безопасное и надежное

отслеживание продуктов, транзакций и сертификатов устойчивости. Это укрепляет доверие между заинтересованными сторонами и способствует подотчетности по всей цепочке поставок.

Приоритет вопросов охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды (HSE)

Учет вопросов охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды (HSE) в логистических операциях имеет решающее значение для устойчивых методов работы в нефтегазовой отрасли. Руководители должны уделять первоочередное внимание благополучию своих сотрудников, подрядчиков, в компаниях, которых они работают. Внедрение строгих протоколов безопасности, программ обучения и систем отчетности об инцидентах обеспечивает безопасное обращение с материалами и их транспортировку, снижая риск несчастных случаев и разливов. Регулярное техническое обслуживание транспортных средств и оборудования сводит к минимуму вероятность утечек и выбросов. Кроме того, должны существовать надежные системы управления окружающей средой для мониторинга и смягчения воздействия логистической деятельности. Это включает в себя надлежащее обращение с отходами, планы ликвидации разливов и соблюдение экологических норм.

Расширение сотрудничества и коммуникации

Обеспечение устойчивого развития нефтегазовой логистики требует сотрудничества и эффективного

взаимодействия между всеми заинтересованными сторонами. Построение прочных отношений с поставщиками логистических услуг, поставщиками и клиентами имеет важное значение для формирования устойчивого мышления по всей цепочке поставок. Совместные инициативы могут включать совместное планирование и прогнозирование, обмен передовым опытом и участие в партнерствах, ориентированных на устойчивое развитие. Сотрудничество с поставщиками логистических услуг, которые уделяют первостепенное внимание устойчивости и имеют опыт в области «зеленой» логистики, может способствовать постоянному совершенствованию отрасли. Открытая коммуникация о целях, инициативах и прогрессе в области устойчивого развития необходима для укрепления доверия с заинтересованными сторонами и демонстрации приверженности принципам устойчивого развития. Регулярная отчетность по ключевым показателям устойчивого развития, таким как выбросы углерода, потребление энергии и сокращение отходов, помогает отслеживать производительность, определять области для улучшения и вовлекать заинтересованные стороны в усилия по обеспечению устойчивого развития.

Для обеспечения устойчивого развития нефтегазовой логистики крайне важна культура постоянного совершенствования. Регулярный пересмотр и обновление целей устойчивого развития, постановка измеримых целей и проведение оценки эффективности позволяют компаниям отслеживать прогресс и определять области для дальнейшей оптимизации. Привлечение заинтересованных сторон, включая сотрудников,

поставщиков, местные сообщества и регулирующие органы, способствует сотрудничеству и обеспечивает рассмотрение различных точек зрения. Взаимодействие с заинтересованными сторонами позволяет выявлять новые возможности, снижать потенциальные риски и соответствовать передовым отраслевым практикам.

Заключение

По мере того как мир движется к более устойчивому будущему, нефтегазовая промышленность должна решать проблемы устойчивого развития во всех аспектах своей деятельности, включая логистику. Оптимизируя виды транспорта и маршруты, используя альтернативные виды топлива и электромобили, внедряя эффективное управление запасами и оптимизацию цепочки поставок, а также улучшая сотрудничество и взаимодействие, нефтегазовые компании могут добиться значительных успехов в решении экологических проблем в своих логистических операциях. Благодаря интеграции цифровых технологий, принципам HSE и стремлению к постоянному совершенствованию отрасль может проложить путь к более экологичному и устойчивому энергетическому будущему. Эти меры не только снижают воздействие на окружающую среду, но и повышают эффективность работы, рентабельность и взаимодействие с заинтересованными сторонами. Решение экологических проблем в нефтегазовой логистике является важным мероприятием, и оно необходимо для долгосрочной жизнеспособности отрасли и экологической ответственности. ●

KEYWORDS: logistics operations, sustainable development, oil and gas companies, ecology, efficient production.

WNOG



ПРОМЫШЛЕННО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

19-21 сентября

oilgasforum.ru

Промышленно-энергетический форум — главное событие отрасли, формирующее тренды энергетики и объединяющее предпринимателей и корпорации для продуктивного нетворкинга.

- Раскрываем все тренды и инсайды индустрии в удобном формате
- Создаем комфортные условия для встреч, нетворкинга и сотрудничества, онлайн и офлайн
- Объединяем специалистов всех энергетических компаний

Объединяем участников ТЭК для достижения результата!

Организаторы форума:



+7 499 938 55 42

welcome@oilgasforum.ru

АНАЛИЗ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ

для подземного хранения попутного нефтяного газа

ПРИ ОТСУТСТВИИ ДОСТУПА К ЕДИНОЙ СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ЧАСТО ПРЕДСТАВЛЯЕТ СЕРЬЕЗНУЮ ПРОБЛЕМУ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ОТДАЛЕННЫХ И ТРУДНОДОСТУПНЫХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ. УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПОСРЕДСТВОМ СЖИГАНИЯ НА ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНЫМ РЕШЕНИЕМ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ, НО ВСЕ БОЛЕЕ СТРОГИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ДЕЛАЮТ ЭТОТ МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ НЕРЕНТАБЕЛЬНЫМ. ВОЗМОЖНЫМ РЕШЕНИЕМ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ ЯВЛЯЕТСЯ СОЗДАНИЕ ВРЕМЕННОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ВОДОНОСНОМ ГОРИЗОНТЕ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ БУДУЩЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА ЧЕРЕЗ МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД «СИЛА СИБИРИ». В РАБОТЕ ПРОСУММИРОВАН ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ И ВЫДЕЛЕНЫ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ИХ ПРИГОДНОСТИ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В НАШЕЙ СТРАНЕ ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ 8 ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ И ЕЩЕ 3 НАХОДЯТСЯ НА СТАДИИ СТРОИТЕЛЬСТВА. В ХОДЕ АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ БЫЛИ ВЫДЕЛЕНЫ ТРИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФОРМАЦИИ: НАДСОЛЕВАЯ, СОЛЕНОСНАЯ И ПОДСОЛЕВАЯ

IN THE ABSENCE OF ACCESS TO THE UNIFIED GAS SUPPLY SYSTEM, THE SALE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS OFTEN POSES A SERIOUS PROBLEM FOR THE DEVELOPMENT OF REMOTE AND HARD-TO-RECOVER OIL AND GAS CONDENSATE FIELDS IN EASTERN SIBERIA. ASSOCIATED PETROLEUM GAS UTILIZATION BY FLARING IS TODAY THE MAIN SOLUTION TO THIS PROBLEM, BUT INCREASINGLY TIGHT ENVIRONMENTAL RESTRICTIONS MAKE THIS DISPOSAL METHOD UNPROFITABLE. A POSSIBLE SOLUTION TO THIS PROBLEM IS THE CREATION OF A TEMPORARY UNDERGROUND GAS STORAGE IN THE AQUIFER OF THE FIELD BEING DEVELOPED FOR THE PURPOSE OF FUTURE GAS SALES THROUGH THE "POWER OF SIBERIA" GAS PIPELINE. THE PAPER SUMMARIZES THE DOMESTIC EXPERIENCE OF UNDERGROUND GAS STORAGE IN AQUIFERS, ANALYZES THE GEOLOGICAL AND HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF AQUIFERS IN THE YURUBCHENO-TOKHOMSK OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE, AND IDENTIFIES CRITERIA FOR ASSESSING THEIR SUITABILITY FOR UNDERGROUND GAS STORAGE. TO DATE, 8 UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES IN AQUIFERS ARE BEING OPERATED IN OUR COUNTRY, AND 3 MORE ARE UNDER CONSTRUCTION. IN THE COURSE OF THE ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL AND HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF THE YURUBCHENO-TOKHOMSK ZONE, THREE HYDROGEOLOGICAL FORMATIONS WERE IDENTIFIED: POST-SALT, SALT AND PRE-SALT

Ключевые слова: хранение газа, водоносный горизонт; попутный нефтяной газ, Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции.

**Смирнова
Елизавета Андреевна**
аспирант кафедры Разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский
горный университет

**Сайченко
Лилия Альбертовна**
доцент кафедры Разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский
горный университет,
к.т.н.

В процессе разработки месторождений, содержащих нефть, добывается ряд сопутствующих продуктов, одним из которых является попутный нефтяной газ (ПНГ). С одной стороны, ПНГ является побочным продуктом при добыче нефти, но с точки зрения концепции устойчивого развития, – газовым ресурсом, из которого в дальнейшем можно извлечь прибыль. Рациональное использование ПНГ является задачей мировой важности. Для выполнения обязательств Киотского протокола все нефтегазодобывающие компании обязаны реализовать утилизацию не менее 95 % ПНГ в процессе разработки и эксплуатации месторождения.

В реалиях отсутствия рынков сбыта газа традиционными средствами использования попутного нефтяного газа в нашей стране – сжигание на факельных установках, использование на собственные нужды месторождения и обратная закачка в пласт с целью повышения нефте- или газоотдачи или хранения. Согласно глобальной статистике (рис. 1а), только за 2021 год порядка 152,7 млрд м³ природного газа было утилизировано на факельных установках [1]. Учитывая, что средняя цена на газ варьировалась в пределах 3,84 долларов США за 26,8 м³ природного газа, эти потери эквивалентны потере мировой экономикой по меньшей

УДК 622.691.24

РИСУНОК 1. а) Объемы сжигания ПНГ в России и мире; б) экономические потери [составлено авторами]

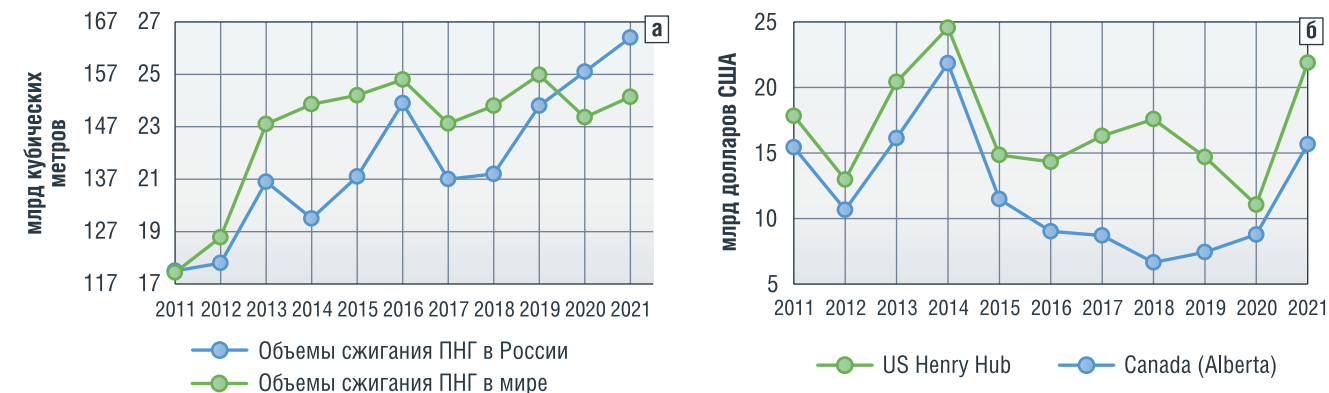
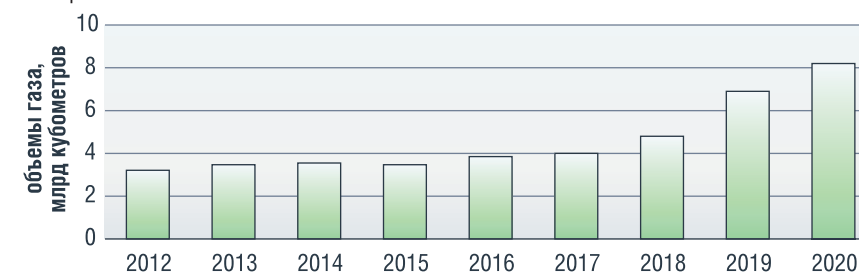


РИСУНОК 2. Гистограмма объемов сжигания ПНГ с 2012 по 2020 годы для Восточной Сибири



мере 21,9 млрд долларов США за 2021 год (рис. 1б). Аналогичный анализ в национальном масштабе показывает цифры финансовых потерь, сопоставимые с мировыми [2], что подчеркивает огромное экономическое воздействие отсутствия монетизации попутного нефтяного газа (рис. 1а).

Помимо негативных экономических последствий выбросы от сжигания газа вредны для здоровья людей и окружающей среды в целом. В частности, CH₄ и CO₂, которые являются основными продуктами выброса при сжигании, относятся к парниковым газам, которые считаются причиной глобального изменения климата. Во всем мире на сжигание на факельных установках приходится порядка 5 % и более антропогенных выбросов парниковых газов.

На сегодняшний день многие компании-недропользователи столкнулись с проблемой утилизации попутного нефтяного газа. Не смотря на огромное количество методов утилизации, наша страна все еще является лидером по сжиганию ПНГ на факельных установках – в объеме более чем 25 млрд м³ в 2021 году [3]. Но все более жесткие штрафные санкции, делают этот метод нерентабельным. В результате это приводит к необходимости

снижения объемов сжигаемого газа – поиску рациональной альтернативы существующей системе утилизации, которая позволит реализовать газ в будущем.

Активное развитие нефте- и газодобычи в Восточной Сибири привело к тому, что транспортные мощности газа не успевают за разработкой месторождений. А если говорить об отдаленных и труднодоступных месторождениях Восточной Сибири, даже используя ПНГ на собственные нужды, остаются большие объемы газа, которые приходится сжигать. На рисунке 2 показана гистограмма объемов сжигания попутного нефтяного газа в Восточной Сибири с 2012 по 2020 годы [4].

Стоит отметить, что из-за первоочередной разработки нефтяной части месторождений, чаще всего они вводятся в разработку значительно раньше, чем появляется доступ к газотранспортной инфраструктуре и Единой Системе Газоснабжения в целом. На взгляд авторов это и является основной причиной такого значительного роста сжигания газа на факельных установках с 2018-го года в Восточной Сибири.

На сегодняшний день транспортная инфраструктура углеводородов в районе Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции включает в себя один нефтепровод «Курумба-Тайшет», запущенный в эксплуатацию в 2016 году (рис. 3) [5].

Реализация газа предполагается в проектируемый магистральный газопровод ПАО «Газпром» «Сила Сибири», но на сегодняшний день к нему присоединено лишь Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, а в ближайшей перспективе – Ковыктинское.



РИСУНОК 3. Выкопировка из Интерактивной электронной карты недропользования Российской Федерации



Существующая на сегодняшний день проблема реализации огромных объемов газа уже разрабатываемых месторождений Восточной Сибири остается нерешенной. На данный момент основным решением все также является сжигание на факельных установках, но все более жесткие экологические ограничения и штрафы делают этот метод нерентабельным. Временное отсутствие доступа к магистральному газопроводу также представляет серьезную проблему для разработки нефтегазоконденсатных месторождений, ведущую к безвозвратной утрате огромных объемов газа.

Для решения существующих проблем и улучшения газовой ситуации в регионе в целом необходимо создание такой технологии, которая позволит снизить объемы сжигаемого газа, обеспечит рациональную альтернативу существующей системе утилизации попутного нефтяного газа и позволит реализовывать газ в будущем с получением дополнительной прибыли. Возможным решением проблемы для месторождений Восточной Сибири и в частности Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции может быть технология создания временного подземного хранилища газа в водоносном горизонте. В данной работе будет рассмотрен имеющийся опыт подземного хранения газа в водоносных горизонтах, а также произведен анализ геолого-гидрогеологических условий Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции с выделением критериев пригодности водоносных горизонтов для хранения углеводородного газа.

Несмотря на то, что тема данного исследования относится к Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции, анализ и выводы могут найти применение в будущих исследованиях в области хранения природного газа в водоносных горизонтах.

Отечественный опыт подземного хранения газа в водоносных горизонтах

Первое подземное хранилище газа в водоносном горизонте на территории нашей страны, Калужское, было введено в эксплуатацию в 1959 году. На сегодняшний день на территории Российской Федерации реализованы 8 подземных хранилищ газа в водоносных горизонтах: Калужское, Гатчинское, Увязовское, Невское, Касимовское, Карашурское, Беднодемьяновское в песчаниках и Щелковское в песках. В таблице 1 представлена основная информация о данных хранилищах. Также стоит отметить, что в стадии строительства находятся Удмуртский резервирующий комплекс, Арбузовское и Шатровское подземные хранилища газа.

Касимовское подземное хранилище газа на сегодняшний день является крупнейшим в мире. На рисунке 4 представлены эксплуатируемые и строящиеся/проектируемые подземные хранилища газа в водоносных горизонтах на территории Российской Федерации.

Стоит отметить, что все действующие хранилища в водоносных горизонтах относятся к территориям Восточно-Европейской платформы. Это обусловлено близостью к основным городам-потребителям газа.

Анализ геолого-гидродинамических условий водоносных горизонтов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции

Географически исследуемая территория находится в юго-западной части Тунгусского артезианского бассейна и располагается в пределах Байkitской антеклизы.

В разрезе Юрубчено-Тохомской зоны выделены два структурных этажа: фундамент древней платформы (кристаллический) и платформенный (осадочный) чехол, который в свою очередь может быть разделен на два структурных этажа – венд-девонский и рифейский [6].

Тунгусский артезианский бассейн представляет собой сложно построенную гидрогеологическую структуру, особенности строения которой обусловлены соленосностью отложений нижнего кембрия и среднего девона, трапповым магматизмом, интенсивной разрывной тектоникой и резкой неоднородностью неотектонических движений.

В разрезе осадочного чехла выделяются два гидрогеологических этажа: нижний и верхний. Нижний этаж (от рифея до среднего палеозоя) характеризуется весьма затрудненным водообменом, в отличие от верхнего этажа, характеризующегося свободным водообменом. Гидрогеологические этажи перекрыты относительно флюидоупорной толщей

ТАБЛИЦА 1. Подземные хранилища газа в водоносных горизонтах

№	Название	Год ввода	Р _{пл} , МПа	Т _{пл} , °С	Глубина, м	Мощность, м	к, мкм²	т, %	Горизонт	Тип вод	Проблемы
Действующие											
1	Калужское	1959	7,9–10	24	630–650	25–36	0,09–1,8	18–24	Гдовский	ХК	Вертикальные перетоки газа, негерметичность
2	Щелковское	1961	8,7–9,3	21	880–950	16	0,3–2,6	27–29	Нижне-щигровский	ХК	Вертикальные перетоки газа, латеральные перетоки газа, негерметичность, вынос песка
3	Гатчинское	1963	3,5–3,7	18	400–430	5-11	3–4	22	Гдовский	ХК	Разрушение пласта, вынос песка
4	Невское	1975	11,5	34	1035	2-12	0,7–2	15–25	Гдовский	ХК	Вертикальная миграция газа в вышележащие пласты
5	Касимовское	1977	7,6	21	760–820	20–25	1,2–2	15–33	Нижне-щигровский	ХК	Разрушение пласта, вынос песка
6	Увязовское	1998	7,4	21	740–780	8–12	1,2–3	25–29	Щигровский	ХК	Вынос песка
7	Карашурское	2003	10	21	–	–	0,8–2	15–28	Тульский и бобриковский	ХН	–
8	Бедно-демьяновское	В процессе	–	–	660–750	8–24	2	29	Щигровский	ХК	Разрушение пласта, вынос песка

образований триаса [7]. В данной работе рассматривается нижний этаж, как характеризующийся наиболее застойным характером вод.

В разрезе нижнего этажа выделяются три основные формации: надсолевая, соленосная и подсолевая; в которых выделяются 12 водоносных комплексов.

Разделение проводилось на основании их гидродинамической изолированности друг от друга, а также по литологическому составу вмещающих в себя воду пород [8].

Подсолевая гидрогеологическая формация включает рифейский терригенно-карбонатный, вендский терригенный и вендский терригенно-карбонатный водоносные

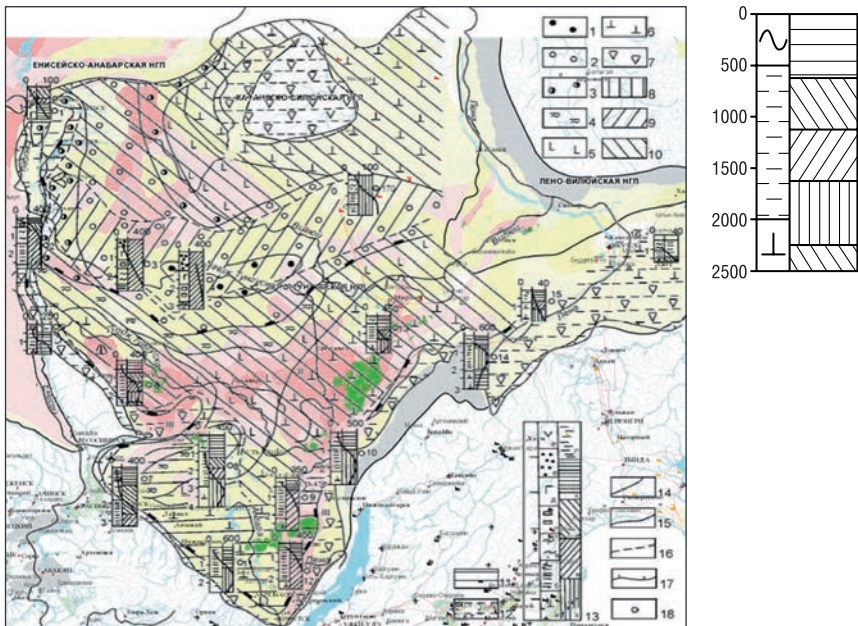
горизонты. Подземные воды в них в целом характеризуются очень застойным характером. Галогенный слой Усольской свиты обеспечивает высокую степень гидрогеологической изоляции нефтегазового разреза.

Выше расположен терригенный комплекс вендского возраста, включающий терригенные

РИСУНОК 4. Подземные хранилища газа в водоносных горизонтах, отраженные на схеме инженерно-геологических районов России



I – Восточно-Европейская платформа; II – Западно-Сибирская платформа; III – Сибирская платформа; IV – Кавказские горы; V – Уральские горы; VI – Каледонская складчатость; VII – Герцинская складчатость; VIII – Байкальская и раннекаледонская складчатость; IX – Мезозойская складчатость. 1 – Гатчинское; 2 – Невское; 3 – Калужское; 4 – Щелковское; 5 – Касимовское; 6 – Увязовское; 7 – Беднодемьяновское; 8 – Карашурское; 9 – Арбузовское; 10 – Удмуртский резервирующий комплекс; 11 – Шатровское



кальциевыми, и подсолевой (от 2000 до 2500 метров). С точки зрения состава хлоридных рассолов и вод по преобладающим катионам натриевые (0–600 м), кальциево-натриевые (600–1100 м), кальциевые (1100–1600 м), натриево-кальциевые (1600–2300 м) и кальциево-натриевые (2300–2500 м) (рисунок 6б).

Не смотря на достаточную геологическую и геофизическую изученность Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, водоносные горизонты области Камовского поднятия слабо изучены [10]. В Литвинцевском горизонте в объеме карбонатных отложений Амгинского яруса среднего кембрия установлены зоны, различающиеся по составу и минерализации вод и рассолов.

В отложениях Булайской свиты выделяются доломиты, кавернозные и трещиноватые. В них установлены рассолы с высокой минерализацией, достигающей 300 г/дм³. По составу вода хлоридно-кальциевая. Возможно, воды поступили из более глубоких водоносных горизонтов, что говорит о возможности использования его, как контрольного горизонта. В отложениях нижней части Бельской свиты установлен водоносный горизонт, содержащий рассолы с минерализацией 310 г/дм³, воды хлоридно-кальциевые. Рассолы характеризуются повышенным содержанием сульфатов (1,7 г/дм³).

В отложениях Усольской свиты выделяются по скважинам два водоносных горизонта: Балыхттинский и Осинский. Воды осинского горизонта хлоридно-кальциевого состава по Сулину, крепкие рассолы с минерализацией 320,96 мг/дм³, плотность – 1,20 г/см², рН составляет 6,8 [10]. Стоит также отметить такие характеристики, как открытая пористость 4,9%, коэффициент фильтрации 1,37 м/сут и пластовое давление 21,5 МПа. Состав пластовых вод осинского горизонта представлен в таблице 2 [8].

