



ПЕРЕРАБОТКА
СЛАНЦЕВОГО
СЫРЬЯ

● ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ ●

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ
СОПРОВОЖДЕНИЕ
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Нефтегаз.RU

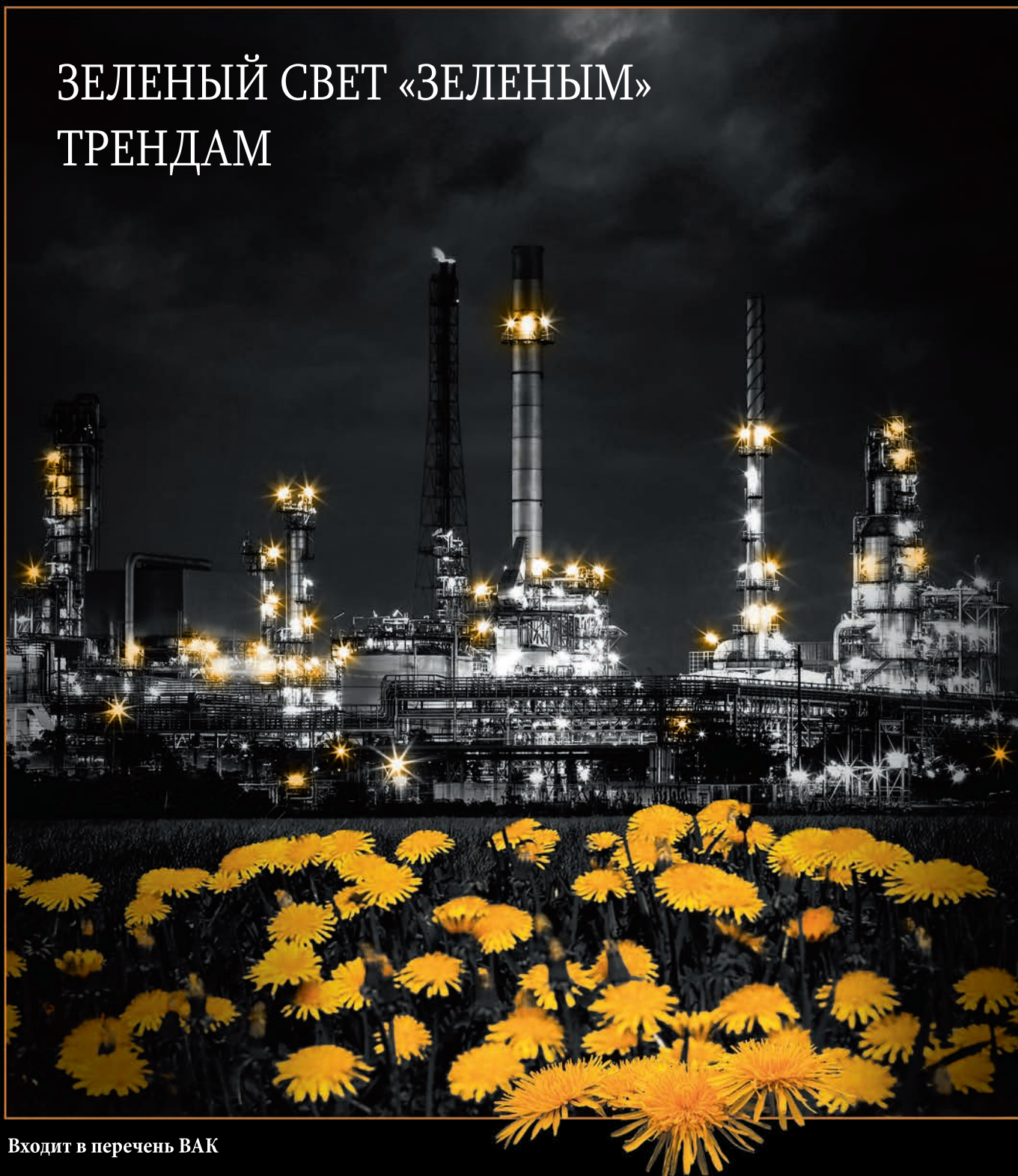
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

7 [115] 2021

ЗЕЛЕНый СВЕТ «ЗЕЛЕНым» ТРЕНДАМ



Входит в перечень ВАК

СПЕЦПРОЕКТ

РАЦИОНАЛЬНАЯ ЭКОЛОГИЯ

Сегодня совершенствование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли прочно связано с развитием технологий. О том, какая работа в этом направлении ведется на ямальских активах компании «Газпром нефть» читайте в специальном проекте «Рациональная экология»



ECOLOGY.NEFTEGAZ.RU

Каталитическая конверсия оксида углерода первой и второй ступени



28

Использование и переработка сланцевого сырья



34

Экструдированный полиэтилен vs эпоксидные покрытия



40

Нефтегазопереработка в условиях новой парадигмы



46

Эпохи НГК

4

РОССИЯ Главное

Зеленый свет «зеленым» трендам

6

Голубой аммиак
из Восточной Сибири

8

События

10

Первой строчкой

12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Экология, СМП и шельф:
как помогут нефтегазу
аэрокосмические технологии?

14

Разработка программного комплекса
дополненной реальности для