Водонасыщение можно предполагать в нижней части Оскобинской свиты в районе скважины Юр-20, из которой испытателем пластов при совместном опробовании с рифейскими отложениями получен интенсивный приток пластовой воды, дебитом 345,6 м³/сут при среднем динамическом уровне 1035 м.

Воды вендских отложений и Оскобинской свиты венд-нижнего рифея опробованы на Юрубченской площади. По скважине Юр-20 минерализация составила 224,8–266,3 г/л. По классификации В.А. Сулина все они относятся к хлоридно-кальциевому гидрохимическому типу.

В таблице 2 представлена сводная информация о водоносных горизонтах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [8, 10].

Выделение критериев пригодности водоносных горизонтов

Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления выделяется в рамках Камовского нефтегазонаосного района Байкитской нефтегазонаосной области. В ее состав входят такие месторождения, как Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное и Куюмбинское нефтегазовое месторождение.

По размерам запасов Юрубчено-Тохомское месторождение относится к уникальным, по своему строению – к месторождениям очень сложного строения. В пределах месторождения нефтегазонаосными являются отложения венда и рифея. В данной работе будет рассмотрена зона Юрубченского лицензионного участка, как наиболее перспективная для создания временного подземного хранилища газа.

Согласно представлениям о геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения в разрезе рифейских отложений выделяются три продуктивных горизонта, которые относятся к Ирэмэканской, Вингольдинской, Рассолкинской, Юктенской, Куюмбинской, Долгоктинской, Юрубченской и Мадринской толщам.

Продуктивность вендских отложений в основном связана с отложениями оскобинской и ванаварской свит. Отложения оскобинской свиты сложены терригенными и карбонатными породами с коллекторами порового, трещинно-порового, порово-трещинно-кавернового типа. Отложения ванаварской свиты являются единственными в разрезе, представленными терригенными породами с поровым, трещинно-поровым типом коллектора.

Очень важно учитывать нефтегазонаосность месторождения, так как создание подземного хранилища в водоносном горизонте не должно ни коим образом влиять на разработку и эксплуатацию месторождения. Учитывая выделенные выше проблемы подземных хранилищ газа в водоносных горизонтах, наиболее частыми являются вертикальные миграции газа и вынос породы. Вторая проблема в большей степени связана с условиями создания и эксплуатации хранилища, в то время как первая напрямую зависит от конкретной геологической структуры. Вследствие чего необходимо выделить такой критерий пригодности водоносного горизонта, как возможная степень влияния на разработку месторождения [11].

Не менее важным фактором возможности хранения природного газа является наличие надежной покрышки-флюидоупора, которая также может предотвратить вертикальную восходящую миграцию газа. Породы, выполняющие роль флюидоупора должны обладать низкими значениями проницаемости, значительной мощностью, региональным характером распространения (желательно) и высокой степенью однородности. Вследствие чего одними из самых надежных являются соляные покрышки в силу своего регионального распространения и значительной мощности. Для оценки флюидоупоров используются классификации А.А. Ханина и Э.А. Бакирова [12, 13].

В процессе эксплуатации подземного хранилища газа необходимо осуществлять геолого-промысловый контроль хранилища. В большей степени потому, что искусственная газовая залежь подземного хранилища является сложной системой, функционирование которой зависит от большого количества факторов, требующих постоянного контроля для устойчивой и безопасной работы. Поэтому необходимо предусмотреть наличие контрольного вышезалегающего водоносного горизонта, как фактора выбора горизонта хранения [14].

Основным фактором выбора того или иного водоносного горизонта являются характеристики пласта-коллектора, который будет вмещать в себя газ. Они должны быть достаточными для обеспечения

ТАБЛИЦА 3. Учет геологических критериев хранения газа в водоносном горизонте

Критерий	Возможная степень влияния на разработку	Наличие флюидоупора		Коллекторские свойства горизонта	
		По А.А. Ханину	По Э.А. Бакирову	По А.А. Ханину	По В.Н. Киркинской, Е.М. Смехову
Оценка	К1	К2	К3	К4	К5
1	Залегаает ниже всех продуктивных горизонтов	Низкая экранирующая способность	Локальный, неоднородный	VI класс	–
2	Залегаает в продуктивном горизонте при наличии вышележащих продуктивных горизонтов	Пониженная экранирующая способность	Зональный / локальный, неоднородный	V класс	Сложный порово-трещинный
3	Залегаает между продуктивными горизонтами	Средняя экранирующая способность	Зональный, однородный	IV класс	Сложный трещинно-поровый
4	Залегаает в свите, к которой приурочены продуктивные горизонты	Высокая экранирующая способность	Региональный / субрегиональный, неоднородный	III класс	Простой трещинный
5	Залегаает выше продуктивных горизонтов	Весьма высокая экранирующая способность	Региональный / субрегиональный, однородный	I-II класс	Простой поровый

необходимой приемистости запланированных объемов газа, эффективного вытеснения газа водой, а также последующего отбора газа после присоединения месторождения к магистральному газопроводу [12, 15].

Также стоит отметить, что чем меньше глубина залегания водоносной геологической структуры, тем меньшие капитальные вложения потребуются для создания хранилища. Следовательно, при прочих равных геологических условиях, необходимо делать выбор в соответствии с наибольшей экономической эффективностью будущего проекта .

В таблице 3 представлены критерии оценки пригодности водоносного горизонта для подземного хранения газа.

Выводы

На сегодняшний день проблема утилизации попутного нефтяного газа отдаленных и труднодоступных месторождений Восточной Сибири стоит достаточно остро. В большей степени это связано с ранним вводом месторождений в разработку еще до подключения к магистральному газопроводу «Сила Сибири». Одним из перспективных решений данной проблемы на уже разрабатываемых месторождениях является создание временного подземного хранилища газа в водоносном горизонте.

В работе был просуммирован отечественный опыт хранения

углеводородного газа в водоносных горизонтах с выделением основных фильтрационных и емкостных характеристик вмещающих газ пластов, а также тех проблем, которые осложняют их эксплуатацию. К основным проблемам следует отнести вертикальную миграцию газа, связанную с недостаточной изолированностью эксплуатируемых водоносных горизонтов.

Анализ гидрогеологических условий Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления позволил выделить три основных водоносных формации: надсолевую, соленосную и подсолевую. В работе подробно рассматриваются две последние, так как их воды характеризуются наиболее застойным характером и наименьшим водообменом.

По результатам обзора отечественного опыта хранения газа в водоносных горизонтах и анализа гидрогеологических условий Юрубчено-Тохомской зоны была выделена группа критериев для оценки пригодности водоносного горизонта для хранения углеводородного газа. ●

Литература

1. BP B. P. Statistical review of world energy 2022. – 2022.
2. Овинникова К.Н. Современное состояние нефтегазового комплекса России и его проблемы // Векторы благополучия: экономика и социум. 2013. № 4 (10). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyaniye-neftegazovogo-kompleksa-rossii-i-ego-problemy-1>.
3. Global Gas Flaring Tracker Report April 2022// Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) Multi-Donor Trust Fund. Washington, – 2022. – 19 p.

4. Global Gas Flaring Tracker Report April 2021// Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) Multi-Donor Trust Fund. Washington, – 2021. – 18 p.
5. Гаррис Н.А., Полетаева О.Ю., Бакиев Т.А. Проблемы трубопроводного транспорта углеводородов в условиях мерзлоты и пути их решения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 3. С. 64–67.
6. Афанасенков А.П. Новые данные о геологическом строении Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления и пути дальнейшего освоения ее нефтегазового потенциала / А.П. Афанасенков, Н.Г. Бухаров, Р.Н. Мухаметзянов [и др.] // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 34–45.
7. Конторович А.Э. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы // Недра. – 1981. – Т. 552.
8. Трифонов Н.С. Гидрогеологические особенности Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.С. Трифонов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 50–55. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-2-50-55.
9. Вожов В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазонаосной провинции. – Новосибирск: СНИИГТиМС, 2006. – 209 с.
10. Варганов А.С., Попова Н.Н., Сосновская О.В., Смокотина И.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Ангаро-Енисейская. Лист Р-47 – Байкит. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 359 с.
11. Мельников Н.В. Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи / Н.В. Мельников, Е.В. Смирнов, М.А. Маслеников [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 586-601. – DOI 10.15372/GIG20170321.
12. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазонаосных провинций СССР [Текст]. – Москва: Недра, 1973. – 303 с.: ил.; 22 см.
13. Бакиров Э.А. – Геология нефти и газа / Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин. – М.: Недра, 1990. – 6 с.
14. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2001. 350 с.
15. Киркинская В.Н. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Ленинград: Недра: Ленингр. отд-ние, 1981. – 255 с.

KEYWORDS: gas storage, aquifer, associated petroleum gas, Yurubcheno-Tokhomskaya oil and gas accumulation zone.

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ УДАЛЕННОГО НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА

на примере Дальнего Востока России



Шестаков Роман Алексеевич

доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.



Зайкин Данила Витальевич

магистрант кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Высшая школа финансов РЭУ имени Г.В. Плеханова

Одна из главных задач газовой отрасли России – газификация регионов. При этом следует отметить, что Россию отличает крайне неравномерная газификация территорий. В некоторых случаях транспортировка природного газа по трубопроводу экономически нецелесообразна или просто невозможна. По этой причине альтернативная газификация является важной частью программы обеспечения граждан природным газом. Сжиженный природный газ позволяет газифицировать различные типы объектов, избегая прокладки дорогостоящих трубопроводных систем. Этому способствует система приема, хранения и регазификации, которая предназначена для СПГ, последующего сжатия газа до уровня давления в трубопроводе и дальнейшей передачи его в газораспределительные сети

ONE OF THE MAIN TASKS OF THE RUSSIAN GAS INDUSTRY IS THE GASIFICATION OF THE REGIONS. AT THE SAME TIME, IT SHOULD BE NOTED THAT RUSSIA IS DISTINGUISHED BY EXTREMELY UNEVEN GASIFICATION OF TERRITORIES. IN SOME CASES, THE TRANSPORTATION OF NATURAL GAS BY PIPELINE IS ECONOMICALLY IMPRACTICAL OR SIMPLY IMPOSSIBLE. FOR THIS REASON, ALTERNATIVE GASIFICATION IS AN IMPORTANT PART OF THE PROGRAM TO PROVIDE CITIZENS WITH NATURAL GAS. LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) ALLOWS GASIFICATION OF VARIOUS TYPES OF FACILITIES, AVOIDING THE LAYING OF EXPENSIVE PIPELINE SYSTEMS. THIS IS FACILITATED BY THE SYSTEM OF RECEPTION, STORAGE AND REGASIFICATION (SPHR), WHICH IS DESIGNED FOR LNG, SUBSEQUENT COMPRESSION OF GAS TO THE PRESSURE LEVEL IN THE PIPELINE AND ITS FURTHER TRANSFER TO GAS DISTRIBUTION NETWORKS

Ключевые слова: сжиженный природный газ, газификация, теплоснабжение, топливо, система приема, хранения и регазификации, Дальний Восток, Республика Саха.

Одна из основных задач газовой отрасли России заключается в производстве, транспортировке и экспорте природного газа.

Однако другой, не менее важной задачей газовой отрасли России является удовлетворение внутреннего спроса на газ в качестве источника газоснабжения, особенно в холодные зимние

месяцы, когда спрос на газ резко увеличивается [1, 2], а также в качестве газохимического сырья [3].

Кроме того, газовая отрасль России сталкивается с вызовами в области экологии, устойчивости и доступности, и в настоящее время она активно ищет пути снижения вредных выбросов, уменьшения негативного воздействия на

окружающую среду [4], а также способы газификации удаленных населенных пунктов.

Энергоснабжение отдаленных населенных пунктов является важной задачей, так как без электричества и тепла многие аспекты повседневной жизни становятся невозможными. В России многие населенные пункты расположены в отдаленных районах, где нет доступа к централизованным источникам энергии, таким как электричество, газ и топливо.

Для обеспечения энергоснабжения отдаленных населенных пунктов используются различные технологии и решения. Одним из наиболее распространенных способов является использование дизель-генераторов, которые могут работать на жидком топливе, электрогенераторы на дровах, угле и газе [5]. Также используются солнечные панели, ветрогенераторы, гидрогенераторы и другие возобновляемые источники энергии [6].

Для обеспечения энергоснабжения отдаленных населенных пунктов в России существует программа «Энергия Дальнего Востока», которая направлена на развитие энергетической инфраструктуры в регионах, находящихся в отдалении от крупных городов [5]. В рамках этой программы строятся новые электростанции, линии электропередачи и другие объекты, обеспечивающие надежное и стабильное энергоснабжение, в том числе системы приема, хранения и регазификации (СПХР), которые позволяют эффективно использовать энергию и снижать затраты на ее производство и транспортировку [7].

Существует несколько видов топлива, которые применяются для теплоснабжения населенных пунктов. Выбор типа топлива зависит от многих факторов, включая наличие доступных ресурсов, инфраструктуру для транспортировки и обработки топлива, а также экономические [8]. Некоторые из наиболее распространенных видов топлива для теплоснабжения включают в себя:

- **Природный газ.** Природный газ является одним из наиболее распространенных видов топлива для теплоснабжения.

Он используется для работы котельных и других систем отопления, а также для подогрева воды. Природный газ относительно чистый и удобен в использовании, поскольку его можно быстро переводить в энергию.

- **Электричество.** Электричество не совсем является топливом, так как электричество является энергией, а не материальным ресурсом, может использоваться для отопления населенных пунктов, для работы электрических котлов и систем тепловой насосной техники, которые могут использоваться для обогрева домов, офисных зданий и других объектов.

- **Уголь.** Уголь – это твердое топливо, которое используется для работы котельных. Он является относительно дешевым, но содержит много вредных веществ, что может привести к загрязнению окружающей среды. Кроме того, его использование может быть ограничено законодательством и экологическими нормами.

- **СУГ (сжиженный углеводородный газ).** СУГ – это смесь сжиженных под давлением легких углеводородов с температурой кипения от -50 до 0 °С. Состав может существенно различаться, основные компоненты: пропан, изобутан и н-бутан. СУГ является одним из наиболее перспективных видов топлива, который может быть использован для теплоснабжения населенных пунктов из-за низких экологических рисков и из-за уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу в сравнении с использованием традиционных видов топлива, таких как уголь или нефть. Высокая плотность энергии и легкость транспортировки СУГ в жидком состоянии делает его более удобным и экономически выгодным в использовании по сравнению с природным газом.

- **Дизель.** Дизель – это вид топлива, получаемый из нефти путем переработки, который применяется в двигателях внутреннего сгорания. Дизельное топливо имеет высокую плотность энергии и относительно низкий уровень выбросов вредных веществ по сравнению с бензином, что делает его более

экономичным и экологически безопасным во многих сферах применения. Дизель-генераторы могут использоваться для генерации электроэнергии и теплоснабжения населенных пунктов в качестве аварийного и резервного источника энергии, когда прерывается основное энергоснабжение. Однако использование дизель-генераторов для постоянного теплоснабжения является неэффективным и экологически небезопасным.

Для того чтобы рассчитать стоимость теплоснабжения при помощи природного газа, электричества и угля, необходимо сначала рассчитать необходимую мощность котла для определенной площади дома. Подобрать котел по найденной мощности, рассчитать потребление электроэнергии, газа и угля котлом. Только после этого, зная тариф на электроэнергию (возьмем для населения, проживающего в Якутске и других городских населенных пунктах Якутии, в домах, оборудованных электрическими плитами и электроотоплением), можно рассчитать стоимость теплоснабжения населенного пункта.

Расчет начинается с выбора необходимого котла. Необходимая мощность котлов определяется по формуле:

$$N = W_{уд} \cdot S_{д} \cdot K_3 \cdot K_n, \quad (1)$$

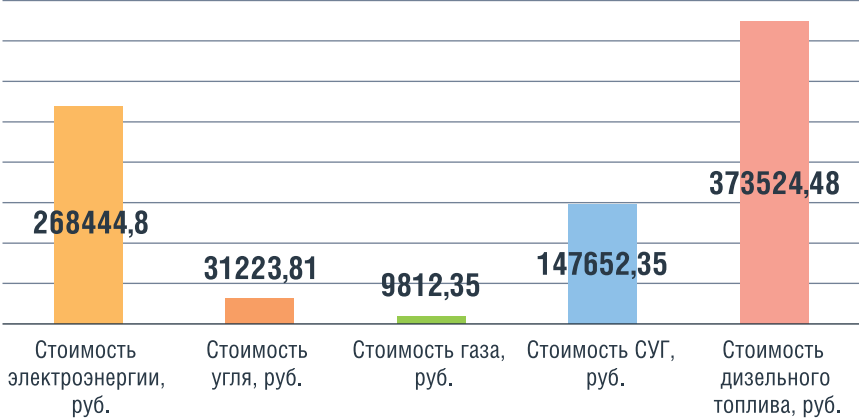
где $W_{уд}$ – удельная мощность, необходимая, чтобы обеспечить теплоснабжение для 1 м², $W_{уд} = 0,1 \text{ кВт/м}^2$; $S_{д}$ – средняя площадь частного помещения, равная 100 м²; K_3 – поправочный коэффициент, который берется в соответствии с климатической зоной, в которой расположена постройка, показатель климатической мощности, для Якутской области равен 1,7; K_n – коэффициент, учитывающий теплопотери, равен 1,25.

После того, как был проведен анализ электроэнергии, угля и газа как видов топлива, с помощью которых производится теплоснабжение населенных пунктов, определяется самый оптимальный и экономически выгодный вариант, при этом учитывая тарифы на электроэнергию, газ и уголь в Республике Саха (Якутия).

ТАБЛИЦА 1. Стоимость теплоснабжения отдаленного населенного пункта при помощи разных видов топлива

Временной период	Стоимость электроэнергии, руб.	Стоимость угля, руб.	Стоимость газа, руб.	Стоимость СУГ, руб.	Стоимость дизельного топлива, руб.
Сутки	1118,52	130,09	40,88	615,22	1556,352
Месяц	33 555,60	3902,97	1226,54	18 456,54	46 690,56
Отопительный сезон	268 444,80	31 223,81	9812,35	147 652,35	373 524,48

РИСУНОК 1. Стоимость теплоснабжения отдаленного населенного пункта при помощи разных видов топлива за отопительный сезон



Для наглядного сравнения результаты расчетов приведены в таблице 1.

Для более наглядности всей ситуации обратимся к графику 1, построенному на результатах из таблицы 1.

По результатам, приведенным в таблице 1, наглядно видно, что теплоснабжение выгоднее всего осуществлять при помощи газа.

Также очень важно уточнить, что в Республике Саха (Якутия) начиная с 2015-го и по настоящее время активно занимаются вопросом газификации населенных пунктов. Этот вопрос является одним из самых важных для администрации Республики Саха. Поэтому переход населения на газовое оборудование и использование газа как топлива для теплоснабжения домов и для использования в быту очень хорошо поощряется администрацией [9].

В этом помогают субсидии на газификацию населенных пунктов. Субсидии позволяют многим семьям Якутии сэкономить бюджет и снизить расходы. В республике действует программа, которая помогает якутам газифицировать свой дом, сохранив при этом большую часть денег. Об этом свидетельствует постановление

правительства Республики Саха (Якутия) от 22 июля 2021 г. № 250 «Порядок предоставления субсидий гражданам из государственного бюджета Республики Саха (Якутия) на возмещение части затрат, связанных с газификацией жилого дома» [9].

Субсидия гарантирует возмещение гражданам до 75 % включительно понесенных затрат, связанных с газификацией жилого дома, но не более максимальной суммы субсидирования; максимальная сумма субсидирования – не более 117,0 тыс. рублей на один жилой дом, сумма определена, как 75 % от общей средней стоимости строительства вводного газопровода, внутреннего газопровода и средней стоимости приобретения оборудования, установки и подключения оборудования – 157,0 тыс. рублей [9].

Это еще раз подтверждает, что использование газа при теплоснабжении отдаленного населенного пункта в Республике Саха является экономически выгодным и рентабельным как со стороны расчетов энергопотребления, так и со стороны власти в виде финансовой помощи и поддержки.

После анализа и сравнения становится ясно, что для теплоснабжения населенного пункта самым выгодным топливом является газ. Следовательно, переход рассматриваемого отдаленного населенного пункта на газ является выгодным, особенно если учесть возможность прокладки не только металлических, но и полимерных трубопроводов [10]. Однако не всегда есть возможность газифицировать какое-либо поселение путем подключения к магистральному трубопроводу. Данная ситуация характерна для регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, например для жителей Республики Саха.

В связи с инженерно-геологическими и климатическими условиями проложить трубопровод до данного отдаленного населенного пункта будет экономически нецелесообразно. Поэтому более актуальной становится транспортировка природного газа в сжиженном состоянии при помощи автоцистерн и контейнеров. СПГ является одним из перспективных направлений в газовой отрасли нашей страны. Его производство активно осуществляется на территории Республики Саха (Якутия). Это дает возможность осуществить газификацию отдаленного населенного пункта при помощи СПГ.

После анализа стало ясно, что необходимо использовать СПГ для газификации рассматриваемого отдаленного населенного пункта. Никто не использует жидкий природный газ в жидкой форме. Сжижение необходимо только для транспортировки, накопления и хранения.

В любом случае сжиженный природный газ регазифицируется перед использованием, и конечные потребители используют его в качестве топлива в своей

ТАБЛИЦА 2. Расчет характеристик котельных в городе Томмот

	Название	Мощность $\left[\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}} \right]$	Мощность $\left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{ч}} \right]$	Мощность в сутки [кВт·ч] (24 часа)	Мощность в месяц [кВт·ч] (30 дней)	Мощность в сезон [кВт·ч] (8 месяцев)
1	Котельная МКУ-14	12,04	14 002,52	336 060,48	10 081 814,4	80 654 515,2
2	Котельная № 3	10,32	12 002,16	288 051,84	8 641 555,2	69 132 441,6
3	Котельная № 4	3,88	4512,44	108 298,56	3 248 956,8	25 991 654,4
4	Котельная № 5	1,94	2256,22	54 149,28	1 624 478,4	12 995 827,2
5	Котельная № 6	3,24	3768,12	90 434,88	2 713 046,4	21 704 371,2
6	Котельная № 11	1,2	1395,6	33 494,4	1 004 832	8 038 656
7	Котельная № 3	14,62	17 003,06	408 073,44	12 242 203,2	97 937 625,6
8	Котельная № 3 АЯМ	6,45	7501,35	180 032,4	5 400 972	43 207 776
9	Котельная № 5 АЯМ	9,67	11 246,21	269 909,04	8 097 271,2	64 778 169,6
10	Котельная ООО «ОСРП»	3,9	4535,7	108 856,8	3 265 704	26 125 632
11	Котельная ООО «Совхоз Пятилетка»	2,4	2791,2	66 988,8	2 009 664	16 077 312
12	Котельная МУП АР «АПАП»	2,4	2791,2	66 988,8	2009664	16 077 312

обычной газообразной форме при температуре окружающей среды. СПГ доставляется по дороге в специальных автоцистернах или контейнерах-цистернах и после доставки сливается в стационарный резервуар станции.

В рассматриваемом случае будет использована система приема, хранения и регазификации (СПХР). Такой комплекс должен включать в себя хранилище СПГ, транспортные средства его доставки, оборудование для газификации СПГ и его использования.

СПХР предназначена для приема, хранения, регазификации СПГ с последующей выдачей в газовые сети потребителей. СПХР относится к опасным производственным объектам. Сырьем для СПХР служит СПГ, доставляемый с заводов при помощи автотранспортных криогенных цистерн или танков-контейнеров, которые также могут использоваться в качестве передвижных заправщиков СПГ.

Продукцией СПХР является природный газ коммунально-бытового назначения с требуемыми параметрами по давлению, расходу, температуре и наличию в нем одоранта. Потребителями могут быть, например, котельные, использующие природный газ в качестве топлива, сети газопотребления жилых и производственных зданий.

Но прежде чем выбрать СПХР, нужно рассчитать необходимое количество газа, которое затрачивается в час в отдаленном населенном пункте. Для примера возьмем отдаленный населенный пункт в Республике Саха – город Томмот.

Зная, что 1 Гкал/ч равен 1163 кВт·ч/ч, переведем мощность этих котельных в другую единицу измерений – кВт·ч/ч и посчитаем потребляемую мощность в сутки, за месяц и за отопительный сезон по формуле [11]:

$$Q_i = Q_{\text{Гкал}i} \cdot 1163 \cdot t_i, \quad (2)$$

где $Q_{\text{Гкал}i}$ – мощность котельных в единицах измерения Гкалч; t_i – время, за которое необходимо посчитать потребляемую мощность.

Следовательно, может быть посчитано требуемое количество газа в час, которое необходимо для региональных котельных, чтобы они смогли обеспечить требуемое теплоснабжение.

Рассчитаем требуемое количество газа в час по формуле:

$$Q_{\text{газ}i} = \frac{Q_i}{Q_{\text{уд.газ}}}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{уд.газ}}$ – количество теплоты, которое выделяется при сгорании 1 м³ природного газа, $Q_{\text{уд.газ}} = 9,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$.

Так как в городе Томмот можно выделить 5 крупных районов

с домами, то необходимую мощность надо поделить на 5 газораспределительных пунктов (по 1 ГРП на 1 район). Крупные районы города Томмот представлены на рисунке 2.

Учтем количество домов в каждом районе и распределим мощность каждого ГРП индивидуально. Распределение расходов представлено в таблице 3.

Значит, необходимо подобрать СПХР так, чтобы производительность соответствовала расходу газа в городе Томмот, а именно 11 850 м³/ч.

Стационарные системы регазификации СПГ могут быть построены на основе вертикальных резервуаров. Объем резервуаров от 500 до 12 000 м³, хранилище образовано несколькими вертикальными цилиндрическими резервуарами разного объема [7].

По расходу выбираем стационарную систему регазификации СПГ – АГС-СПХРС-13. Характеристика этой модели представлена в таблице 4.

После того как СПГ прошел все этапы СПХР, на выходе мы получаем природный газ среднего давления, который находится в начале сети перед потребителями.

Подводя итог, можно сказать, что СПГ выгодно использовать

РИСУНОК 2. Крупные районы города Томмот



ТАБЛИЦА 3. Общий расход РК и ГРП в городе Томмот

№	Объекты	Расход, м³/ч
1	ГРП-1	450
2	ГРП-2	450
3	ГРП-3	450
4	ГРП-4	300
5	ГРП-5	300
6	РК-1	1600
7	РК-2	1400
8	РК-3	500
9	РК-4	300
10	РК-5	500
11	РК-6	200
12	РК-7	1900
13	РК-8	900
14	РК-9	1300
15	РК-10	500
16	РК-11	400
17	РК-12	400
Сумма		11 850

ТАБЛИЦА 4. Характеристика стационарной системы АГС-СПХРС-13 [12]

Модель	Объем хранилища, м³	Производительность, м³/ч	Давление, кПа	Мощность подогревателя, кВт
АГС-СПХРС-13	13 200	20 000	от 50 до 1000	800

в качестве источника энергии в отдаленных населенных пунктах на Дальнем Востоке, в Республике Саха, поскольку он является удобной, безопасной и эффективной альтернативой традиционным ископаемым видам топлива, таким как дизельное топливо, СУГ, уголь. Он транспортируется в эти районы в жидком виде, что облегчает хранение и транспортировку. По прибытии в пункт назначения он может быть легко преобразован обратно в газообразное состояние для использования в отоплении, производстве электроэнергии и других целях. Это помогает снизить зависимость от дизельного топлива, которое часто является дорогостоящим и сложным с точки зрения логистики для транспортировки в отдаленные населенные пункты, и обеспечивает более чистый и устойчивый источник энергии. ●

Литература

1. Газовое оборудование, приборы и арматура газораспределительных сетей и газохранилищ / К.А. Акулов, Ю.Д. Земеннов, А.Н. Гульков [и др.]. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – 317 с.
2. Васильев, Г.Г. Сети газоснабжения / Г.Г. Васильев, С.И. Сенцов, И.А. Леонович. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2017. – 79 с.
3. Газоперерабатывающая отрасль России, анализ и перспективы ее развития / Г.И. Рожнятовский, С.И. Нуржиц, И.М. Ванчугов [и др.] // Нефтегазохимия. – 2020. – № 2. – С. 47–54.
4. Влияние газовой промышленности на окружающую среду [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://bezotxodov.ru/jekologija/jekologicheskie-problemy-gazovoj-promyshlennosti> (дата обращения 12.03.2023).
5. «Энергия Дальнего Востока»: подводим итоги форума. Газета «Комсомольская правда» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.hab.kp.ru/daily/28299.5/4439059/> (дата обращения: 12.03.2023).
6. FAQ: Возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://greenpeace.ru/projects/vozobnovljaemaja-energetika/faq-vozobnovljaemye-istochniki-energii/> (дата обращения: 12.03.2023).

7. Рачевский Б.С. Производство и потребление компримированного и сжиженного природного газа CNG/LNG: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 353 с.
8. Лисин, И.Ю. Системный подход к формированию интегрированных энергетических систем на платформе интеллектуальных информационно-технологических решений / И.Ю. Лисин, А.М. Короленок, Ю.В. Колотилов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 36–40.
9. Государственный комитет по ценовой политике Республики Саха (Якутия): Тарифные решения [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://gkcp.sakha.gov.ru/tarifnye-reshenija1> (дата обращения: 25.02.2023).
10. Орехова, Ю.А. Использование инновационных технологий и материалов в транспортировке природного газа / Ю.А. Орехова, И.В. Орехова, Ю.С. Матвеева // Приоритетные направления инновационной деятельности в промышленности: сборник научных статей по итогам второй международной научной конференции, Казань, 28–29 февраля 2020 года. Том 1. – Казань: ООО «Конверт», 2020. – С. 139–141.
11. Интернет-журнал «Строительство уникальных зданий и сооружений», 2013, № 7 (12) [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://unistroy.spbstu.ru/userfiles/files/2013/7\(12\)/7_gorshkov_vatin_nemova_12.pdf](https://unistroy.spbstu.ru/userfiles/files/2013/7(12)/7_gorshkov_vatin_nemova_12.pdf) (дата обращения: 12.03.2023).
12. Системы регазификации СПГ (СПХРС): Стандартная система АГС-СПХРС-13 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://agse.ru/news/sistemy-regazifikatsii-spg-spkhrr/> (дата обращения: 12.03.2023).

KEYWORDS: *liquefied natural gas, gasification, heat supply, fuel, reception, storage and regasification system, Far East, Sakha Republic.*

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

Роснефть и ExxonMobil начали практическую реализацию проекта строительства СПГ завода на Сахалине

В августе 2013 г. Роснефть и ExxonMobil официально начали процесс выбора подрядчика для проведения проектных и инженеринговых работ, завершить которые планируют в 2013–2014 г.



Месторождения на шельфе являются труднодоступными и не подключены к единой системе газоснабжения, наиболее эффективным способом их монетизации является сжижение газа и реализация на экспортных рынках. Запуск в эксплуатацию намечен на 2018 г.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2021 г. Exxon Neftegas Limited, владевший 30 % акций, сообщил о планах инвестировать в «Сахалин-1» 5 млрд долл. в течение пяти лет. В 2023 г. компания Exxon Neftegas Limited, «дочка» ExxonMobil, была исключена из проекта, создан новый оператор «Сахалин-1» – «дочка» «Роснефти» – «Сахалинморнефтегаз-Шельф», которому передали все права и обязанности Exxon Neftegas Limited, а имущество консорциума, который вел проект «Сахалин-1», передается в собственность России.



Иран планирует строительство новой АЭС. Х. Роухани рассчитывает на помощь России

Президент Ирана Х. Роухани в августе 2013 г. заявил, что Исламская республика продолжит переговоры с Российской Федерацией по развитию атомной энергетики в стране. Роухани отметил, что его стране необходимо получать 20 тыс. Мвт атомной электроэнергии, поэтому Тегеран собирается строить новые АЭС и продолжит сотрудничество в этой сфере с Россией.

• Комментарий Neftegaz.RU

В ноябре 2014 г. Россия и Иран подписали контракт на строительство второго и третьего энергоблоков АЭС Бушер на условиях «под ключ». В сентябре 2021 г. стало известно, что Россия выделит Ирану 5 млрд долл. в качестве кредита на развитие электростанций Бушер и Рамин.



Атомная электростанция Бушер – это крупнейший проект России и Ирана, ее строительство продолжается и сегодня, ведется

строительство энергоблоков № 2 и 3, стороны ищут пути дальнейшего финансирования проекта.

Иркутская нефтяная компания планирует строительство газохимического комплекса в районе г. Усть-Кут

ИНК в августе 2013 г. заявила, что совместно с зарубежными партнерами планирует строительство ГХК в Иркутской области. Возможные инвестиции в проект достигают 120 млрд рублей. В то же время ИНК наращивает мощную ресурсную базу для будущего газохимического комплекса.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2014 году ИНК приступила к реализации проекта по созданию мощностей для добычи, подготовки и переработки газа. Реализация проекта разделена на четыре этапа. Были выполнены работы по освоению газовой части Ярактинского НГКМ, включая строительство УПППНГ производительностью 3,6 млн м³, построен 193-километровый продуктопровод и комплекс приема, хранения и отгрузки СУГ. Построен первый в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке завод по производству полимеров производительностью 650 тыс. тонн в год. Завершение строительства и пусконаладочные работы запланированы на 2024 год. ●

ИСТОРИЯ СТРАНЫ – ИСТОРИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

«Трест Коксохиммонтаж»: от коксовых батарей до СПГ-заводов

В ЭТОМ ГОДУ ИСПОЛНЯЕТСЯ 93 ГОДА С МОМЕНТА ОБРАЗОВАНИЯ ОДНОГО ИЗ СТАРЕЙШИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НАШЕЙ СТРАНЫ – «ТРЕСТА КОКСОХИММОНТАЖ». ЕГО ИСТОРИЯ, НАЧАВШАЯСЯ В НЕПРОСТЫЕ 30-Е ГОДЫ ПРОШЛОГО СТОЛЕТИЯ, КОГДА НА ПРЕДПРИЯТИЕ БЫЛА ВОЗЛОЖЕНА МИССИЯ ВОЗВЕДЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ КОКСОХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ, НЕРАЗРЫВНО СВЯЗАНА С ИСТОРИЕЙ СТРАНЫ. КАК КОМПАНИЯ ПРОШЛА ПОЧТИ ВЕКОВОЙ ПУТЬ, КАКИМИ ДОСТИЖЕНИЯМИ МОЖЕТ ГОРДИТЬСЯ И КАКИМ ВИДИТ СВОЕ БУДУЩЕЕ? НА ВОПРОСЫ NEFTEGAZ.RU ОТВЕЧАЕТ СЕРГЕЙ ФУФАЕВ, ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР АО «ТРЕСТА КОКСОХИММОНТАЖ»

THIS YEAR MARKS 93 YEARS SINCE THE FORMATION OF ONE OF THE OLDEST ENTERPRISES IN OUR COUNTRY – TRUST KOKSOKHIMMONTAZH. ITS HISTORY, WHICH BEGAN IN THE DIFFICULT 30S OF THE LAST CENTURY, WHEN THE ENTERPRISE WAS ENTRUSTED WITH THE MISSION OF BUILDING DOMESTIC COKE AND BY-PRODUCT PROCESSES, IS INEXTRICABLY LINKED WITH THE HISTORY OF THE COUNTRY. HOW HAS THE COMPANY TRAVELED ALMOST A CENTURY, WHAT ACHIEVEMENTS CAN IT BE PROUD OF AND HOW DOES IT SEE ITS FUTURE? CEO OF CJSC TRUST KOKSOKHIMMONTAZH SERGEI FUFAYEV, ANSWERS NEFTEGAZ.RU'S QUESTIONS

Ключевые слова: строительство нефтегазовых объектов, коксовые батареи, резервуары, химическая отрасль, СПГ-заводы.

**Фуфаев
Сергей Валентинович**

генеральный директор
АО «Трест Коксохиммонтаж»

– Сергей Валентинович, Вы пришли в «Трест Коксохиммонтаж» в захватывающие 90-е годы. Какой Вам запомнилась компания?

– Мы вошли в этот период, обладая основными компетенциями: сооружение коксовых батарей

для металлургических заводов и строительство объектов для химической промышленности.

Но время потребовало освоения и развития других направлений. Одним из основных стало резервуаростроение и сооружение перевалочных мощностей, которые были сильно востребованы. С середины 90-х годов без специалистов Треста КХМ не обошелся, наверное, ни один проект по сооружению перевалки нефти и нефтепродуктов.

Первым, наиболее значимым проектом было строительство Петербургского нефтяного терминала, затем – Балтийской трубопроводной системы – порта Приморск, запущенной в 2002 году. Следующим масштабным строительством – порт Козьмино, далее Каспийский трубопроводный консорциум в Новороссийске, порт Талаги на Белом море и многие другие.

Развитие этой компетенции дало еще одну степень свободы от внешних обстоятельств и возможности для

взаимоотношений с партнерами и заказчиком. Этот этап развития позволил остаться на плаву, и в этом огромная заслуга принадлежит руководителям компании, которые не только удержали позиции, но и нашли возможность в непростое время выделить средства и ресурсы на развитие.

– А что именно было сделано, применялись ли какие-то инновации?

– В то время специалисты Треста КХМ, наверное, первые в стране применили установку автоматической горизонтальной сварки (AGW). Потом этот опыт растиражировался в отрасли, но мы были первыми.

В то же время в России возникла необходимость возведения крупнотоннажных резервуаров для хранения нефти, вместимостью 100 тыс. м³. Сегодня таких резервуаров всего 14 в стране и все они результат труда специалистов Треста КХМ. Для их строительства потребовалось понимание многих новых технических нюансов, в том числе применение установок AGW.

С 90-го по 2000-е годы резервуаростроение было основным видом деятельности, в которой мы применили много новшеств. При этом сохранились проекты и в области строительства коксовых батарей. Начиная с 2003 г. металлургии стали смотреть в сторону инновации производства, и мы вновь вернулись в металлургию.

– Что, на Ваш взгляд, тогда было сделано главное компанией?

– Главное, что удалось сделать руководству предприятия в переходные 90-е годы – это сохранить мощности и специалистов. Людям была нужна стабильность и руководство ее обеспечило.

Компания не потеряла свой потенциал в 90-е годы, а с середины 2000-х годов еще и вернулась в большую химию.

В Великом Новгороде наши специалисты построили агрегат по производству аммиака мощностью более 700 тыс. тонн в год, первый за 25 лет в постсоветском пространстве. В истории современной России до этого не было примеров строительства подобных установок по получению аммиака исключительно силами отечественных компаний в столь сжатые сроки.



За последнее десятилетие мы построили крупные производства – аммиака, карбамида, серной кислоты, многому научились, получив дополнительные знания, нарабатывая уникальный опыт.

– Крупные проекты предполагают работу с крупными заказчиками. Как изменились их требования в последние годы, как развиваются партнерские отношения? Какие новые направления осваиваете?

– Возвращение в наш портфель заказов проектов для химической отрасли – очень важно, потому что последние объекты были построены в 80-х годах. В течение двух лет, с 2014 года, мы строили производство аммиака в Великом Новгороде, с 2017-го – производство карбамида в Череповце, мощностью 1500 тонн в сутки, потом производство серной кислоты в Череповце мощностью 3300 тонн в сутки, затем вторая сернокислотная установка в Волхове. Причины, по которым появились эти направления, связаны, в первую очередь, с событиями в макроэкономике. Кроме того, появились новые технологические направления: более тонкие, более интересные. А следовательно, появилась и потребность в развитии этих направлений. Что касается взаимоотношений с заказчиком, мы всегда придерживались принципов взаимного уважения.

Например, в Череповце еще с 1970-х годов в рамках предприятия функционировало несколько управлений, которые взаимодействовали с предприятиями разного профиля. Благодаря их работе удалось сохранить связи с заказчиками



«Трест Коксохиммонтаж» образован в 30-е гг. XX в. На протяжении многих лет основным направлением работы «Треста Коксохиммонтаж» было обеспечение отечественной металлургии коксом. Сталь невозможно произвести без чугуна, а чугун – без руды и кокса. Поэтому в период индустриализации СССР была поставлена задача наладить производство собственных коксовых батарей для увеличения выплавки чугуна. Задача строительства отечественных коксохимических производств была поручена «Тресту Коксохиммонтаж». Изначально производство располагалось в южных регионах страны, а в годы Великой Отечественной войны было эвакуировано за Урал, где силами работников предприятия были построены новые коксовые батареи. В конце 80-х – начале 90-х годов из-за резкого снижения инвестиций в развитие отечественной промышленности ЗАО «Коксохиммонтаж» был вынужден вести поиск загрузки своих подразделений путем освоения новых для себя видов работ.

Сегодня АО «Трест Коксохиммонтаж» входит в число лидеров строительного комплекса России, занимающихся инжинирингом, строительно-монтажными и пусконаладочными работами при сооружении объектов нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей, химической и металлургической промышленности.

и вернуться, когда пришло время, в химическую отрасль.

— Какие еще направления были освоены?

— С зимы 2006 года мы начали заниматься освоением месторождений. Это сложный процесс, включающий в себя и сооружение свайных оснований, и термостабилизацию грунтов, ведь работать, как правило, приходится в условиях вечно мерзлых почв, что, помимо прочего, требует бережного отношения к окружающей среде. Необходимо продумывать и непроизводственные вопросы: обеспечение людей питанием, хорошим медицинским обслуживанием, запасами топлива, т.е. это реализация сложного комплексного решения.

Для концепции и философии нашей компании — это, наверное, основное — опора на российских специалистов и собственные возможности

Также нам удалось освоить направление — строительство заводов по производству сжиженного природного газа. Первый проект «Сахалин-2» был реализован еще в 2006 году, затем был проект «Ямал СПГ», потом малотоннажное производство в Магнитогорске и среднетоннажное производство СПГ в Высоцке.

— Как бы Вы обозначили особенности концепции развития Треста Коксохиммонтаж?

— Концепция одна — базироваться нужно на фундаменте, который ты делаешь сам. Если ты понимаешь, что на этом фундаменте ты построишь здание и тебе в нем жить, ты постарайся сделать его хорошо. А вот что закладывать в смысл этого фундамента? Это и кадровая, и социальная политика, и НИОКРы, развитие новых технологических направлений. В каждом времени — свои вызовы, но когда есть база, надстройку создавать все же легче. Хочется, чтобы в нашем обществе взгляд на строителя сместился в сторону более уважительного отношения к этой профессии. Чтобы строителя рассматривали как думающего специалиста, того, к кому стоит прислушиваться.

В нашем деле те знания, та практика, которая наработана поколениями монтажников — это не теория, изложенная на бумаге, а передающийся от поколения к поколению опыт.

Монтажники — кочевой народ, важно найти баланс, чтобы заинтересовать их оставаться на месте. Да и нынешнюю молодежь нужно чем-то привлекать. И мы стараемся делать упор именно на поддержку рабочих профессий.

— А какова социальная политика предприятия?

— В рамках социальной политики мы всегда делаем упор на стабильность, формируем у сотрудников понимание обозримой перспективы. В компании действует система поощрений и повышения

Сергей Валентинович Фуфаев

За время работы в АО «Трест Коксохиммонтаж» принимал непосредственное участие в таких крупных проектах, как сооружение «Петербургского нефтяного терминала», «БТС-I», «Сахалин-I» БКП Чайво, «Сахалин-II», обустройство Кашаганского и Ванкорского месторождений, строительство объектов «ВСТО» и многих других. Имеет государственные, церковные и ведомственные награды.

квалификации, карьерного роста. Мы поддерживаем сотрудников, которые уже вышли на пенсию. Ведь у кого-то есть семья и поддержка, а у кого-то нет. Социальная политика за минувшие 30 лет не претерпела изменений, так же, впрочем, как и подготовка кадров. Мы сотрудничаем и помогаем институтам в обновлении учебных аудиторий и проведении мероприятий, а те направляют к нам на практику перспективных ребят. Кто-то остается, кто-то уходит. Средний возраст наших руководителей — 38–42 года, все выходцы из системы профильных вузов и пришли либо еще во время обучения, либо сразу после его окончания.

Основная направленность нашей социальной политики — поддержка отечественного специалиста, и это не пустые слова. Мы отдаем себе отчет, что надо делать ставку на тех людей, которые живут в нашей стране, стараемся продвигать и популяризировать эту идею. Например, установка по производству карбамида в Череповце была запроектирована и построена отечественными специалистами.

В разные периоды истории популярны разные профессии, но всегда нужны профессиональные люди и в реальном секторе экономики. Мы опираемся на российских специалистов и собственные возможности. ●

KEYWORDS: construction of oil and gas facilities, coke batteries, reservoirs, chemical industry, LNG plants.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»



Кафедра ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

готовит специалистов в области математического и компьютерного моделирования, анализа данных, искусственного интеллекта

Основанная в 1970 году, Кафедра бережно хранит высокие стандарты обучения, поэтому ее выпускники являются признанными профессионалами, работают в ведущих научных центрах России и мира, занимают лидирующие позиции в нефтегазовых и IT-компаниях

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В БАКАЛАВРИАТЕ по направлению «Прикладная математика»

Профиль Математическое моделирование в технике и экономике

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В МАГИСТРАТУРЕ по направлению «Прикладная математика»

Программа Анализ данных и компьютерное моделирование*

Программа Математическое моделирование в нефтегазовой отрасли*

Символом «*» отмечены программы, на которые нет набора в 2023/2024 учебном году

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В АСПИРАНТУРЕ по специальностям:

1.2.2. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ

2.3.5. Математическое и программное обеспечение вычислительных машин, комплексов и компьютерных сетей

БАЗОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

- фундаментальные и прикладные разделы современной математики и информатики
- современные методы математического и компьютерного моделирования сложных промышленных комплексов и систем
- анализ данных, машинное обучение и его приложения
- статистические методы обработки массивов данных
- технико-экономические подходы к эффективному управлению и обеспечению надежной работы сложных технических систем



КОНТАКТЫ

119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 2
+7 (499) 507-86-19
pmkm@gubkin.ru

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОСВОЕНИЯ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

с применением различных налоговых механизмов

ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОРАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ НАЛОГОВЫХ МЕХАНИЗМОВ. ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВЕДЕНЫ ДЛЯ ТРЕХ НАЛОГОВЫХ РЕЖИМОВ (ПРИМЕНЕНИЕ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД С ПРИМЕНЕНИЕМ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА И БЕЗ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА). ПОКАЗАНО, ЧТО НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ НДПИ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ НИЗКОЙ ДОХОДНОСТЬЮ ДЛЯ ИНВЕСТОРА, ОДНАКО ПРИ ЭТОМ ДОХОД ГОСУДАРСТВА САМЫЙ БОЛЬШОЙ. ПРИМЕНЕНИЕ НАЛОГОВОГО РЕЖИМА НДДМ ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО ПОВЫСИТЬ ДОХОД ИНВЕСТОРА ПРИ НЕЗНАЧИТЕЛЬНОМ СНИЖЕНИИ ДОХОДА ГОСУДАРСТВА. ПРИМЕНЕНИЕ НДД ПОКАЗАЛО, ЧТО ЗНАЧЕНИЕ ЧДД ЗНАЧИТЕЛЬНО ВЫШЕ, ЧЕМ В ПРЕДЫДУЩИХ ВАРИАНТАХ, А ЗНАЧЕНИЕ ДОХОДА ГОСУДАРСТВА ЗНАЧИТЕЛЬНО НИЖЕ, ЧТО ВЫЗЫВАЕТ СОМНЕНИЕ О ПРИНЯТИИ ДАННОГО ВАРИАНТА К РАССМОТРЕНИЮ. ТАКИМ ОБРАЗОМ, МОЖНО СДЕЛАТЬ ВЫВОД, ЧТО НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ НДДМ, ПРИ КОТОРОМ ИНВЕСТОР ПОЛУЧАЕТ ВЫСОКИЙ ДОХОД ПРИ ВЫСОКОМ ДОХОДЕ ГОСУДАРСТВА

THE PURPOSE OF THE RESEARCH IS TO ASSESS THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF FURTHER DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES OF THE SREDNE-NAZYMSKOYE FIELD USING VARIOUS TAX MECHANISMS. NUMERICAL STUDIES WERE CARRIED OUT FOR THREE TAX REGIMES (APPLICATION OF A MINERAL EXTRACTION TAX, AN ADDITIONAL INCOME TAX WITH AND WITHOUT A TAX MANEUVER). IT IS SHOWN THAT THE MET TAX REGIME IS CHARACTERIZED BY LOW PROFITABILITY FOR THE INVESTOR, HOWEVER, THE STATE'S INCOME IS THE LARGEST. THE APPLICATION OF THE ADDITIONAL INCOME FROM HYDROCARBON PRODUCTION TAX REGIME (AHP) MAKES IT POSSIBLE TO SIGNIFICANTLY INCREASE THE INVESTOR'S INCOME WITH A SLIGHT DECREASE IN STATE INCOME. THE USE OF AIT SHOWED THAT THE VALUE OF NPV IS MUCH HIGHER THAN IN THE PREVIOUS OPTIONS, AND THE VALUE OF STATE INCOME IS MUCH LOWER, WHICH RAISES DOUBTS ABOUT ACCEPTING THIS OPTION FOR CONSIDERATION. THUS, WE CAN CONCLUDE THAT THE MOST OPTIMAL IS THE USE OF (AHP), IN WHICH THE INVESTOR RECEIVES A HIGH INCOME WITH A HIGH INCOME OF THE STATE

Ключевые слова: нефтяные месторождения, трудноизвлекаемые запасы углеводородов, термогазовый метод воздействия на пласт, технико-экономическая оценка эффективности разработки, налоговые режимы, чистый дисконтированный доход.

**Богаткина
Юлия Геннадьевна**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН),
к.т.н, в.н.с.

**Сарданашвили
Ольга Николаевна**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН),
к.т.н, с.н.с.

Средне-Назымское нефтяное месторождение открыто в 1978 г. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 111 км северо-западнее г. Ханты-Мансийска и в 162 км юго-восточнее г. Нягань. Ближайшими месторождениями

являются: Галяновское (южнее в 46 км) и Апрельское (севернее в 54 км). Ближайшим разрабатываемым месторождением является Краснотенинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на левом берегу реки Оби.

Средне-Назымское месторождение расположено в пределах заболоченной равнины на левом берегу реки Назым. Болота плоские,

переходные, преимущественно зарастающие озера и староречья.

Эта территория относится к юго-западным отрогам увала Нумто. Рельеф холмисто-увалистый со средним расчленением. Район не сейсмичен. Гидросеть представлена реками Ненсьюган, Охтыюган. Реки замерзают в конце октября, освобождаются ото льда в середине мая. Летом преобладают северные ветры. В 60 км к юго-западу проходит межпромысловый нефтепровод. Автомобильная дорога с твердым покрытием проходит в 50 км к юго-западу от участка. Ближайший аэропорт в г. Ханты-Мансийске. Пристань на р. Обь находится в пос. Кедровый. Удаленность участка работ от водных путей с регулярным судоходством составляет около 30 км.

В экономическом отношении вся территория правобережья Оби, где расположено месторождение (рисунок 1), развита слабо, плотность населения низкая, все населенные пункты находятся около рек Обь и Назым. Площадь характеризуется сильной заболоченностью.

Долгое время Средне-Назымское месторождение не вовлекалось в полноценную разработку в силу различных причин:

- неблагоприятное географическое положение месторождения;
- слабая освоенность территорий из-за отсутствия нефтепроводов, дорог, развитой инфраструктуры;
- сложность геологического строения;
- отсутствие четких представлений о величине извлекаемых запасов углеводородов в продуктивных отложениях.

РИСУНОК 1. Обзорная схема района



В настоящее время разработка Средне-Назымского месторождения ведется согласно действующему проектному документу «Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки Средне-Назымского месторождения» (ОАО «РИТЭК»), рассмотренному и утвержденному на ТО ЦКР Роснедра по ХМАО (протокол № 3885 от 12.12.2006 г.).

Углеводороды в породах Средне-Назымского месторождения содержатся в виде легкой нефти в пустотном пространстве и в органическом веществе – керогене.

Применяемый способ разработки, основанный на использовании только естественной энергии, не смог обеспечить рациональную разработку месторождения [1–6].

Метод заводнения на месторождении практически не применялся. Расчетные оценки [4] показывают, что применение заводнения также малоэффективно – величина нефтеотдачи при таком способе разработки может быть повышена не более чем до 10%.

На сегодняшний день наиболее подходящим для решения данных задач является термогазовый метод увеличения нефтеотдачи.

При выборе метода теплового воздействия на породы учитывались следующие обстоятельства:

- месторождение залегает на большой глубине – 2500–3000 м;

- с точки зрения экономической целесообразности расстояние между скважинами не может быть меньше 500–700 м.

В качестве основного способа реализации термогазового воздействия предлагается последовательная закачка в пласт воздуха и воды.

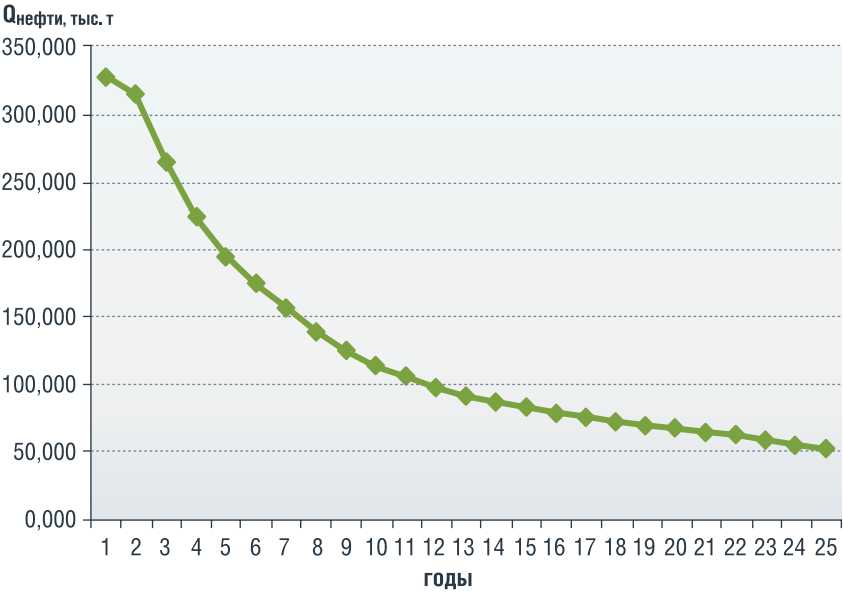
С 2022 года месторождение находится на стадии падающей динамики добычи нефти.

По состоянию на начало 2022 г. на месторождении пробурено 78 скважин (в том числе 68 добывающих, 10 нагнетательных). Накопленная добыча нефти на основе прогнозных данных за 25 лет составляет 3160 тыс. тонн, текущий средний дебит нефти – 7,96 т/сут, средняя обводненность продукции – 1,19%, КИН не превышает 1,1%. Максимальное значение годовой добычи нефти приходится на 2022 год и составляет 328 тыс. тонн. Динамика прогнозной добычи нефти начиная с 2022 года представлена на рисунке 2.

Было принято решение о проведении технико-экономической оценки освоения остаточных запасов нефти Средне-Назымского месторождения на основе данных, предоставленных ОАО «РИТЭК».

Технико-экономический анализ проектных решений по освоению остаточных запасов Средне-Назымского месторождения выполнен с применением динамических моделей оценки на основании исходных технико-экономических показателей представленных в таблицах [7].

РИСУНОК 2. Динамика прогнозной добычи нефти по Средне-Назымскому месторождению с 2022 года



Основными критериями экономической оценки остаточных извлекаемых запасов месторождения являются чистый доход и чистый дисконтированный доход недропользователя, индекс доходности инвестиций, а также доход государства без дисконтирования и с дисконтированием. Расчеты были проведены с применением различных налоговых механизмов [8, 9]. Применялись налоговые модели с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налога на дополнительный доход с применением налогового маневра (НДДМ) и без налогового маневра (НДД). Отметим, что налоговый маневр был применен для перехода от НДПИ к НДД, когда выработанность извлекаемых запасов превысила 80 %.

ТАБЛИЦА 1. Исходные нормативные показатели

Названия показателей	Значение
1. Стоимость бурения эксплуатационной нефтяной нагнетательной скважины, тыс. руб./скв.	65 980
2. Норматив капитальных затрат в обустройство скважины, тыс. руб./скв.	37 740,00
3. Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы,тыс. руб./скв.	12 887
4. Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы, руб./т жидкости	488,00
5. Налог на добычу, руб./т	12 844
6. Таможенная пошлина, руб./т	1201
7. Цена нефти на внешнем рынке, руб./т	32 024
8. Цена нефти на внутреннем рынке, руб./т	20 000
9. Доля реализации нефти на внешнем рынке, д. ед.	0,4
10. Доля реализации нефти на внутреннем рынке, д. ед.	0,6

ТАБЛИЦА 2. Расчетные технико-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели	НДПИ	НДДМ	НДД
Риск	0,44	0,50	0,44
Добыча нефти (тыс. т) Добыча газа (млн м³)	3160 386	3160 386	3160 386
Выручка от реализации нефти (млн руб.) Выручка от реализации газа (млн руб.)	78 401 6450	78 401 6450	78 401 6450
Суммарная выручка (млн руб.)	84 852	84 852	84 852
Капитальные вложения (млн руб.)	1113	1113	1113
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн руб.) В том числе: • условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн руб.) • условно-переменные эксплуатационные расходы (млн руб.) • налоги в составе себестоимости (млн руб.)	73 067 29 156 3090 40 821	65 633 29 156 3090 33 387	32 478 29 156 3090 233
Налоги и отчисления вне себестоимости (млн руб.)	10 108	10 642	16 874
Себестоимость (руб./т)	21 083	18 970	9547
Поток денежной наличности (млн руб.)	564	6121	12895
Чистый дисконтированный доход (млн руб.)	4324	5167	8486
Срок окупаемости (лет)	0	0	0
Рентабельный срок разработки, лет	25	25	25
Внутренняя норма рентабельности (%)	50	50	50
Индекс доходности (ед.)	1,06	1,16	2,16
Доход государства (млн руб.)	50 928	44 028	17 106
Дисконтированный доход государства (млн руб.)	29 066	27 988	10 596

ТАБЛИЦА 3. Оценка экономических рисков по второму варианту

Колебания показателей (+, -)	Чистый дисконт. доход, тыс. руб.	Колебания показателей (+, -)	Чистый дисконт. доход, тыс. руб.
Изменение добычи нефти		Влияние изменения капитальных затрат	
-20 %	-1 314 789,24	-20 %	5 398 294,92
-15 %	354 635,29	-15 %	5 340 377,54
-10 %	1 981 127,22	-10 %	5 282 460,17
0 %	5 166 625,42	0 %	5 166 625,42
10 %	8 288 376,58	10 %	5 050 790,67
15 %	9 833 838,02	15 %	4 992 873,29
20 %	11 370 216,88	20 %	4 934 955,92
Влияние изменения цен на внешнем рынке		Влияние изменения текущих затрат	
-20 %	-1 455 057,86	-20 %	7 187 114,34
-15 %	251 680,11	-15 %	6 687 431,79
-10 %	1 914 532,74	-10 %	6 184 532,08
0 %	5 166 625,42	0 %	5 166 625,42
10 %	8 352 595,15	10 %	4 125 233,22
15 %	9 929 692,92	15 %	3 597 878,17
20 %	11 497 026,82	20 %	3 059 870,73

Расчетные экономические данные представлены в таблице 2.

Рентабельный срок доразработки месторождения по всем вариантам составляет 25 лет при суммарном значении извлекаемых запасов в 3,1 млн тонн. При этом суммарная выручка составила 84,9 млрд руб.

Применение НДПИ показало, что ЧДД равен 4,3 млрд руб., доход государства составил 51 млрд руб., а его дисконтированное значение 29 млрд руб.

Применение НДДМ показало, что ЧДД значительно больше, чем в первом варианте. При этом ЧДД равен 5,2 млрд руб. при доходе государства без дисконтирования – 44 млрд руб., а с дисконтированием – 28 млрд руб.

Применение НДД показало, что значение ЧДД значительно выше, чем в предыдущих вариантах, а значение дохода государства значительно ниже, что вызывает сомнение о принятии данного варианта к рассмотрению.

На основании проведенных расчетов можно сделать вывод, что наиболее оптимальным является применение НДДМ, при котором инвестор получает высокий доход при высоком доходе государства.

Также по этому варианту была проведена оценка экономических рисков, представленная в таблице 3.

Оценка показала низкую степень риска.

В заключение необходимо отметить, что проведенные исследования осуществлялись с помощью разработанной в ИПНГ РАН интеллектуальной автоматизированной системы, позволяющей в диалоговом режиме проводить расчеты по различным вариантам разработки месторождений нефти и газа с использованием альтернативных налоговых моделей, входящих в базу знаний предметной области [8]. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. Постников А.Л. Проблема добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России и современные методы ее решения // Бурение и нефть. 2018. № 12. С. 48–50.

2. Безверхая Е.В., Морозова Е.Л., Медведь Н.В., Виниченко Т.Н. К вопросу о трудноизвлекаемых запасах нефти и о мотивации применения МУН // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 2 (255). С. 74–75.

3. Закенов С.Т., Нуршаханова Л.К. Трудноизвлекаемые запасы нефти: проблемы и перспективы // Технологии нефти и газа. 2022. № 2 (139). С. 52–54.

4. Ивановский В.Н., Кокорев В.И., Боксерман А.А. и др. Техника и технология термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 30 с.

5. Боксерман А.А., Вольпин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий // Нефтепромысловое дело. 2020. № 12 (624). С. 37–45.

6. Кокорев В.И., Дарищев В.И., Ахмадейшин И.А. и др. Результаты промысловых испытаний и перспективы развития термогазового способа разработки залежей Баженовской свиты в ОАО «РИТЭК» // Бурение и нефть. 2014. № 11. С. 26–28.

7. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 № 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте России 02.10.2019 № 56103) [Электронный ресурс]. – 2019. – URL: <https://www.gdexr.ru/wp-content/uploads/2022/12/15.pdf> (дата обращения: 23.03.2023).

8. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

9. Джафаров И.С., Иванов К.В., Боксерман А.А. О совершенствовании налогообложения в нефтедобывающей отрасли // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2012. № 3. С. 36–38.

KEYWORDS: *oil fields, hard-to-recover hydrocarbon reserves, thermogasic method of impact on the reservoir, tax regimes, net discounted income.*

ОСОБЕННОСТИ СОРБЦИОННОГО МЕТОДА СБОРА НЕФТИ при аварийных разливах

РАСМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СОРБЕНТАМ НЕФТИ, ПРИНЦИПЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА НЕФТЕСБОРА, ПРИВЕДЕНА ХАРАКТЕРИСТИКА НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ СОРБЕНТОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ. ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ФОРМИРОВАНИЯ БАНКА ДАННЫХ О РИСКАХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ПОДГОТОВКЕ СИЛ И СРЕДСТВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙ

THE MAIN TECHNICAL REQUIREMENTS FOR OIL SORBENTS, THE PRINCIPLES OF MATHEMATICAL MODELING OF THE OIL HARVESTING PROCESS ARE CONSIDERED, THE CHARACTERISTICS OF THE MOST COMMON SORBENTS ARE GIVEN. THE NECESSITY OF THE ADVANCED FORMATION OF A DATA BANK ON THE RISKS OF EMERGENCY SITUATIONS AND THE PREPARATION OF MIL AND MEANS FOR THE ELIMINATION OF POSSIBLE ACCIDENTS IS SUBSTANTIATED

Ключевые слова: нефть, аварийные разливы, сорбенты, капиллярные силы, нефтепоглощение, водопоглощение.

**Самойлов
Наум Александрович**

кафедра «Нефтехимия
и химическая технология»,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
д.т.н., профессор

Из техногенных катастроф, пожалуй, наибольшее воздействие на окружающую среду оказывают аварийные разливы нефти. Разливы на обширных морских пространствах относительно редки и являются результатом аварий танкеров и морских нефтяных буровых платформ.

Такие «разовые» разливы, широко освещаемые СМИ, составляют сотни тысяч тонн нефти и требуют для ликвидации последствий привлечения тысяч специалистов и волонтеров, особенно при выбросе

нефти на побережье. Значительно опаснее многочисленные, как правило, малоизвестные, локальные разливы нефти в результате аварий на трубопроводах и скважинах. Такие разливы преимущественно загрязняют почву, пропитывая ее и попадая в водоносные горизонты, а также стекают в реки и водоемы [1–3].

Информация по локальным авариям фрагментарна, часто противоречива и требует обобщения в масштабах страны.

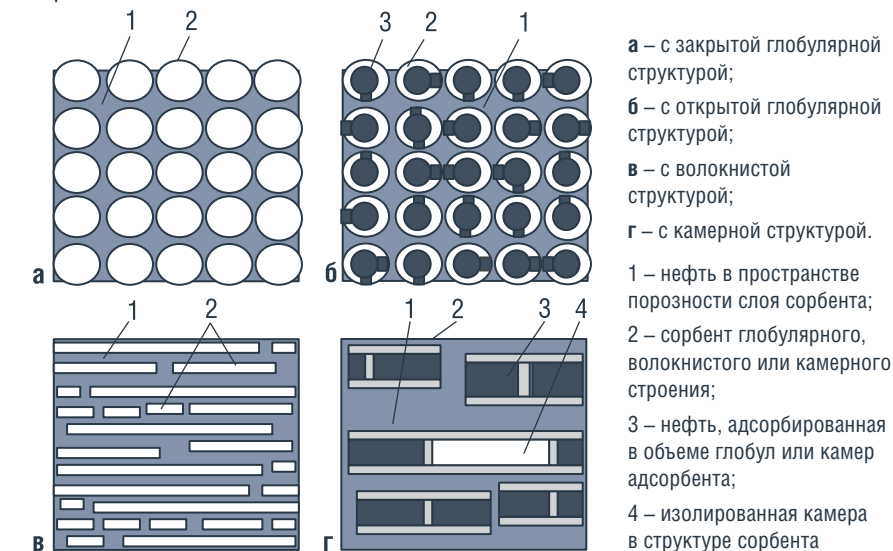
Так, по данным мониторинга Росприроднадзора, в 2019 году в России было зарегистрировано 819 случаев разлива нефти на общей площади 93,6 га, а, по данным Министерства энергетики России, за 2019 год произошло более 17 171 аварии с разливом нефти. Гектар почвы загрязняется нефтью при разливе 1–2 тысяч тонн нефти, то есть суммарные ежегодные разливы в нашей стране существенно превышают 100 000 т. Самый катастрофический разлив нефти в стране – это авария в 1994 г. на нефтепроводе АО «Коминетфть»: утечка нефти на почву с загрязнением рек и водоемов составила 100 000 тонн и нанесла ущерб более 311 млрд руб. [4, 5].

Сбор аварийных разливов нефти с поверхности воды обеспечивается механизированными нефтесборщиками механического, адгезионного или сорбционного типа, матами, в которых в проницаемые оболочки помещен сорбент, и собственно дисперсными сорбентами. Значительно сложнее осуществлять сбор нефти с поверхности почвы (наиболее частая ситуация), который можно обеспечивать лишь матами и дисперсными сорбентами. Применение разнообразных систем сбора разливов нефти и сорбентов широко освещено в технической литературе [6–10], поэтому в данной статье ограничимся анализом эффективности применения различных сорбентов и некоторыми особенностями сорбционного поглощения нефти.

В отличие от абсорбции (поглощение газов объемом жидкости) и адсорбции (проникновение молекул примесей в наномасштабные каналы пористой структуры твердых веществ), сорбция нефти и нефтепродуктов заключается в проникновении жидкости в свободное пространство между твердыми частицами сорбента, которые могут быть как зафиксированными в виде конгломерата, элементной структуры, размещаемой в слое нефтяного разлива на почве или воде, так и как комплекс взаимно несвязанных дисперсных частиц.

При выборе сорбента для ликвидации аварийного разлива нефти недостаточно пользоваться рекламной информацией,

РИСУНОК 1. Принципиальные схемы взаимодействия нефти с различными по структуре сорбентами



необходимо проанализировать комплекс эксплуатационных качеств потенциального реагента. Анализ технических условий сбора нефти и физико-химических закономерностей сорбции, многочисленные литературные данные по исследованию свойств различных сорбентов позволяют сформировать основные требования к оптимальному сорбенту для сбора нефти и нефтепродуктов [7]. К этим требованиям, в частности, можно отнести:

- высокую олеофильность сорбента и, как следствие, его высокую нефтепоглощающую способность, определяющую как экономическую целесообразность использования конкретного вида сорбента, так и его конкурентоспособность по сравнению с другими видами сорбентов;
- высокую гидрофобность сорбента и, как следствие, его низкую водопоглощающую способность, определяющую, с одной стороны, универсальность сорбента при сборе нефти и нефтепродукта как с поверхности почвы, так и с поверхности воды, а с другой стороны – высокую селективность сбора продукта с поверхности воды;
- универсальность сорбента, заключающуюся в возможности сбора одним видом сорбента различных по физико-химическим свойствам нефтей и нефтепродуктов, что позволяет существенно сократить номенклатуру сорбентов;

- регенерируемость сорбента и, как следствие, возможность его многократного использования для сбора разлитого продукта, что существенно улучшает экономические показатели нефтесбора, при регенерации сорбента из него обычно отжимается и далее утилизируется собранная нефть;
- доступность и низкую цену сорбента и, как следствие, его высокую конкурентоспособность по сравнению с другими видами сорбентов и снижение затрат на ликвидацию аварийного разлива; желательно, чтобы при этом сорбент сам являлся отходом промышленного или сельскохозяйственного производства;
- высокую технологичность применения сорбента и, как следствие, уменьшение масштабов использования тяжелого и опасного ручного труда при ликвидации аварийного разлива;
- экологическую безопасность сорбента и невозможность проявления вторичного загрязнения экосистем уже самим сорбентом.

Физические основы сорбционного сбора нефти и моделирование этого процесса

Все изученные сорбенты по структуре можно разделить на четыре класса (рис. 1),

характеризуемые закрытой или открытой глобулярной структурой, волокнистой структурой и структурой камерного типа.

Для гидрофобных сорбентов с открытой глобулярной структурой (поролон, каучуковая крошка) характерно внедрение нефти как в пространство между глобулами, так и внутрь самих глобул, при этом отжим нефти происходит преимущественно из свободного пространства между глобулами. Поглотители с волокнистой структурой (нетканый материал, синтепон, отходы прядильного производства, торф, мох) удерживают собранный продукт в пространстве между волокнами и легко поддаются отжиму. Наиболее специфичными свойствами обладают отходы растительного происхождения (солома, стебли и листья камыша), имеющие камерную структуру в виде оболочек, заполненных воздухом, имеющих поперечные перегородки. Камерная структура повышает плавучесть поглотителя, но при этом нефть может удерживаться только в пространстве между стеблями, поэтому целесообразно подобные сорбенты подвергать предварительному измельчению параллельно поперечным перегородкам таким образом, чтобы обеспечить раскрытие камер (рис. 1, г), позволяющее удерживать нефть не только между частицами сорбента, но и во внутреннем пространстве структуры сорбента.

В зависимости от плотности сорбента возможны три основные ситуации при поглощении нефтяного слоя с поверхности воды. При плотности сорбента меньшей плотности нефтепродукта

РИСУНОК 2. Волокнистое растительное сырье для использования в качестве нефтепоглощающего сорбента



хлопок



сумаума

сорбент плавает по поверхности продукта, при этом поглощение продукта происходит по поверхности контакта твердой и жидкой фаз в той части частицы сорбента, которая соприкасается с нефтепродуктом. При плотности сорбента большей плотности нефтепродукта, но меньшей плотности воды, происходит быстрое осаждение сорбента сквозь нефтепродукт на поверхность воды, при этом происходит вначале быстрое впитывание продукта в сорбент по мере его осаждения, затем процесс поглощения затормаживается и определяется поверхностью контакта твердой и жидкой фаз в той части частицы сорбента, которая соприкасается с нефтепродуктом по периферии частицы сорбента. При плотности сорбента большей плотности нефтепродукта и воды происходит быстрое осаждение сорбента сквозь нефтепродукт и воду, при этом происходит увлечение продукта с сорбентом с поверхности воды на дно водоема.

Следует отметить, что процесс поглощения нефти сорбентом является сложным физико-химическим процессом и включает в себя такие явления, как собственно адсорбция, адгезия, капиллярные явления, а также может наблюдаться чисто физический процесс осаждения сорбента в нефти и заполнения за счет этого свободного пространства поглотителя нефтью. В связи с этим в дальнейшем мы будем использовать термин «поглощение нефти сорбентом» как интегральную характеристику используемого поглотителя (сорбента). Наиболее перспективны волокнистые сорбенты, имеющие во много раз большую величину нефтепоглощения, чем сорбенты, например, с закрытой глобулярной или камерной структурами (рис. 1, а, г).

Многочисленные исследования по проблемам ликвидации нефтяных разливов направлены на поиск новых сорбентов,

РИСУНОК 3. Формы каналов между волокнами сорбентов при их плотной упаковке (а, б, в) и при свободной упаковке (г, д, е)

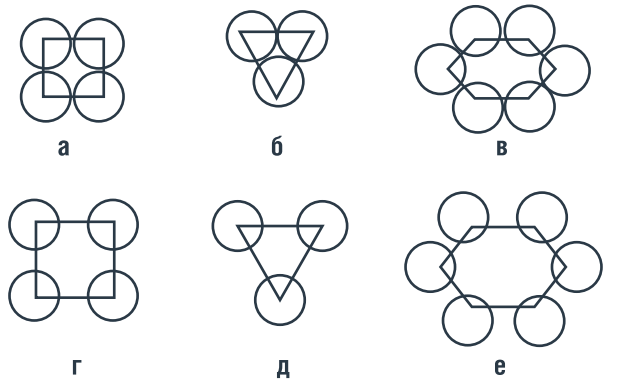


РИСУНОК 4. Зависимость высоты подъема (Н) нефти и нефтепродуктов в слое волокнистого сорбента «DULROMABSORB» от плотности (ρ) продукта

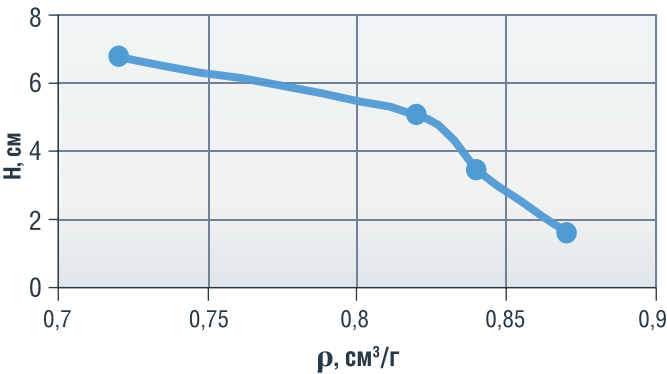


ТАБЛИЦА 1. Влияние времени контакта τ на высоту h подъема нефти и нефтепродуктов в слое волокнистого сорбента «DULROMABSORB»

Образец нефтепродукта	Плотность нефтепродукта, г/см³	Кинетические параметры							
		Опыт 1		Опыт 2		Опыт 3		Опыт 4	
		τ , мин	h , см	τ , мин	h , см	τ , мин	h , см	τ , мин	h , см
Бензин	0,730	0	0	3	6	10	6,5	60	6,8
Дизельное топливо	0,820	0	0	1	2,5	3	4	10	5,1
Нефть	0,835	0	0	5	2,5	15	2,7	60	3,5
Моторное масло	0,890	0	0	5	0,5	15	0,8	60	1,6

и в силу быстрой пропитки сорбента нефтью математическому моделированию этого процесса уделяется мало внимания, хотя волокнистые сорбенты по своим характеристикам формируют особый класс поглотителей – поглотителей с нестационарной структурой [11–16]. Среди них особый интерес вызывают волокнистые поглотители растительного происхождения на основе растений, приспособившихся к анемохории – распространению семян ветром при помощи наличия на семенах волокнистых «парашютов». Такие волокна в отличие от промышленных синтетических волокон пропитаны, как и семена, растительными маслами, что делает их одновременно гидрофобными и олеофильными, а следовательно, и эффективными поглотителями.

Для России таким сорбентом могут стать, например, отходы хлопкоперерабатывающих предприятий («текстильный орешек»), для зарубежных стран – широко используемые плоды деревьев «сумаума» («сейба», «капок»), распространенного в южной полушарии (Мозамбик, Латинская Америка, Азия).

Совокупность волокон в объеме волокнистого сорбента формирует капилляры (рис. 3). Возникновение движущих сил подъема жидкости в капиллярных системах традиционно связывают с искривлением поверхности жидкости, тогда жидкость будет перемещаться в капилляре, в противном случае движение отсутствует. Благодаря силам поверхностного натяжения давление внутри жидкости отличается от внешнего давления газа над поверхностью жидкости, при вогнутом мениске жидкости в капилляре происходит подъем жидкости на некоторую высоту.

Анализ кинетики поглощения нефтепродуктов слоем волокнистого сорбента «DULROMABSORB», соприкасающимся своей нижней частью с нефтепродуктом, показал, что высота подъема нефтепродуктов в слое сорбента достигает 2–7 см (табл. 1), при этом увеличение плотности нефтепродукта приводит к снижению высоты подъема его в слое сорбента. Можно предположить, что увеличение плотности нефтепродукта (рис. 4), как гравитационной характеристики, частично

компенсирует противоположно направленные капиллярные силы, обеспечивающие подъем нефтепродукта в слое сорбента. Наблюдаемое явление качественно подчиняется закону Жюрена, по которому высота подъема жидкости в капиллярных трубках в первом приближении обратно пропорциональна плотности жидкости. Особенностью впитывания нефтепродуктов в слое волокнистого сорбента является кинетический характер этого процесса (табл. 1), связывающий высоту подъема (h) и время подъема (τ) жидкости, который можно объяснить капиллярными явлениям, несмотря на отсутствие в слое капилляров в явной форме.

Для анализа особенностей сорбции нефти и нефтепродуктов с поверхности воды, характерных для различных по природе рассмотренных волокнистых сорбентов, разработана модель волокнистого сорбента с допущением параллельного расположения волокон сорбента в слое нефти. В отличие от модели [13], представляющей собой кольцевой канал, формируемый десятками рядом расположенных параллельных волокон, в предложенной модели волокна

ТАБЛИЦА 2. Геометрические характеристики элементарного объема системы волокнистый сорбент – нефть

Условная доля нормального сечения, занимаемая волокнами	Диаметр волокон, см							
	0,1		0,05		0,01		0,005	
	N	L, см	N	L, см	N	L, см	N	L, см
100*	100	0–0,1	400	<0,05	104	<0,01	4×10 ⁴	<0,005
50	50	<0,1	200	<0,05	5000	<0,01	2×10 ⁴	<0,005
25	25	0,1–0,18	100	0,05–0,06	2500	<0,018	104	<0,006
12,5	12,5	0,3–0,36	50	0,15–0,18	1250	<0,036	5000	<0,018
1,25	1,25	≈1	5	<0,9	125	<0,01	500	<0,05

* Плотная упаковка волокон в слое сорбента

ТАБЛИЦА 3. Адсорбционные характеристики для элементарного объема 1 см³ системы волокнистый сорбент – нефть при диаметре волокна 0,005 м

Число волокон	Объем сорбента, см³	Объем нефти, см³	Порозность	Масса нефти, г	Масса сорбента, г	Нефтепоглощение, г/г
40000	0,7850	0,2150	0,215	0,1827	0,7450	0,245
20000	0,3925	0,6075	0,6075	0,5160	0,3728	1,380
10000	0,1962	0,8078	0,8078	0,6830	0,1264	5,40
5000	0,0981	0,9020	0,9020	0,7670	0,0938	8,17
1000	0,0196	0,9804	0,9804	0,8335	0,0186	44,81
500	0,00988	0,99012	0,99012	0,8415	0,00938	89,70

не взаимосвязаны, и сорбция слоя нефти на поверхности обеспечивается адгезионными силами. При этом волокна могут раздвигаться в слое нефти между собой, создавая определенный сорбированный объем нефти в условном капилляре.

По разработанной модели для волокон диаметром d в широком диапазоне от 0,1 до 0,001 см и длиной 1 см были рассчитаны геометрические характеристики для элементарного объема системы сорбент–нефть размером 1×1×1 см при изменении числа волокон N (табл. 2), в том числе: объем V_с (см³) и масса M_с (г) волокон и потенциальный объем V_н (см³) и масса M_н (г) нефти в элементарном объеме, порозность системы ε, потенциальное нефтепоглощение слоя сорбента a

(г нефти/г сорбента) масса при различном числе волокон N, а также расстояние между волокнами L (см) при различной порозности системы ε.

Полученные геометрические характеристики позволили рассчитать величину потенциально возможной нефтеемкости слоя сорбента при плотности нефти 0,85 г/см³ и собственной плотности материала сорбента 0,95 г/см³, что обеспечивало погружение сорбента в слой нефти и плавучесть его по отношению к воде. Результаты расчетов показали, что порозность системы сорбент – нефть при плотной упаковке волокон сорбента величина нефтеемкости слоя не зависит от диаметра волокон сорбента в диапазоне от 0,1 до 0,001 см и составляет всего около 0,22 г/г (табл. 3).

На рис. 5 приведена расчетная зависимость величины нефтепоглощения от порозности слоя. На этот график также нанесены экспериментальные данные по сорбции различных продуктов рядом сорбентов (при обработке этих материалов было принято, что плотность сорбентов равна плотности продуктов из-за отсутствия фактических значений этих параметров, что вносило некоторую погрешность в расчет порозности). Аббревиатуры сорбентов раскрыты в табл. 4.

Сопоставление результатов расчета и экспериментов (рис. 5), свидетельствует о работоспособности предложенной модели, несмотря на допущение равенства плотностей сорбента и продукта. Более того, можно ожидать лучшей сходимости

опытных данных с расчетными, так, например, поскольку собственная плотность фибриллярных композитов примерно на 30% выше плотности нефти, то соответствующие точки Δ для этих сорбентов на рис. 5 должны располагаться на 30 % ниже приведенных позиций нефтепоглощения при соответствующей порозности.

При наличии известных физико-химических характеристик сорбента и сорбируемого продукта величина нефтепоглощения a может быть рассчитана по формуле

$$a = \frac{\rho_p(\rho_a - \rho_c)}{\rho_a \rho_c},$$

где ρ_p, ρ_a, ρ_c соответственно плотность сорбируемого продукта, вещества сорбента и слоя сорбента (насыпная плотность сорбента).

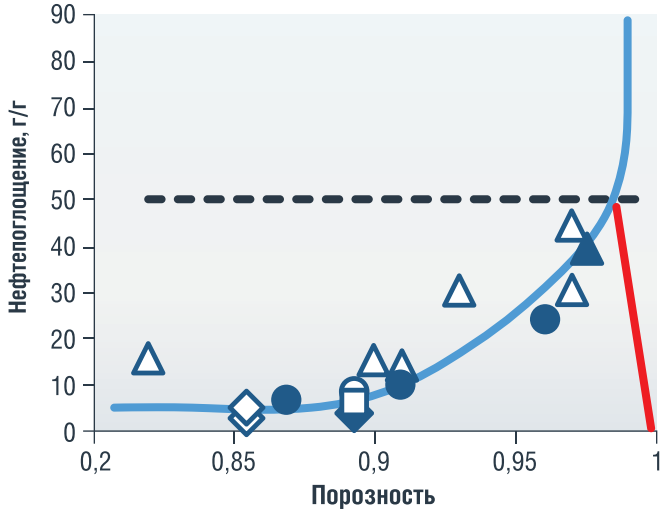
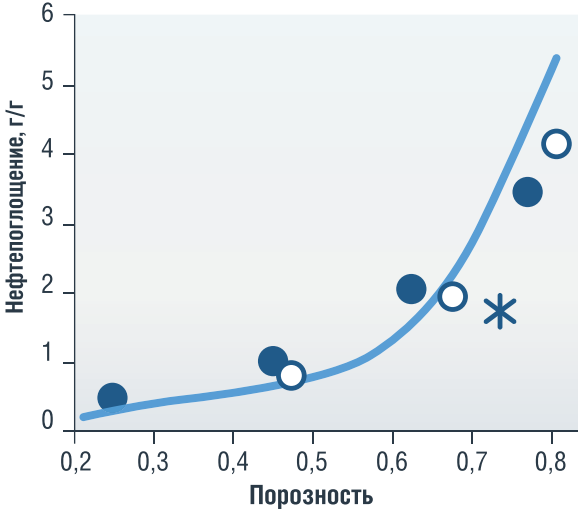
Как следует из таблицы 3, при плотной упаковке волокнистого сорбента (порозность ε = 0,215) нефтепоглощение незначительно (аналогичный результат следует ожидать и при использовании гранулированного сферического сорбента (ε = 0,4)) и только при порозности выше 0,9 можно ожидать обеспечения высокой величины нефтепоглощения. Необходимо отметить, что, очевидно, рост порозности не безграничен. Формально максимальная порозность ε = 1, однако при этом в элементарном объеме не будет ни одного волокна сорбента и сбор нефти не состоится. Более того, вероятно, что при порозности на уровне ε около 0,9–0,98 расстояние между волокнами, особенно при значительной толщине волокон, становится настолько большим (0,2 см и более), что становится физически невозможным полное заполнение свободного пространства элементарного объема за счет адгезии и капиллярных сил и нефтепоглощение ограничивается только физической адсорбцией продукта на поверхности сорбента. Для волокнистого сорбента с малой толщиной волокон при высокой порозности расстояние между волокнами остается соизмеримым с диаметром волокон, что способствует созданию консолидированной системы сорбент – нефтепродукт [17]. Такая свободнодисперсная

ТАБЛИЦА 4. Нефтепоглощение, водопоглощение и регенерируемость исследованных образцов сорбентов

Сорбент	Нефте-поглощение, г/г	Водо-поглощение, г/г	Степень отжима нефти, %
1	2	3	4
Органические сорбенты промышленного происхождения			
Пенопласт полистирольный (гранулы)	9,3	4,4	0
Полипропилен (гранулы)	1,6	0,8	0
Шины измельченные (крошка)	3,6	7,2	55
Каучуковая (резиновая) крошка	5,1	0,3	0
Карбамидформальдегидная смола			
• кусковая	23,3	0,1	0
• порошковая	39,6	–	60
Фенолформальдегидная смола (порошок)	4,4	14,5	0
Поролон листовой (толщина 3 мм)	14,5	1,3	75
Поролон листовой (толщина 18 мм)	35,2	25,9	85
Поролон гранулированный (5–8 мм)	36,9	30,7	–
Синтепон	46,3	42–52	94
Уголь бурый измельченный	≈1	–	–
Битум измельченный	≈1	–	–
Уголь древесный	4–4,5	0,2–1	–
Макропористый технический углерод	4–4,5	0–1	–
Нетканый материал (лавсан)			
• образец А	14,0	13,9	82
• образец Б	7,3	7,1	66
• образец В	4,7	4,3	60
«Агрил - А» (гладкая поверхность)	13,9	1,4	0
«Агрил - А» (шероховатая поверхность)	13,6	1,8	0
«Агрил - Б» (гладкая поверхность)	8,2	1,5	0
Ватин	24–27	0,5	87
Хлопчатобумажное рулонное полотно	3,2	–	–
Органические сорбенты промышленного происхождения			
Вспененный никель (толщина 5 мм)	2,9	3,0	0
Стекловолокно простеганное	5,4	1,7	60
Растительные отходы			
Солома пшеничная (сечка)	4,1	4,3	36
Камышовая сечка	8,2–2,6	4,7	18–30
Древесные опилки	1,7	4,3	10–20
Шелуха гречихи	3,0–3,5	2,2	44
Отходы ватного производства	8,3	0,3	60
Высушенный мох цельный	3,5	3,1	–
Высушенный мох измельченный	5,8	3,5	–
Торф	17,7	24,3	74
Специализированные поглотители нефти			
Лессорб (торфяная пыль обработанная, РФ)	9,1	2,5	66
Peat Sorb (торф, Канада, фирма Klon Inc.)	6,2	0,7	0
Spill-Sorb (торфяной сфагнумовый мох)[14]	до 9	–	–
CrunchOil	7,5*	–	–
ESR 1825 (пластина)	9,5*	–	–
NV100 (пластина)	7,0*	–	–
SPC 100 (пластина)	10,1*	–	–
LEO PLUS 100 (пластина)	7,5*	–	–
SXT100 (пластина)	5,6*	–	–

Продолжение таблицы 1 ➔

РИСУНОК 5. Зависимость нефтепоглощения сорбента от величины его порозности в интервале значений порозности 0,2–0,8 (а) и 0,8–1 (б)



Сплошная линия – расчетная кривая; пунктирная – нефтепоглощение при условии создания консолидированного слоя системы сорбент-нефть, красная линия – разрушение консолидированного слоя, точки – экспериментальные для систем сбора нефтепродуктов сорбентами с поверхности воды: ● – нефть-«СИНТАПЭКС»; ○ – дизельное топливо-«СИНТАПЭКС»; △ – нефть-ПЛА, ПГБ, фибриллярные композиты; * – нефть-сечка камыша; ◆ – нефть-сечка соломой; □ – нефть-сорбент «Пит Сорб»; ◇ – нефть-высушенный мох; ▲ – нефть-порошок кабамидформальдегидной смолы

Продолжение таблицы 1

Сорбент	Нефте-поглощение, г/г	Водо-поглощение, г/г	Степень отжима нефти, %
1	2	3	4
Биоразлагаемые полиэфирные волокна			
Полилактид (ПЛА)	30,5	3,8	–
Поли-(3-гидроксibuтират) (ПГБ)	44,8	6,9	–
Природные волокнистые сорбенты			
Хлопковый текстильный орешек (СИНТАПЭКС)	24,4	0,2	83
Волокна плодов дерева сумаума (DULROMABSORB)	33–43	0,2	85
Шелуха оболочек плодов дерева сумаума (GAbsorb-1)	12,9–16,5	0,2	–
* Для этих сорбентов величина нефтепоглощения по данным [15] приведена в л нефти/кг сорбента			

система способна обладать агрегативной устойчивостью и при извлечении с поверхности воды сохраняет некоторое время свойство квазитвердого тела, что позволяет переносить извлеченную систему с поверхности воды в емкость-накопитель без обычного возвратного слива части извлеченной нефти в ликвидируемый разлив, что является дополнительным важным эксплуатационным фактором волокнистых и тонкодисперсных сорбентов.

Краткие рекомендации по применению сорбентов

В качестве справочных данных в табл. 4 приведены основные технические характеристики исследованных сорбентов: нефте- и водопоглощение, эффективность утилизации нефти при отжиме сорбента.

Диспергированные сорбенты, в частности волокнистые, удобно использовать в качестве наполнителей сорбирующих матов, которые удобно как распределять по поверхности нефтяного разлива на воде или почве, так и собирать насыщенные нефтью маты и транспортировать их к полигону для отжима собранной нефти. Отжатые маты можно использовать для повторного сбора нефти из разлива с уменьшением величины нефтепоглощения. После многократного применения маты могут быть инсинерированы.

Толщина матов не должна превышать 5–6 см, площадь определяется исходя из веса отработанного мата 15–25 кг в соответствии с расчетным нефтепоглощением сорбента.

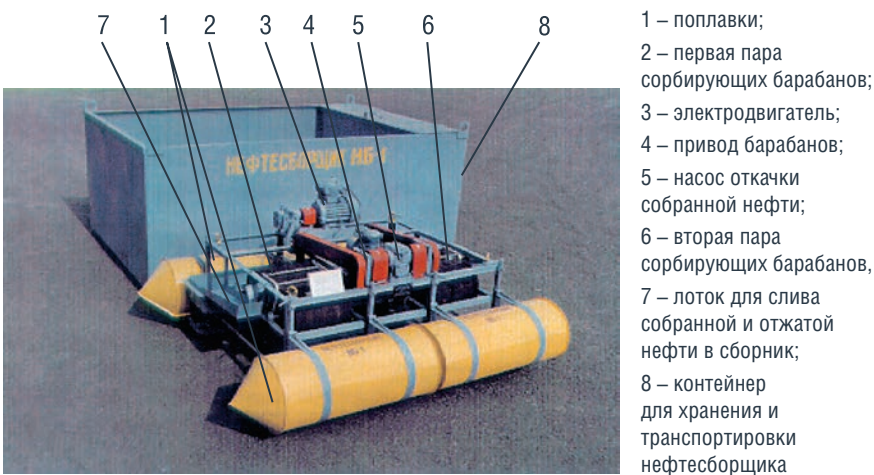
Подобные маты можно также использовать в качестве рабочих сорбирующих элементов нефтесборщиков. Например, на плавающем механизированном нефтесборщике (рис. 6) было установлено две пары вращающихся в противоположном направлении барабанов с сорбирующими оболочками и с прижимными устройствами, обеспечивающими непрерывный отжим сорбированной нефти и сбор ее в накопителе.

Сорбирующие оболочки представляли собой цилиндрические маты из

хлопчатобумажной ткани редкого плетения диаметром 0,31 м и длиной 0,34 м, заполнены двумя слоями волокнистых материалов: внутренним высокоекким одновременно олео- и гидрофильным синтепоном и внешним гидрофобным ватином, защищавшим синтепон от воды (табл. 4), суммарной толщиной 1 см. На четырех барабанах нефтесборщика находилось около 13,3 дм³ сорбирующего материала. При средней плотности ватина около 165 г/дм³ и синтепона около 1 г/дм³ в нефтесборщике работало нетто около 1,1 кг сорбента. Снаружи сорбирующие оболочки барабанов армировались для прочности капроновой сеткой. Барабаны вращались со скоростью 960 об/ч. Нефтесборщик имел электродвигатель для привода барабанов и насос для откачки собранной нефти в емкость на берегу водоема. Вес нефтесборщика – 100 кг.

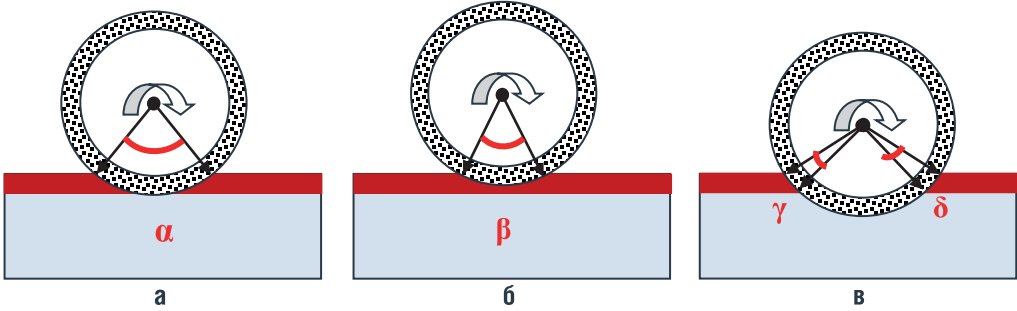
Испытания нефтесборщика на прочность сорбирующих оболочек и эффективность их длительной работы были проведены в специальном стендовом бассейне вначале по сбору с поверхности воды отработанного машинного масла, а затем – по сбору нефти. Всего на этом этапе испытаний нефтесборщик проработал 240 часов без каких-либо замечаний по конструкции, производительность нефтесборщика стабильно составляла 400–600 л/ч в зависимости от толщины слоя собираемого продукта, всего было собрано более 120 м³ нефти и нефтепродукта. Нефтепоглощающие оболочки длительное время проработали

РИСУНОК 6. Плавающий механизированный нефтесборщик с сорбирующими оболочками



- 1 – поплавки;
- 2 – первая пара сорбирующих барабанов;
- 3 – электродвигатель;
- 4 – привод барабанов;
- 5 – насос откачки собранной нефти;
- 6 – вторая пара сорбирующих барабанов,
- 7 – лоток для слива собранной и отжатой нефти в сборник;
- 8 – контейнер для хранения и транспортировки нефтесборщика

РИСУНОК 7. Схема оптимального (а) и неоптимальных (б, в) условий контакта барабана с сорбирующей оболочкой с нефтяным слоем на поверхности воды



Стрелками отмечены углы погружения фрагментов сорбирующей оболочки в слой нефти α, β, γ и δ ($\beta < \alpha > \{\gamma + \delta\}$)

без разрушения и механических повреждений, выдержали более 230 тысяч циклов сорбции и отжима нефти с интегральной величиной нефтесбора 108 000 л нефти на 1 кг сорбирующей оболочки. При этом в непосредственном контакте со слоем нефти толщиной 0,01–0,007 м на поверхности воды в течение 0,42 с на всех барабанах одновременно находилось только 0,136 м² сорбирующей оболочки при оптимальном погружении барабана в разлив. Оптимальный контакт сорбирующей оболочки с нефтяным разливом обеспечивается таким образом, что цилиндрическая поверхность барабана и прилегающая к нему внутренняя часть сорбирующей оболочки касаются поверхности нефтяного слоя, а внешняя часть сорбирующей оболочки касается границы раздела фаз нефть–вода (рис. 7). При любой иной позиции барабана с сорбирующей оболочкой относительно слоя нефти на поверхности воды нефтесборщик будет работать не оптимально, причем в случае (рис. 7, в) увеличивается захват воды с нефтью. Этот фактор характерен для любой системы нефтесбора сорбционного типа.

Парадоксальная ситуация отсутствия в данный момент в конкретной зоне региона аварийного разлива нефти и необходимость планирования превентивных мероприятий с соответствующим остаточным финансированием часто приводит к тому, что при возникновении чрезвычайной ситуации нельзя принимать оптимальные решения из-за недостатка технических средств.

С учетом высокой вероятности аварийных разливов нефти каждое предприятие по добыче и транспортировке нефти и

нефтепродуктов должно иметь резерв сорбентов и устройств, обеспечивающий сбор аварийных разливов уже на начальной стадии чрезвычайной ситуации [18]. Действенную помощь при организации подобных работ могут оказать методические материалы [19–21]. В условиях чрезвычайной ситуации необходимо незамедлительное объединение сил и средств нефтесбора различных предприятий и организаций региона. ●

Литература

1. Махотлова М.Ш., Темботов Т.М. Влияние нефтяных загрязнений на окружающую среду // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 3 (45). – С. 105–107.
2. Демельханова М.Д., Оказова З.Л., Чупанова И.М. Экологические последствия разливов // Успехи современного естествознания. – 2015. – № 12. – С. 91–94.
3. Крупные разливы нефти и нефтепродуктов в России в 1994–2021 годах // РИА новости, 11.08.2021. www.http://ria.ru (обращение: 05.06.2023).
4. Разливы нефти: почему они случаются так часто и можно ли их предотвратить // РБК Тренды. www.http://trends,rbk.ru (обращение: 05.06.2023).
5. Владимиров В.А. Разливы нефти: причины, масштабы последствия // www.https://cybernetika.ru/article/n/razlivi_nefti... (обращение: 05.06.2023).
6. Савенок В.Е., Ковалевская Н.А., Марущак А.С. Технологии улавливания и сбора нефтенасыщенных сорбентов с очищаемых поверхностей // Вестник Витебского государственного технологического университета. – 2015. – № 29. – С. 108–112.
7. Самойлов Н.А., Хлесткин Р.Н., Шеметов А.В., Шаммазов А.А. Сорбционный метод ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. М: Химия. – 2001. – 189 с.
8. Фокина Н.Ф. Перспективы использования сорбентов различной модификации при очистке природных сред от нефтепродуктов в условиях Кольского Севера // Вестник МГУ. – 2019. – Т. 22. – № 1. – С. 101–108.
9. Мещеряков С.В., Еремин И.С., Зайцева Е.А. Применение сорбирующих материалов при ликвидации последствий разливов нефти // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2020. – № 2 (293). – С. 21–25.
10. Гребенкин А.Н., Аким Э.Л., Гребенкин А.А., Пекарец А.А., Демидов А.В. Волокнисто-минеральные отходы целлюлозно-бумажного производства как сорбенты для разлитых нефтепродуктов // Химические волокна. – 2021. – № 2. – С. 28–33.

11. Консейсао А.А.-да, Самойлов Н.А. Исследование капиллярного подъема нефти и нефтепродуктов в сорбенте «DULROMABSORB» // Башкирский химический журнал. – 2007. – Т. 14, № 4, с. 66–69.
12. Самойлов Н.А., Иорданский А.Л., Ольхов А.А., Консейсао А.А.-да. Анализ работы волокнистых сорбентов для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов // Башкирский химический журнал. – 2020. – № 3. – С. 52–61.
13. Фонарева К.А. Моделирование процесса сорбции нефтепродуктов на элементарном волокне // Нефтегазовая дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 216–220.
14. Терра Экология – современные решения в промышленной экологии. Продукция для ЛАРН и очистки сточных вод. Каталог продукции 2023. – Москва. – 2023.
15. Консейсао А.А.-да. Сравнение поглощающих свойств абсорбента «DULROMABSORB» и промышленных органических абсорбентов для очистки разливов нефти // Материалы VI Международной научно-исследовательской конференции «Теория и практика массообменных процессов химической технологии (Марушкинские чтения), Уфа. 17 ноября 2021. – Уфа. – 2021. – С. 315–316.
16. Хлесткин Р.Н., Самойлов Н.А., Осипов М.И., Чичирко О.П. Технология сбора нефти с места аварийного разлива при помощи макропористого технического углерода // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С. 111–113.
17. Samoilov N.A., Khlestkin R.N., Osipov M.I., Chichirko O.P. Formation of Carbon Sorbent and Oil in Removal Consolidated Bed of Spilled Oil // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2004. – V. 77. – № 2. – P. 327–332.
18. Решняк В.И. Опыт организации и использования технических средств для ликвидации аварийных разливов нефти // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С.О. Макарова. – 2018. – Т. 10. – № 2. – С. 287–299.
19. Маценко С.В., Волков Г.Г., Волкова Т.А. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчет достаточности сил и средств: методические рекомендации. Новороссийск: МГА им. адм. Ф.Ф. Ушакова. – 2009. – 78 с. – 2013. – № 3. – С. 83–86.
20. Рекомендации по применению технических средств при ликвидации последствий разлива нефтепродуктов. ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский институт по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций МЧС России (Федеральный центр науки и высоких технологий). – Москва. – 2020. – 33 с.
21. План по предупреждению и ликвидации разливов нефтепродуктов, газового конденсата на объектах ЗАО «Пургаз». – Губкинский. – 2020. – 361 с.

KEYWORDS: oil, emergency spills, sorbents, capillary forces, oil absorption, water absorption.

СПАСАТЕЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ В АРКТИКЕ:

импортозамещение на примере подразделений МЧС России

**Митько
Арсений Валерьевич**

президент Арктической общественной академии наук, доцент ВНИИМ имени Д.И. Менделеева, доцент СЗИУ РАНХ и ГС, к.т.н.

**Папырин
Владимир Владимирович**

начальник отдела перспективных разработок и инновационных технологий в обеспечении безопасности жизнедеятельности, НИИ перспективных исследований и инновационных технологий в области безопасности жизнедеятельности Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС имени Е.Н. Зиничева, к.ю.н.

**Сидоров
Владимир Константинович**

научный сотрудник, НИИ перспективных исследований и инновационных технологий в области безопасности жизнедеятельности Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС имени Е.Н. Зиничева

В СООТВЕТСТВИИ С ПОРУЧЕНИЕМ ВРЕМЕННО ИСПОЛНЯЮЩЕГО ОБЯЗАННОСТИ МИНИСТРА МЧС РОССИИ А.П. ЧУПРИЯНА САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИМ УНИВЕРСИТЕТОМ ГПС МЧС РОССИИ ИМЕНИ ГЕРОЯ РФ ГЕНЕРАЛА АРМИИ Е.Н. ЗИНИЧЕВА ОСУЩЕСТВЛЕН АНАЛИЗ УКОМПЛЕКТОВАННОСТИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ МЧС РОССИИ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ЗАДАЧИ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ, АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКОЙ И ДРУГИМ ОБОРУДОВАНИЕМ. ОПРЕДЕЛЕНА ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПО ТЕКУЩЕМУ И ПЕРСПЕКТИВНОМУ УДОВЛЕТВОРЕНИЮ ПОТРЕБНОСТЕЙ ПО НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ АВАРИЙНО- И ПОЖАРНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ МЧС РОССИИ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

IN ACCORDANCE WITH THE INSTRUCTIONS OF THE ACTING MINISTER OF THE MINISTRY OF EMERGENCY SITUATIONS OF RUSSIA A.P. CHUPRIYAN, ST. PETERSBURG UNIVERSITY OF THE STATE FIRE SERVICE OF THE EMERGENCIES MINISTRY OF RUSSIA CARRIED OUT AN ANALYSIS OF THE STAFFING OF THE EMERCOM OF RUSSIA UNITS PERFORMING TASKS IN THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIA, EMERGENCY RESCUE EQUIPMENT AND OTHER EQUIPMENT . THE MAIN DIRECTIONS FOR THE CURRENT AND PROSPECTIVE SATISFACTION OF NEEDS FOR THE RANGE OF PRODUCTS PURCHASED IN THE INTERESTS OF THE ARCTIC INTEGRATED EMERGENCY RESCUE CENTERS OF THE RUSSIAN EMERGENCIES MINISTRY, AS WELL AS FIRE AND RESCUE UNITS PERFORMING TASKS IN THE ARCTIC OF THE RUSSIA, ARE DETERMINED, TAKING INTO ACCOUNT THE CAPABILITIES OF THE DOMESTIC INDUSTRY IN THE DEVELOPMENT OF MACHINERY AND EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES IN THE CONTEXT OF THE IMPLEMENTATION OF STATE POLICY IN THE FIELD OF IMPORT SUBSTITUTION

Ключевые слова: Арктика, аварийно-спасательное оборудование, спасательные подразделения, импортозамещение.

Сотрудниками отдела перспективных разработок и инновационных технологий в области безопасности жизнедеятельности НИИ перспективных исследований

и инновационных технологий в области безопасности жизнедеятельности Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России (Университет) проведено исследование текущего состояния удовлетворенности потребностей существующих Арктических комплексных аварийно-спасательных центров (АКАСЦ) МЧС России в технике и вооружении и возможности перспективных поставок отечественными предприятиями.

Методы исследования

Для проведения анализа были получены сведения об оснащении Воркутинского, Архангельского,

Ненецкого, Якутского АКАСЦ МЧС России и Дудинского арктического поисково-спасательного отряда (АПСО) МЧС России, были разосланы письма-запросы в организации, которые являются производителями и поставщиками техники и оборудования для подразделений МЧС России [4], выполняющих поставленные задачи в Арктической зоне РФ.

Результаты исследования и обсуждение

По предоставленной информации, АКАСЦ не в полной мере оснащены техникой и оборудованием, предусмотренными приказом МЧС России от 26.01.2021 № 30, и требуется их дооснащение. На данный момент в состав технических средств арктических подразделений МЧС России входят как отечественные, так и зарубежные технические комплексы в соотношении 30 и 70 % соответственно.

Комплекующие иностранного производства по укрупненным направлениям составляет ориентировочно:

- пожарно-спасательная техника – 30 %;
- средства инженерного вооружения – 25 %;
- имущество для обеспечения ведения аварийно-спасательных работ – 30 %;
- плавсредства – 60 %;
- беспилотные летательные аппараты – 90 %;
- робототехника – 90 %;
- средства связи – 80 %.

Наибольшие риски выхода из строя аварийно-спасательной и специальной техники существуют в Воркутинском АКАСЦ. Износ техники, экипировки, снаряжения и оборудования составляет от 80 до 100 %.

Обслуживание техники в большинстве АКАСЦ осуществляется вне официальных сервисных центров, зачастую своими силами. Это вызывает необходимость заблаговременной закупки расходных материалов для сезонного и текущего технического обслуживания.

Аварийно-спасательное оборудование (бензоинструмент, навигационные приборы) и электростанции практически на 100 % представлены импортными образцами, ремонт которых в случае выхода из строя будет сопряжен со сложностями.

Имеющийся на вооружении гидравлический аварийно-спасательный инструмент (ГАСИ) произведен преимущественно отечественными предприятиями. Из импортных комплектующих наиболее уязвимым к поставке элементом ГАСИ является двигатель масляного насоса (гидравлической станции), производимый фирмой Хонда (Япония). На данный момент производители самостоятельно осуществляют поиск вариантов замены.

При выходе из строя оборудования АКАСЦ по основным позициям оно может быть заменено на российские аналоги, а также аналоги, произведенные на территории дружественных стран или поставляемые ими.

Сотрудниками Университета проведен анализ номенклатуры и возможных поставщиков основной техники и оборудования для АКАСЦ в соответствии с Приложением 4 к приказу МЧС России от 26.01.2021 г. № 30. Основные сведения характеризуются как предварительные. Установлено, что большая часть позиций номенклатуры может быть поставлена отечественными производителями или поставщиками. В большинстве случаев импортные компоненты, подлежащие замещению, не являются критически значимыми для производственного процесса и, по данным производителей, в обозримом будущем могут быть заменены на доступные аналоги.

Заводы-изготовители прорабатывают вопрос о замещении импортных узлов и агрегатов на отечественные или производящиеся в дружественных странах. При этом изменился состав стран-поставщиков (увеличилась доля дружественных стран), кроме того, часть продукции, попавшей под санкции к ввозу в РФ, может по-прежнему поставляться на российский рынок через рынки-посредники.

Несмотря на то, что Китай уже не является страной дешевых трудовых ресурсов, стоимость производства там ниже, чем в России. На рынке присутствуют в основном детали и комплектующие китайского производства [5].

Такое оборудование, как бензоинструмент, водолазное оборудование, беспилотные летательные аппараты, пульта управления, лодочные навесные моторы и т.д. в среднем на 80–90 %, а в отдельных случаях и на 100 % состоят из комплектующих китайского производства под российским брендом. Например, навесной лодочный мотор «Фрегат», заявленный как товар российского производства, полностью собирается в Китае. Такая же ситуация и с бензоинструментом, например, компания «Калибр» – российский бренд, а комплектующие к нему поставляет Китай.

Сохраняется тенденция к существенному удорожанию техники, оборудования и расходных материалов, что обуславливает необходимость корректировки бюджета на закупку и обслуживание.

Следует отметить, что по ряду категорий, которые вызывают опасения в части выполнения Программы перевооружения МЧС, производителями продукции предпринимаются меры по замене комплектующих в своих изделиях.

В перспективе по целому ряду позиций может быть осуществлен переход на полное импортозамещение. На данный момент ограниченная реализация импортозамещения обусловлена рядом объективных факторов: отсутствие у производителей современных технологий и достаточных мощностей, позволяющих замещать импорт наукоемкой, высокотехнологичной продукции (микропроцессорной техники, силовых установок и др.) продуктами собственного производства, а также ценовые преимущества импортных комплектующих [6].

В ближайшее время ожидаются изменения в базовых комплектациях шасси, на которых размещаются надстройки пожарной техники. Основные изменения коснутся перехода с Евро-5 на Евро-2.

Ожидается прекращение поставок продукции австрийской компании «Rosenbauer», поставляющей широкий спектр нестандартной пожарной и спасательной аппаратуры, пожарных машин и антенн.

Заменой может стать техника «Брянского автомобильного завода», завода пожарных автомобилей «Спецавтотехника», компании «Приоритет», «Варгашинского завода противопожарного и специального оборудования» и других компаний. «Брянский автомобильный завод» готовит аналог австрийской аэродромной пожарной техники, но полностью работы над ним пока не завершены.

В целом указанные выше производители самостоятельно решают вопрос по замене импортных комплектующих в пожарных и специальных автомобилях. Однако для производства аварийно-спасательной машины тяжелого типа, производимой ранее IVECO AMT, требуется переход (или разработка) на новое шасси и подбор нового пожарного насоса, что является существенной нагрузкой для производителя.

Наиболее критическими для производителей являются вопросы замещения по следующим позициям:

- водолазные индивидуальные дыхательные аппараты открытой, полужамкнутой и замкнутой схем дыхания, включая исполнение для кислородной декомпрессии и оксигенобаротерапии,
- периферийные устройства и комплектующие для изготовления средств индивидуальной защиты органов дыхания и их обслуживания,
- быстросъемные соединения для гибкой гидролинии гидравлического аварийно-спасательного инструмента по технологии Core,
- навесные лодочные моторы на плавсредства,
- дистанционные пульты управления для БПЛА и робототехнических комплексов,
- подвижные и стационарные КВ-УКВ станции и антенные комплексы для работы в Арктике,

- унифицированный пожарный насос нормального давления с производительностью до 50 л/с, а также пожарный насос комбинированного типа с производительностью 40-50/4-5 л/с со ступенями нормального и высокого давления,
- пенообразователь для получения высокостойкой газонаполненной воздушно-механической пены без применения водных растворов (арктическая пена),
- унифицированный коррозионно-стойкий каркас и клеевые составы, применяемые при изготовлении надстройки пожарно-спасательных и аварийно-спасательных автомобилей.

По указанным позициям целесообразно осуществить государственную поддержку производителей в части проведения ОКР по обеспечению импортозамещения.

Заключение

Таким образом, можно сформулировать следующие выводы:

- анализ технического оснащения сил МЧС России показывает на значительную степень зависимости от иностранных производителей, однако российские производители проводят активную работу по замене импортных комплектующих;
- по ряду позиций номенклатуры иностранной техники и комплектующих отсутствуют отечественные аналоги (например: бензорезы, бензопилы, навесные лодочные моторы и др.).

Для замены иностранных образцов предлагаются к реализации следующие мероприятия:

- осуществить сбор информации от предприятий-поставщиков техники для МЧС России о возможностях производства отечественных аналогов;
- разработать и утвердить план по импортозамещению в сфере технического обеспечения деятельности МЧС России, в том числе эксплуатирующей подразделениями техники,

оборудования и вооружения с учетом возможностей их обслуживания и ремонта;

- сформировать государственные оборонные заказы в части МЧС России в соответствии с планом импортозамещения;
- проработать вопрос возможности осуществления грантовой поддержки ОКР производителей продукции в интересах МЧС России с целью импортозамещения;
- разработать технические задания на создание импортозамещающих отечественных аналогов образцов техники по результатам конкурсов;
- осуществить поставку отечественной техники в соответствии с планом импортозамещения и Планом развития сил и средств МЧС России;
- пересмотреть план закупок ввиду существенного увеличения стоимости фактически всей номенклатуры техники и оборудования, а также услуг по техническому обслуживанию и ремонту. ●

Литература

1. Протокол еженедельного оперативного селекторного совещания руководящего состава МЧС России от 28.03.2022 № 82-АЧ // п. 2 раздел II.
2. Приказ МЧС России от 26 января 2021 г. № 30 «Об утверждении норм материально-технического обеспечения поисково-спасательных формирований Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий» <https://www.mchs.gov.ru/dokumenty/normativnye-pravovye-akty-mchs-rossii/5895> Просмотр 25.04.2023.
3. Отраслевые планы импортозамещения Минпромторга России. <https://trprf.ru/zaupy/prioritetnye-proekty/?docs=334> Просмотр 25.05.2022.
4. Гринкевич Д., Волобуев А. Эффект замены: в РФ подготовили новую стратегию индустриализации // <https://iz.ru/993781/dmitrii-grinkevich-aleksandr-volobuev/effekt-zameny-v-rf-podgotovili-novuiu-strategiiu-industrializacii> Просмотр 25.04.2023.
5. Загашвили В.С. Зарубежный опыт импортозамещения и возможные выводы для России // <https://institutions.com/general/2886-zarubezhnyi-opyt-importozamezheniya.html> Просмотр 25.04.2023.
6. Арези Р., Хадри К., Лунгани П., Рао Ю. (2013). Проверка гипотезы Пребиша-Зингера с 1650 года: данные панельных методов, допускающих множественные разрывы. Рабочий документ МВФ, № 13/180.

KEYWORDS: Arctic, rescue equipment, rescue units, import substitution.



РОССИЯ СТАЛА ГЛАВНЫМ ПОСТАВЩИКОМ СПГ В ПОЛЬШУ

money.pl

Более года назад премьер-министр Польши М. Моравецкий заявил, что Польша до конца 2022 года полностью откажется от импорта сжиженного газа из России. Между тем, СПГ все так же поступает в страну. Правительство также оказалось неэффективным в попытке убедить ЕС ввести эмбарго на СПГ. 50,8% импорта СПГ Польши – это поставки из России. В Польше СПГ используют в основном в качестве автозаправочного топлива. Страна является крупнейшим газовым рынком в ЕС. Данные показывают, что Польша так и не смогла отказаться от российского СПГ.

КУРС НА БРИКС

الاتحاد

Стремление многих стран присоединиться к группе БРИКС, в которую входят Китай, Россия, Индия, Бразилия и ЮАР, является одной из самых важных из трансформаций последнего времени. Министр иностранных дел России объявил, что ОАЭ, Саудовская Аравия, Египет и Алжир являются кандидатами на вступление в БРИКС и что есть другие страны, выразившие

желание присоединиться к блоку. Причин тому несколько. Во-первых, нынешняя система отражает баланс сил восьмидесятилетней давности, и неустойчива в современных условиях. Во-вторых, мир больше не может существовать в условиях однополярной финансовой и экономической системы. В-третьих, из-за доминирования доллара некоторыми финансовыми инструментами, такими как экономические санкции, злоупотребляя, что повредило ситуации в мире. Эти изменения вызвали недовольство многих стран, которые не согласны с сохранением нынешнего миропорядка. Они работают над поиском альтернативы, такой как множественность центров международной валютно-финансовой системы и ликвидация однополярности.



Здесь возникает вопрос о присоединении некоторых стран мира к БРИКС – организации, способной добиться изменений благодаря экономической мощи и геополитическому влиянию.

АНТИРОССИЙСКИЕ САНКЦИИ ОЧЕНЬ ДОРОГО ОБОШЛИСЬ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ЭНЕРГИИ В ЕВРОПЕ

Dnes.bg

Риски для энергетической и климатической безопасности Европы снижаются, но это происходит за счет удвоения рисков энергетической бедности. Такие выводы сделал Центр изучения демократии. После 24 февраля 2022 года риски для энергетической и климатической безопасности Евросоюза достигли самого высокого уровня, особенно уязвимым оказался Черноморский регион. За год ЕС вдвое сократил импорт российского газа – это связано с сокращением российских поставок, а не с изменениями в энергетической политике.



Факторами риска по-прежнему остаются зависимость от импорта из Алжира, Катар, Азербайджана, а также высокая доля природного газа в энергетическом балансе ЕС. Повышение надежности поставок в основном связано с активизацией усилий по диверсификации поставок в Германию и Италию. Для стран Центральной и Юго-Восточной Европы риски импорта природного газа остаются высокими, поскольку сохраняется зависимость от российского газа. Несмотря на решение многих европейских стран в долгосрочной перспективе сократить потребление природного газа, он остается важным источником энергии в переходный период. У Европы есть альтернативы природному газу для производства электроэнергии, но недостаточно альтернатив в промышленном секторе. Нынешние санкции не помогут достичь стратегического размежевания с Россией, поскольку они позволяют России продолжать экспорт энергоресурсов. ●

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА С РАДИОАКТИВНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ИЗЛУЧЕНИЯ при калибровке геофизического оборудования

ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИМЕНЯЕТСЯ ОКОЛО ПЯТИДЕСЯТИ МЕТОДОВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ИСТОЧНИКИ РАДИОАКТИВНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ. ЭТО ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ, РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ, ГАММА-КАРОТАЖ И ДРУГИЕ. БОЛЬШАЯ ЧАСТЬ ИЗ НИХ ПРЕДПИСЫВАЕТ ПОГРУЖЕНИЕ РАДИОАКТИВНОГО ИСТОЧНИКА НЕПОСРЕДСТВЕННО В СКВАЖИНУ С ПОСЛЕДУЮЩЕЙ РЕГИСТРАЦИЕЙ ИЗЛУЧЕНИЯ И АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ. КАК СНИЗИТЬ РИСК АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ОБЕСПЕЧИТЬ СВОЕВРЕМЕННОЕ РЕАГИРОВАНИЕ НА НИХ?

ABOUT FIFTY METHODS ARE APPLYING RADIOACTIVE SOURCES TO STUDY WELLS. THESE ARE NUCLEAR MAGNETIC LOGGING, RADIOACTIVE LOGGING, GAMMA RAY LOGGING AND OTHERS. MOST OF THEM INVOLVE THE IMMERSION OF A RADIOACTIVE SOURCE DIRECTLY INTO THE WELL, FOLLOWED BY REGISTRATION OF RADIATION AND ANALYSIS OF THE DATA OBTAINED. HOW TO REDUCE THE RISKS OF EMERGENCIES AND ENSURE TIMELY RESPONSE TO THEM?

Ключевые слова: геофизика, каротаж, система контроля, радиоактивные источники, калибровочное устройство.

Садыкова Алина Руслановна
магистрант

Мусин Ильяс Расулевич
студент

Щербакowa Ксения Олеговна
ведущий специалист отдела
инновационных разработок и решений,
Центр инновационного развития
ФГБОУ ВО «Национальный
исследовательский университет
«МЭИ»

Овезов Батыр Аннамухамедович
ведущий специалист отдела
инновационных разработок и решений,
Центр инновационного развития
ФГБОУ ВО «Национальный
исследовательский университет
«МЭИ»

Календарова Лейли Рустамовна
аспирант

ФГБОУ ВО «Российский
государственный геологоразведочный
университет
им. Серго Орджоникидзе»
(МГРИ)

По данным Deloitte, в 2021 году в России было пробурено около 8000 скважин, на 75 % которых проведен комплекс ГИС с радиоактивными источниками [5]. Несмотря на серьезный подход к обеспечению безопасности проведения калибровки аппаратуры, до сих пор нередко случаются аварийные ситуации, в результате которых наносится колоссальный ущерб здоровью персонала и состоянию окружающей среды.

По статистике, в среднем возмещение ущерба от аварии обходится сервисной компании в сумму более миллиарда рублей в год.

Базовая калибровка проводится для оценки качества аппаратуры (пригодности ее использования) в качестве средства измерения и проведения количественной интерпретации результатов каротажа (рис. 1) [1, 2].

Использование методов контроля работы персонала с радиоактивными источниками подвергает опасности сотрудников из-за длительных процессов обработки, оповещения и обучения.

Также, кроме безопасности, существует ряд незатронутых проблем: огромное количество документов, проверок, отчетов требует большого штата сотрудников, содержание архива и временных затрат на подготовку, поиск и анализ необходимых документов; использование иностранных систем обработки данных уровня доз радиации.

Для решения этих проблем разработано комплексное решение, включающее:

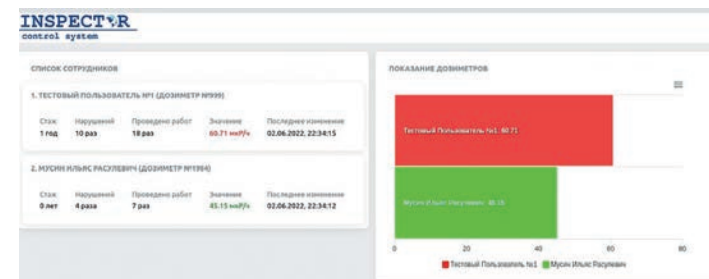
- программное обеспечение (ПО), позволяющее контролировать проведение работ сотрудниками,

РИСУНОК 1. Калибровочное устройство



УДК 553.76

РИСУНОК 2. Система контроля



- хранить данные о нарушениях и вести статистический учет;
- единую базу специалистов, имеющих доступ к проведению работ с источниками радиоактивного излучения и контролирующих дозы радиации, получаемые сотрудниками;
- базу специалистов, составляющих отчетные документы и контролирующих обучение и состояние работников;
- систему электронного документооборота;
- систему контроля состояния источника излучения и действий сотрудников с ними.

Программное обеспечение на основе машинного обучения позволяет автоматизировать процесс контроля, оповещения и организации. Система видеонаблюдения с введенными параметрами работ записывает, ведет статистику нарушений при действиях с источниками излучения, для дальнейшей передачи данных в государственные службы, что в свое время повышает безопасность работы персонала, за счет своевременного и необходимого обучения специалистов для допуска.

Единая база специалистов, имеющая доступ к проведению работ с источниками радиоактивного излучения, позволит сократить время проверок документов, улучшить качество соблюдения норм безопасности. Данные сотрудники также будут вести контроль полученных работниками доз радиации.

База специалистов, составляющая отчетные документы перед проверками контролирующих организаций, уменьшит время заполнения необходимых документов, актов. Также квалифицированные специалисты смогут направлять персонал на обучение, требующееся индивидуально каждому, что в целом позволит компаниям снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Система электронного документооборота необходима не только для ускорения взаимодействия между сервисными компаниями и органами контроля, но и для обеспечения прозрачности этих взаимодействий.

Система контроля – сложное модульное устройство. Главное ее назначение – обеспечить непрерывный доступ к состоянию источников излучения. Система контроля состоит из:

- корпуса, защищающего микросхемы от излучения;
- видеокамер высокой четкости, обеспечивающих обзор в 360 градусов вокруг контейнера с источником;
- GPS-RTK контроллера для точного местоположения прибора.

Разработана система контроля на базе машинного обучения Inspector, информативно содержащая данные о сотрудниках, находящихся в базе: стаж работы, количество проведенных работ и нарушений, показания измерений (рисунок 2).

Видеокамеры нужны для передачи данных в прямом эфире на сервер. ПО позволит в случае нарушения правил безопасности подавать сигнал контролирующим специалистам, чтобы дать возможность оценить ситуацию и принять необходимые меры.

Отслеживание точного местоположения при помощи GPS-RTK контроллера будет обеспечивать непрерывную передачу информации о транспортировке, изменениях в маршрутах и других нарушениях в соответствии с нормативными документами.

В настоящее время компании, обеспечивающие системы контроля, предоставляют только часть из комплекса предлагаемого решения.

Сервисные компании также увидят преимущество в снижении риска возникновения аварийных ситуаций, что позволит сократить затраты на компенсацию их последствий. Кроме

этого, внедрение системы сократит издержки на отчетность перед контролирующими органами, снизит нагрузку на делопроизводителей и упростит получение необходимых разрешений.

Данная система также может применяться и в других областях нефтегазовой промышленности, например при контроле захоронения радиоактивных источников.

Таким образом, реализация проекта позволит государственным органам снизить риски возникновения аварийных ситуаций и повысить скорость реакции на аварийные ситуации, оперативно оповещать административные пункты для принятия решений. Единая достоверная база сотрудников и модуль контроля состояния источника излучения с ПО дадут полный контроль над проводящимися исследованиями. ●

Литература

- Аппаратура стационарного нейтронного каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний. СТ ЕАГО-031-01. М., 1996.
- Аппаратура интегрального гамма-каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний. СТ ЕАГО-031-01. М., 1996.
- В.Н. Косков, Б.В. Косков Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС // Издательство Пермского государственного технического университета – 2007 – №10. – 91 – 108 с.
- Конonenko Л.П. Развитие отечественных LWD-технологий. Разработка наддолготного модуля / Л.П. Конonenko, Н.В. Соловьев, Б.А. Овезов // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 208–211.
- Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза / А.М. Бойко, Н.В. Соловьев, К.О. Щербакowa [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 9(117). – С. 48–51.
- Романович И.К. и др. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ 99/2010). – 2010.
- Аппаратный комплекс для увеличения передаваемой информации в процессе бурения с помощью комбинированного канала связи и трючного кодирования / Л.П. Календарова, А.М. Машкова, Н.В. Соловьев [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 10 (118).

KEYWORDS: geophysics, logging, monitoring system, radioactive sources, calibration device.

СПГ-ОТРАСЛЬ АВСТРАЛИИ: проблемы и перспективы

ПРОДОЛЖАЯ ТЕМУ, НАЧАТУЮ В ИЮНСКОМ ВЫПУСКЕ ЖУРНАЛА NEFTEGAZ.RU, АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА РЫНКА СПГ АВСТРАЛИИ. ПОКАЗАНЫ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОВОГО РЫНКА СТРАНЫ – В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ РЕГИОНАЛИЗАЦИЯ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ОТОРВАННОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ РАЙОНОВ ГАЗОДОБЫЧИ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ СЕРЬЕЗНОГО И ПРОРАБОТАННОГО ПРИРОДООХРАННОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА, СОБЛЮДЕНИЕ КОТОРОГО В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНО УВЕЛИЧИВАЕТ КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ПРОИЗВОДСТВ. УТОЧНЕНЫ И НЕГАТИВНЫЕ МОМЕНТЫ СПГ-ПРОИЗВОДСТВ, ТАКИХ КАК УНИКАЛЬНОЕ СУДНО-ЗАВОД PRELUDE

CONTINUING THE TOPIC STARTED IN THE JUNE ISSUE OF THE NEFTEGAZ.RU MAGAZINE, THE AUTHORS CONSIDER THE PROBLEMS AND PROSPECTS FOR THE PRODUCTION OF THE LNG MARKET IN AUSTRALIA. THE FEATURES OF THE COUNTRY'S GAS MARKET ARE SHOWN, AND FIRST OF ALL, REGIONALIZATION AND PRACTICAL ISOLATION OF VARIOUS AREAS OF GAS PRODUCTION AND GAS CONSUMPTION, AS WELL AS SERIOUS AND WELL-DEVELOPED ENVIRONMENTAL LEGISLATION, COMPLIANCE WITH WHICH IN SOME CASES SIGNIFICANTLY INCREASES CAPITAL COSTS FOR THE CONSTRUCTION OF PRODUCTION FACILITIES. THE NEGATIVE ASPECTS OF LNG PRODUCTION, SUCH AS THE UNIQUE PRELUDE PLANT SHIP, HAVE ALSO BEEN CLARIFIED

Ключевые слова: Австралия, перспективы рынка СПГ, Азиатско-Тихоокеанский регион.

Бутаев Даниил Антонович
кафедра Газохимии,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина,
студент

Козлов Андрей Михайлович
кафедра Газохимии,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина,
доцент, к.т.н.

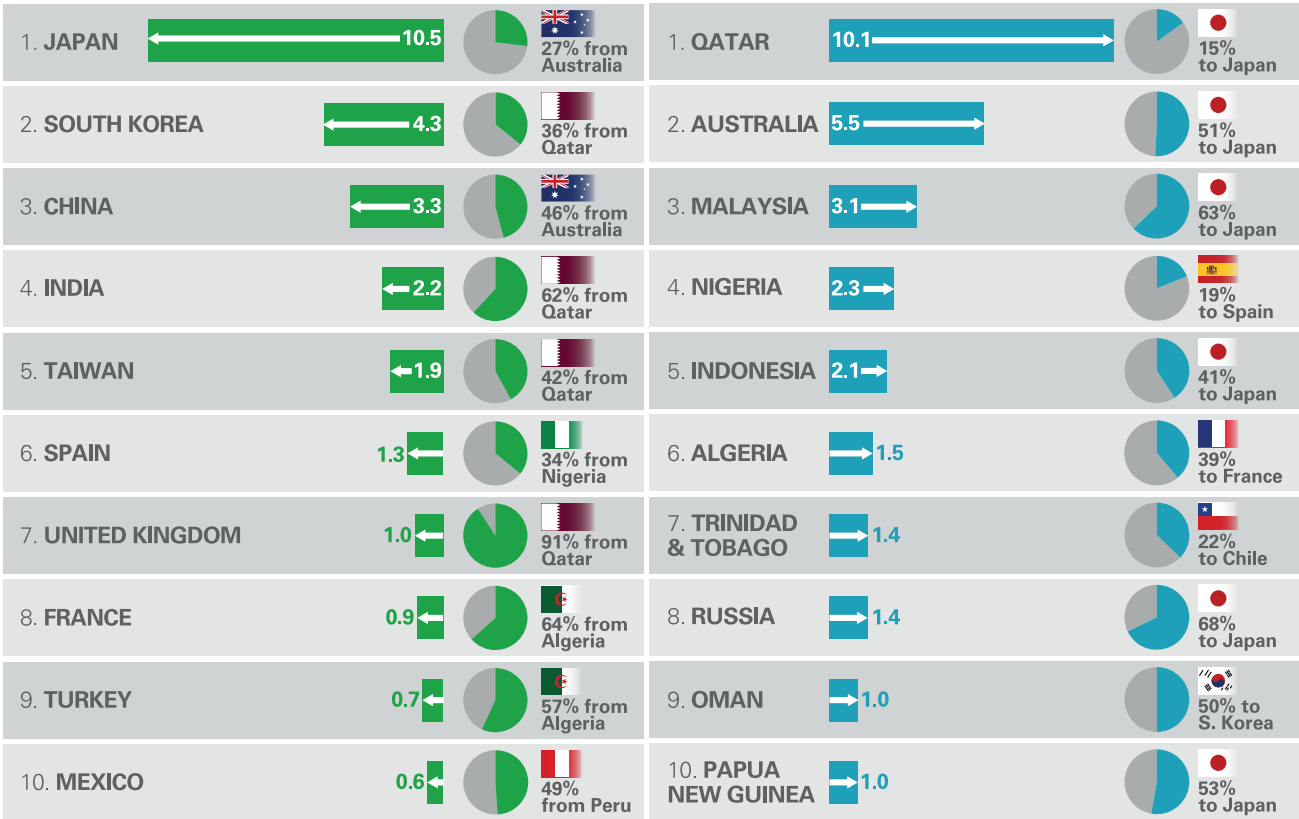
Традиционным рынком для Австралии с середины 2010-х гг. стала Япония – растущие потребности Страны восходящего солнца в дешевом газе не могли быть полностью удовлетворены только Россией, и Япония активно искала газ и в других регионах. Поэтому Япония начала увеличивать долю экспорта СПГ из Австралии, и роль Австралии в этом росла на протяжении 2016–2020 гг. Так, в 2017 году на Японию приходилось более 50% от всего экспорта СПГ из Австралии, при этом Китай занимал тогда

меньше трети (28%). На рисунке 2 представлены крупнейшие импортеры и экспортеры СПГ, по данным на 2016 год [1].

Но с вводом все новых проектов Австралия начинает заключать все больше долгосрочных контрактов с Китаем, с которым в течение десятилетий заключались контракты на каменный уголь, тем более что потребности Поднебесной в энергии постоянно растут. Если в 2009 году Китай, по данным BP, потреблял не более 8 млрд м³ газа в виде СПГ, то в 2019 году объем дошел уже до 84,8 млрд м³, и к концу

УДК 536.483:665.725 (931/96)

РИСУНОК 1. Рейтинг импортеров и экспортеров СПГ в 2016 году [1]



2010-х Австралия обеспечивала до половины всей потребности КНР в импортном СПГ – почти по 40 млрд м³ ушло в Китай и Японию. Такой интерес Австралии к КНР объясняется не только крупным конкурентным рынком, но и заинтересованностью инвесторов в австралийском газе; например, китайская госкомпания CNOOC профинансировала строительство Curtis LNG. Учитывая потребности Китая в энергетических ресурсах, в период с 2014 по 2019 годы в австралийские СПГ-проекты было инвестировано, по разным оценкам, от 180 до 200 млрд долларов. Кроме того ожидается, что импорт СПГ в Японию в долгосрочной перспективе будет постепенно снижаться, что зависит от возобновления работы ядерных мощностей [1]. Австралийцы с осторожностью смотрят на интересы китайских корпораций, так как энергетические запросы континента растут. Вслед за ростом добычи газа рос не только его экспорт, но и внутреннее потребление – с 29 млрд м³ в 2009 году до 54 млрд м³ в 2019-м и хотя практически две трети

электроэнергии в Австралии продолжает вырабатываться на угле, доля газа в генерации неуклонно растет [2]. Главная проблема внутреннего рынка материка состоит в обособленности трех регионов добычи газа, в результате чего снижение поставок газа потребителям в одном регионе добычи не может быть компенсировано поставками из другого региона за счет трубопроводного транспорта – остается только СПГ. Вслед за ценами на экспортный СПГ в 2017–2019 гг. внутренние розничные цены на газ также выросли почти вдвое, что привело к неприятному росту цен на электроэнергию для населения и промышленности, тем более что в определенные моменты стоимость газа на внутреннем рынке становилась выше, чем по экспортным контрактам в Японию. Как следствие, правительство делает все возможное для реформирования газового рынка и сглаживания ситуации, при этом целью ставится демополизация газовой инфраструктуры и организация прозрачного механизма ценообразования.

Протяженность газопроводов Австралии достигает 47 тыс. км, их основная часть принадлежит нескольким компаниям, что приводит к непрозрачным ценам на транспорт газа, как следствие, у страны-лидера по экспорту сжиженного газа уже начинают появляться проекты по приемным СПГ-терминалам, к этому подталкивает и принятый в 2017 году специальный законодательный акт, позволяющий вводить ограничения на экспорт в случае угрозы нехватки газа для собственных потребителей. После принятия этого акта экспортеры ежегодно подписывают с правительством рамочное соглашение, в котором обязуются в случае появления дефицита на внутреннем рынке в приоритетном порядке снабжать местных потребителей «на разумных условиях». Пока формально ограничения на экспорт не вводились, но следует отметить, что СПГ-заводы на востоке пока так и не вышли на проектную мощность, и если Queensland Curtis и AP LNG работают примерно на 90%, то Gladstone последние два года загружена всего на 65–70% [2, 3].



Как следствие, в Австралии еще какое-то время будет сохраняться ситуация конкуренции за газ между внутренним потребителем и потребителем из стран АТР, и население страны закупает солнечные панели, чтобы быть готовым к возможным перебоям с поставками газа.

При рассмотрении возможности экспорта СПГ в Великобританию и Европу, следует отметить, что в этих странах традиционно сильны позиции Катара и США, и поставки из Азиатско-Тихоокеанского региона – редкость из-за экономической нецелесообразности. Тем не менее,

В Австралии в обозримой перспективе сохранится конкуренция за газ между внутренним потребителем и потребителем из стран АТР

энергетический кризис в Европе в 2022 году вынудил Великобританию возобновить импорт австралийского СПГ и в августе 2022 года страна приняла первый за 15 лет танкер с СПГ из Австралии [4].

Отдельно в Австралии рассматриваются проблемы и перспективы судна-завода Prelude. Размеры судна и определенные просчеты при его проектировании привели к целому комплексу проблем, которые компаниям (в первую очередь Shell) и австралийскому правительству еще предстоит решить. Лишь после того, как Prelude отгрузила первую партию СПГ в июне 2019 года, оказалось, что произведенный СПГ непригоден для некоторых рынков, поскольку он содержит слишком много этана. Более того, сам процесс погрузки СПГ на газовоз через жесткие загрузочные рукава с Prelude, который может вращаться под воздействием ветра и волн вокруг жестко стоящей на якорях башни-турели, оказался непростой задачей. Фактически была первая и единственная партия СПГ с завода, далее проект непрерывно сталкивается с постоянными остановками и ремонтными работами [5].

Как итог, в январе 2020 года регулирующий орган по безопасности на море NOPSEMA запретил многие виды типовых работ, проводимых на судне, пока Shell не отладит свои

процедуры по критически важной для безопасности изоляции оборудования перед техническим обслуживанием, но спустя несколько недель проблемная система энергоснабжения с паровым приводом уже не первый раз вышла из строя. Особенностью этого случая стало невключение резервного дизельного генератора, и системы обеспечения жизнедеятельности персонала вышли из строя – Shell эвакуировала часть экипажа [5].

Несмотря достаточную распространенность газотурбинных установок на судах и меньшие выбросы в окружающую среду,

Shell выбрала в качестве привода электрогенераторов и компрессоров хладагента паровые турбины из-за их большей надежности и оработанности. Еще семь месяцев спустя Shell через неделю после открытия скважин в рамках подготовки к перезапуску завода пришлось снова прекратить отбор газа из-за проблем с газовыми уплотнениями и основного, и резервного соединений в сборнике, к которому подсоединены все коллекторы с подводного месторождения и на конец 2020 г. на Prelude по-прежнему находился неполный состав экипажа (официально ввиду опасений, связанных с пандемией COVID-19), а завод так и не производил СПГ [5].

Энергетический кризис в Европе в 2022 году вынудил Великобританию возобновить импорт австралийского СПГ, в августе 2022 года страна приняла первый за 15 лет танкер с СПГ из Австралии

Как следствие, ведутся поиски ответственной за простой завода компании. Например, Boiling Cold полагает, что проектировщик завода Technip все еще не полностью передал компании Shell ответственность за Prelude, а контракт подразумевает передачу ответственности в момент подписания отчета

о приеме-сдаточных испытаниях, в течение которых завод должен проработать 72 часа на полной нагрузке, и которые должны продемонстрировать, что Prelude обеспечивает заявленную производительность. До этого момента контрактные обязательства Technip не могут считаться выполненными. Перерасход бюджета сделал проект Prelude вторым по затратам в сравнении со всеми недавними австралийскими морскими проектами СПГ. Проект страдает от задержки еще из-за уменьшения запасов газа в пользу проекта Ichthys, газ для которого добывается примерно в 20 км к югу [5].

Проект висит огромным бременем и на компании Shell, которая, как полагает Boiling Cold, хочет избавиться от высокоуглеродных проектов в своем портфеле, так и на правительстве Австралии. Первая вряд ли сможет продать Prelude, поскольку никакая компания не захочет взять на себя ответственность за такую уникальную и сложную технологию. Австралия же, получив совсем небольшой доход от строительства Prelude и не имея поставок газа для внутреннего пользования, вряд ли получит финансовую отдачу от Prelude, кроме эксплуатационных расходов и дополнительных затрат для компенсации выбросов углерода с плавучего завода [5].

Следует учитывать, что Австралия традиционно считается страной с сильной экологической политикой, так как огромные территории с уникальным животным и растительным миром нуждаются в особой охране. Разрабатывается

множество нормативных актов для предприятий, представляющих угрозу для экологии, газовый сектор также подпадает под эти документы. Например, реализация проекта Горгон (Gorgon) не начиналась без одобрения Министерства охраны окружающей среды Австралии, и проект стоимостью 15 млрд австралийских долларов был

одобрен только при условии соблюдения компанией Chevron Australia определенных условий. Например, оператору пришлось потратить дополнительно 60 млрд австралийских долларов на охрану популяции австралийских зеленых морских черепах, которые откладывают яйца на острове Барроу поблизости от завода по сжижению газа, но от компании требуется подчинение строгим требованиям охраны фауны. Дополнительно пришлось также затратить 40 млн австралийских долларов на устранение вреда, нанесенного окружающей среде в регионах Пилбара и Кимберли, а также на острове Дирк-Хартог. Таким образом, суммарные затраты Chevron на реализацию проекта составили более 75 млрд австралийских долларов, причем стоимость самого проекта составляла не более 1/5 части от этой суммы [6].

В современных условиях также ставится вопрос хранения и утилизации диоксида углерода, так как австралийские природоохранные органы требуют включения проекта по улавливанию углерода на новых производственных площадках. Так, на месторождении Горгон производится закачка углекислого газа обратно в пласт, а одним из самых крупных проектов по улавливанию CO₂ является проект австралийской газовой компании

Мощности новоприобретенных хранилищ хватит почти на 60 лет, а первая закачка газа в резервуары запланирована на 2024 год

Santos, которая в 2017 году приобрела сеть газовых хранилищ, в которых можно держать 100 млн тонн углекислого газа. Ранее эти резервуары использовались для хранения природного газа, однако теперь их адаптировали под диоксид углерода, который компания намерена улавливать в рамках своего нового проекта Moomba. Речь идет о совместном предприятии с другим производителем газа Beach Energy, которое позволит улавливать 1,7 млн тонн углекислого газа каждый год, то есть мощности новоприобретенных хранилищ хватит почти на 60 лет, а первая

закачка газа в резервуары планируется в 2024 году. В Santos утверждают, что первоначально улавливание углерода будут использовать для сокращения выбросов в процессе добычи газа, но в долгосрочной перспективе

Газовая регионализация Австралии может привести к к конфликту интересов внутреннего и международного рынков СПГ

в компании надеются использовать технологию для производства «голубого водорода» – его получают из природного газа, а образующийся в процессе углекислый газ улавливают и хранят. За каждую тонну сохраненного углекислого газа Santos сможет получить одну углеродную квоту, которые в дальнейшем можно продавать для улучшения экономических показателей [7].

Простаивающее судно Prelude негативно влияет на экологию Тиморского моря, а также на атмосферу. Выбросы завода за период с июня 2018-го по июнь 2019 года составили 2,3 млн тонн парниковых газов, притом что была отгружена только одна партия СПГ. Более того, во время текущего останова избыточный газ, который нельзя не отбирать с подводного месторождения,

сжигается на факеле, что приводит к увеличению выбросов без какой-либо отдачи в виде СПГ вообще, а совокупные выбросы углерода нефтегазовым гигантом Shell в 2019 году составили 70 млн тонн, из которых на долю Shell в разрешенных выбросах Prelude приходится 1,84 млн тонн в год. Учитывая, что Парижское соглашение обязывает Австралию сократить свои выбросы к 2030 году на 26–28% по сравнению с уровнем 2005 года, каждую дополнительную тонну выбросов CO₂ с Prelude придется компенсировать за счет других секторов экономики [5].

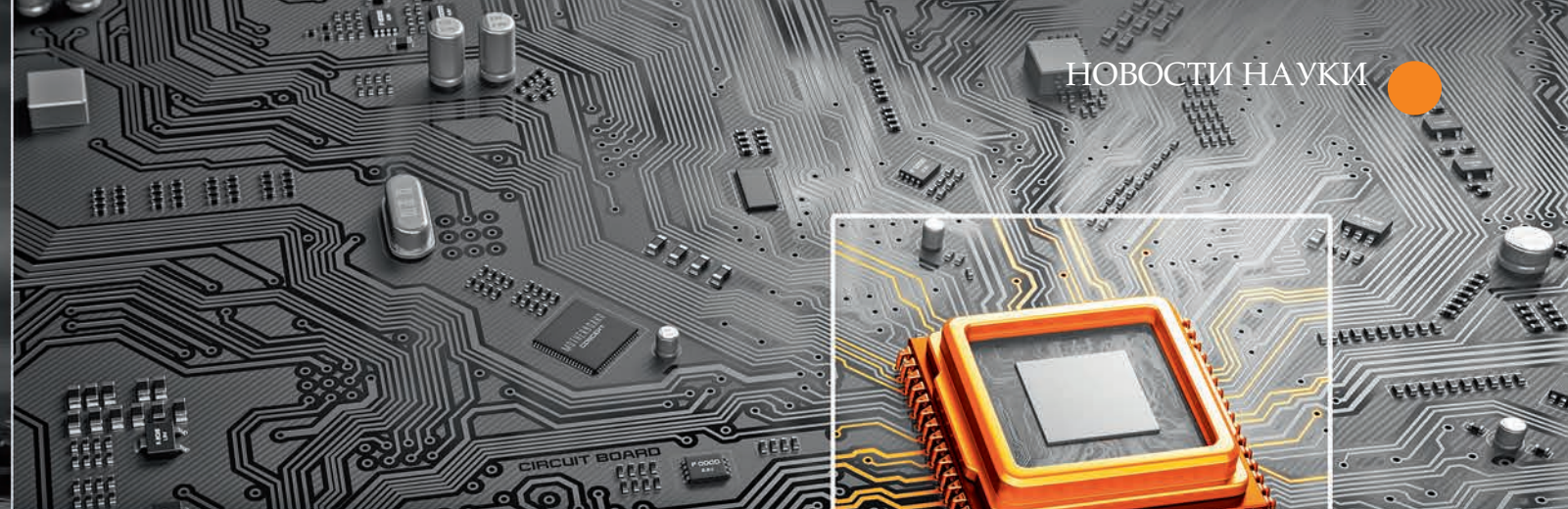
Таким образом, одна из особенностей газового рынка Австралии – газовая регионализация – начинает приводить к конфликту интересов внутреннего и международного рынков СПГ, когда производители

вынуждены отгружать СПГ с учетом профицита или дефицита газа в самой стране, а изолированность трех газовых провинций друг от друга приводит к необходимости развития не только внешней торговли СПГ, но и снабжению своих собственных регионов, что не всегда на руку производителям. Тем не менее активно внедряются новые технологии, что обусловлено высокими требованиями по экологической безопасности и желанием снизить себестоимость продукции, что, конечно, способствует устойчивому развитию СПГ-производств Австралии. ●

Литература

1. Murray, R. *From the Edge of a Timeless Land: A History of the Northwest Shelf Gas Project*. Allen & Unwin. – Sydney: 1991. P. 188.
2. North West Shelf Venture [Электронный ресурс] // *Hydrocarbons technology*, 2001. URL: <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/northwestshelf/> (дата обращения: 22.09.2022).
3. Австралия прекратит экспорт СПГ в Европу из-за мощнейшего энергетического кризиса [Электронный ресурс] // *Ход Мыслей*, 2022. URL: <https://hodmysley.ru/avstraliya-prekratit-jeksport-spg-v-evropu-iz-za-moshhnejshego-jenergeticheskogo-krizisa/> (дата обращения: 23.04.2023).
4. Англия будет покупать СПГ из Австралии из-за энергетического кризиса, пишет Bloomberg [Электронный ресурс] // *Ria.ru*, 2022. URL: <https://ria.ru/20220817/velikobritaniya-1810122003.html> (дата обращения: 23.04.2023).
5. Кто выиграет от проекта Prelude FLNG стоимостью 17 миллиардов? [Электронный ресурс] // *LNG News.ru*, 2020. URL: <https://lngnews.ru/2020/09/5741/who-is-winner-of-prelude-17b/> (дата обращения: 24.04.2023).
6. Экологические проблемы при строительстве завода СПГ на о. Барроу (Австралия) можно преодолеть [Электронный ресурс] // *Минерал*, 2007. URL: <https://mineral.ru/News/26235.html> (дата обращения: 25.04.2023).
7. Нефтегазовый гигант начнет прятать углерод [Электронный ресурс] // *Lenta.ru*, 2022. URL: https://lenta.ru/news/2022/02/10/santos_hide/ (дата обращения: 25.04.2023).

KEYWORDS: *Australia, LNG market prospects, Asia-Pacific region.*



Физики СПбГУ измеряют озон со спутника

УЧЕНЫЕ ИЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОГО УНИВЕРСИТЕТА ВМЕСТЕ С КОЛЛЕГАМИ ИЗ НИЦ «ПЛАНЕТА» И ЦЕНТРА КЕЛДЫША РАЗРАБОТАЛИ НЕЙРОСЕТЕВОЙ АЛГОРИТМ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ОЗОНА В АТМОСФЕРЕ С РОССИЙСКОГО МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОГО СПУТНИКА. Прибор «ИКФС-2» для метеорологического зондирования атмосферы, установленный на российских спутниках серии «Метеор-М», измеряет спектры уходящего излучения, которые содержат не только метеорологическую информацию, но и данные о составе атмосферы. Разработанные алгоритм и код прямо применимы к приборам на борту таких спутников. Нейросеть, лежащая в основе алгоритма, обучена на данных, полученных за шесть лет наблюдений. Для этого было обработано более 19 000 000 спектров, измеренных «ИКФС-2», совмещенных с измерениями содержания озона в атмосфере со спутника Aura. Результаты измерения сравнили с данными наземных приборов, расхождения не превышают 3%.

Формула частоты

УЧЕНЫЕ САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В СОСТАВЕ МЕЖДУНАРОДНОГО НАУЧНОГО КОЛЛЕКТИВА НАШЛИ ТОЧНУЮ АНАЛИТИЧЕСКУЮ ЗАВИСИМОСТЬ ДИАПАЗОНА ЧАСТОТ БЫСТРОГО ЗАХВАТА ОТ ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ, что позволяет улучшить точность и устойчивость работы систем радиолокации, телекоммуникации и навигационных систем. Системы фазовой автоподстройки автоматически регулируют частоту и фазу выходного сигнала, сравнивая его со ссылкой с сигналом и корректируя с помощью обратной связи. Это позволяет обеспечить точность и устойчивость частоты в телекоммуникации, радарх, радиосвязи. Специалисты по всему миру проектируют новые модификации систем фазовой автоподстройки частоты и создают базу для реализации математических моделей ФАПЧ на практике. Одной из ключевых задач анализа фазовой автоподстройки частоты является определение физических параметров и допустимого диапазона отклонений частоты входного сигнала от собственной частоты подстраиваемого сигнала, для которых ФАПЧ обеспечивает подстройку при различных дополнительных требованиях на переходные процессы.

Ученые Пермского Политеха помогут определить качество бензина

НА НПЗ И ХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ. Но со временем применяемые модели устаревают, что приводит к некорректному определению значений показателей качества. В связи с этим необходимо проводить перекалибровку моделей. Разработчики ПНИПУ предложили автоматизировать эти процессы с помощью веб-интерфейса с алгоритмом предварительной обработки данных и последующим хранением этих данных на SQL-сервере. Интерфейс позволяет осуществлять мониторинг состояния поточного анализатора для оценки корректности определения значений показателей качества. При внедрении интерфейса можно установить новое оборудование, например вспомогательную автоматизированную систему и межсетевой экран, либо развернуть веб-сервер на существующей рабочей станции. Вспомогательная автоматизированная система выступает в роли веб-сервера. Пользователи, используя его IP-адрес, могут осуществлять мониторинг работы поточного анализатора. Веб-интерфейс позволяет выгружать сопоставленные для калибровки данные, то есть объединенные показатели результатов лабораторного анализа, с соответствующими файлами спектра поточного анализатора, а также загружать на его сервер обновленные калибровочные модели.

Уникальный метод прогнозирования добычи

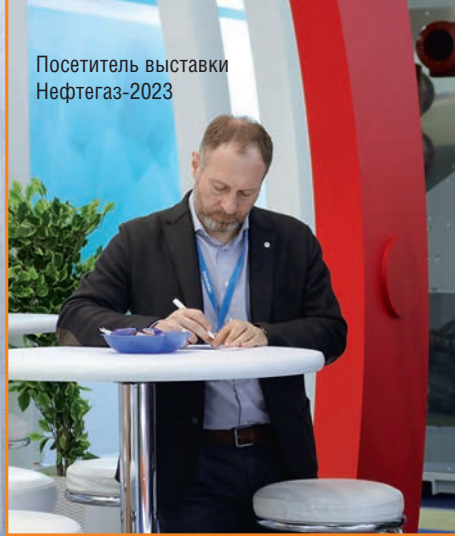
УЧЕНЫЕ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА СОВМЕСТНО С ЗАРУБЕЖНЫМИ КОЛЛЕГАМИ РАЗРАБОТАЛИ УНИКАЛЬНУЮ МАТЕМАТИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ, ИЗУЧАЯ ПОВЕДЕНИЕ ПОТОКА УГЛЕВОДОРОДОВ ЧЕРЕЗ ДРОССЕЛИ, КОТОРЫЕ ОТВЕЧАЮТ ЗА РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ПОДАЧИ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА. Поверхностные дроссели минимизируют различные проблемы, которые могут заключаться в заклинивании поверхностного оборудования, предотвращении избыточной добычи песка и конусообразовании. Поэтому математическая модель учитывает поведение потока через дроссели. Ученые использовали и анализировали популярные методы машинного обучения, а также данные месторождения за последние несколько лет для обучения и тестирования модели. Перед загрузкой данных в модель необходимо предварительно провести выборку – устранить шум, некондиционные и отсутствующие значения с нефтегазового месторождения. После чего необходимо нормализовать данные, чтобы уменьшить влияние больших значений переменных-предсказателей на меньшие значения. Эти шаги помогают повысить точность прогнозирования алгоритмов при анализе. Предложенный подход интеллектуального моделирования обеспечивает лучшее обобщение данных для прогнозирования добычи нефти.

Нефть из водорослей и отходов

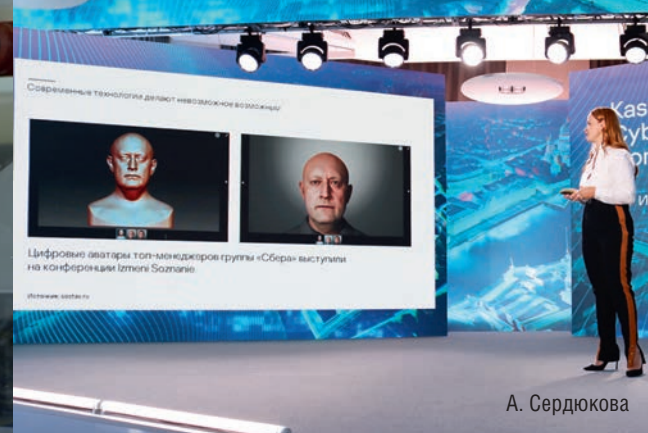
УЧЕНЫЕ БАЛТИЙСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА ИМЕНИ И. КАНТА РАЗРАБОТАЛИ ПРОЦЕСС СИНТЕЗА БИОНЕФТИ ИЗ МОРСКИХ ВОДОРОСЛЕЙ И БИОЛОГИЧЕСКИХ ОТХОДОВ. Источником биомассы служат крупные водоросли, избыточный ил, осадки сточных вод и древесные отходы. Ученые воссоздали процесс, при котором происходит разрыв связей в крупных органических молекулах и формируются нефтеподобные вещества. Похожие условия в среде древних океанов были причиной синтеза природного ресурса. Разработанный синтез сможет обеспечить утилизацию органических отходов, снижение выбросов парниковых газов, а также заменить часть ископаемой нефти биосырьем. В настоящее время ученые работают над тем, чтобы снизить энергоемкость процесса и повысить выход ресурса, а также совершенствуют адаптацию технологии для других видов отходов.

Безопасный доступ к информационным активам

УЧЕНЫЕ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА В СОТРУДНИЧЕСТВЕ С КОЛЛЕГАМИ ИЗ МОСКОВСКОГО ФИНАНСОВОГО УНИВЕРСИТЕТА ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ РФ РАЗРАБОТАЛИ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ДОСТУПОМ К ИНФОРМАЦИОННЫМ АКТИВАМ КОМПАНИЙ. По мнению ученых, государственные учреждения и частные компании стали нуждаться в обеспечении безопасности информационной инфраструктуры из-за внедрения инноваций, которые требовали совмещения с существующими и устаревшими технологиями, а также распространения облачных технологий. Решить эту проблему они предлагают путем внедрения модели с концепцией «нулевого доверия». Основной ее целью являются предотвращение несанкционированного входа и максимально возможная детализация контроля доступа. Особенностью технологии является алгоритм динамического определения требуемых политик безопасности, который предусматривает доступ пользователей с различными привилегиями. В ней учитывается удаленный вход на нескольких условных уровнях – доступ клиентов компании, сотрудников, а также партнеров и подрядных организаций. Кроме того, модель предполагает наличие значительного числа точек доступа, среди которых выделяются автоматизированные рабочие места внутри инфраструктуры, различные пользовательские и мобильные устройства доступа и многие другие.



Посетитель выставки
Нефтегаз-2023



А. Сердюкова



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Российский электромобиль



Экспонат выставки
Нефтегаз-2023



Открытый павильон выставки Нефтегаз-2023



Участник выставки
Нефтегаз-2023



Стенд компании Нефтемаш
на выставке Нефтегаз-2023



Стенд компании
NBM Group на выставке Нефтегаз-2023



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Стенд компании U-Tair на выставке Нефтегаз-2023



А. Кулашова, Д. Гусев



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Д. Гусев, О. Крупенко, Е. Касперский, П. Морьяков, А. Блинов



Е. Касперский



Посетители выставки
Нефтегаз-2023



Участник конференции
Механизированная добыча-2023



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Посетители выставки
Нефтегаз-2023



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Стенд компании Нефть-Сервис
на выставке нефтегаз-2023

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ	ОСОБЕННОСТИ
ИБП VGD II-M подойдут для коммерческих ЦОД, централизованного питания ЛВС предприятия, а также для защиты другого вычислительного и телекоммуникационного оборудования, требующего высокого качества трехфазного электроснабжения. Отлично справятся с защитой банковских компьютерных систем, медицинского и фармакологического оборудования, а также с обеспечением электроснабжения в торговых центрах	• Защита от перегрузки и короткого замыкания – входной тепловой автомат и автоматическое выключение для защиты электронных схем • Повышенное / пониженное напряжение электросети – стабилизация с двойным преобразованием • Пропадание напряжения электросети – работа от внутренних аккумуляторных батарей • Искажение формы синусоидального входного напряжения – нагрузка всегда питается от работающего инвертора • Отклонение частоты – стабилизация с двойным преобразованием • Переходные процессы в электросети	• Единичный коэффициент мощности (кВА = кВт) • Надежный инвертор на IGBT-транзисторах или их сборках (six-pack), использующий трехуровневую топологию построения • Модульная архитектура ИБП • Высокий КПД – до 96 % • Полное управление ИБП с использованием DSP-процессора • Широкий диапазон выходных напряжений от 304 до 478 В без перехода на питание от внутренних батарей • Вертикальное и горизонтальное расширение с шагом от 25 кВА • HOT SWAP для всех узлов ИБП • Резервирование по схеме N+1 на уровне модулей • Интуитивно понятный русскоязычный пользовательский интерфейс • Цветной сенсорный ЖК-дисплей • Простота установки и обслуживания

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	ОСОБЕННОСТИ
Модели INF-1100 / INF-1500 предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)	• Линейно-интерактивная технология с выходным напряжением в виде чистой синусоиды • Микропроцессорное управление • LCD панель с богатым набором индикаторов работы • Синусоидальная форма выходного сигнала во всех режимах работы • Автоматический регулятор напряжения AVR (Auto Voltage Regulation) • Обеспечение большого времени автономии за счет подключения внешних 12В батарей • Улучшенное управление батареями для продления их срока службы • Защита от короткого замыкания и перегрузки на выходе • Автоматическая зарядка аккумуляторов в выключенном состоянии • Коммуникационный порт USB

Старшие модели INFINITY выполнены в мощностях 1100ВА и 1500ВА и работают с напряжением шины 24 В, что означает необходимость подключения минимум двух последовательно соединенных внешних батарей номинальным напряжением 12 В каждая или комплекта из нескольких параллельных

линеек, включающих по две последовательно соединенные батареи в каждой. Рекомендуемая емкость подключаемых батарей 100-200Ач. Максимальный ток заряда старших INF тоже выше и составляет 15А, что способствует быстрой зарядке достаточно больших аккумуляторных батарей.

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●



С. Пауэрс

Ко времени, когда из земли будет извлечен последний баррель нефти, еще не будет создана гипотеза ее образования, в равной мере удовлетворяющая всех



И. Губкин

Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи



М. Ломоносов

Выгоняется подземным жаром из приготавлиющихся каменных углей оная бурая и черная масляная материя и выступает в разные расселины и полости



С. Хусейн

Если вы хотите контролировать мир, вы должны контролировать нефть



Г. Киссинджер

Контролируя нефть, вы контролируете целые государства



М. Каддафи

Если бы не было электричества, мы бы смотрели телевизор в темноте



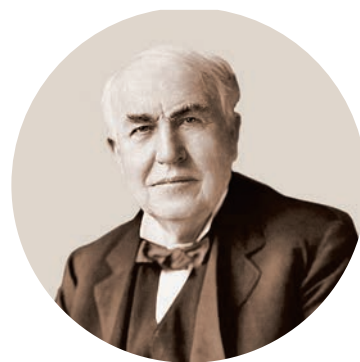
М. Горький

С явным увлечением они подсчитывали количества нефти, хлеба, сахара, сала, пеньки и всяческого русского сырья



В. Маяковский

После электричества совершенно бросил интересоваться природой. Неусовершенствованная вещь



Т. Эдисон

Мы сделаем электричество таким дешевым, что жесть свечи будут только богачи

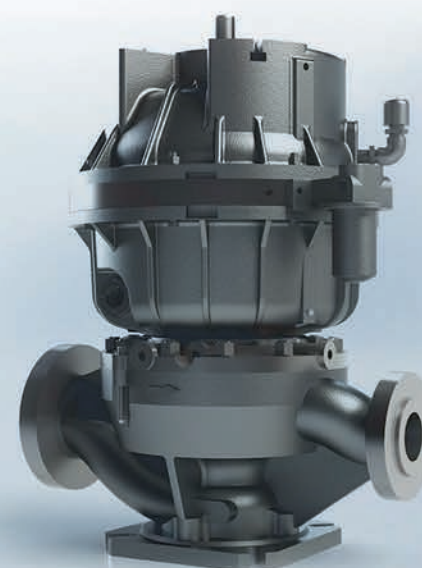


ВАРТЕЕС LTD

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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



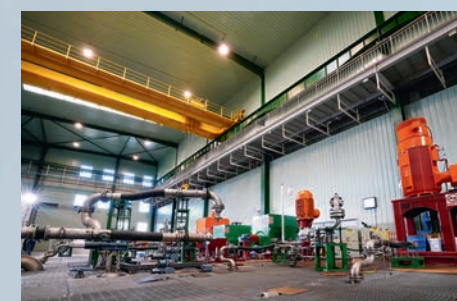
Вертикальный насос (ОН6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

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



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

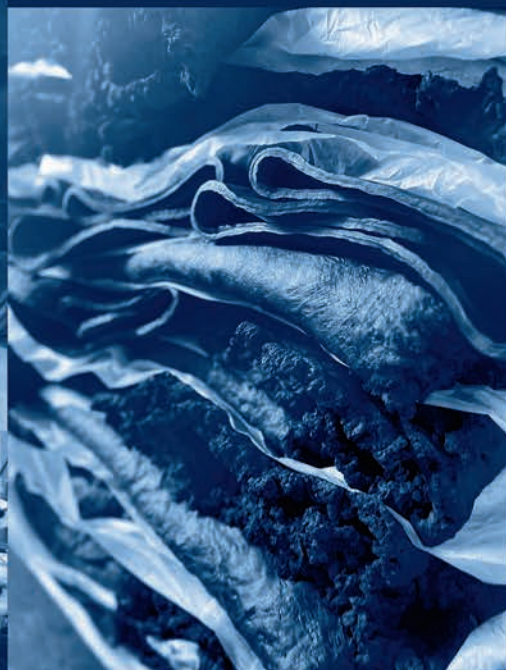
www.calt11.com



**Вы ставите задачи –
мы производим решение!**

Работаем с 1962 года

500 марок
резин в ассортименте



НАБУХАЮЩИЕ РЕЗИНОВЫЕ СМЕСИ

Для изготовления набухающих пакеров, применяемых при разобщении пластов и изоляции межфазных перетоков, разработаны резиновые смеси с различными степенями набухания

НЕФТЕНАБУХАЮЩИЕ

Способные набухать в нефтях различного фракционного состава, в том числе в тяжелых нефтях в широком диапазоне температур от 0°C до +150°C.

ВОДОНАБУХАЮЩИЕ

В водных растворах различной степени минерализации и разных температурных условиях от 0°C до +150°C.

НЕФТЕВОДОНАБУХАЮЩИЕ

В водных и углеводородных средах, пластовых водах при температурах от +10°C до +150°C. По требованию Заказчика могут быть изготовлены резиновые смеси с преобладанием набухания в той или иной среде.



Московская обл.,
г. Подольск,
ул. Плещеевская, д. 15А
Тел.: +7 (499) 501-84-59,
+7 (499) 501-84-58
omip@zavod-rti.ru
zavod-rti.ru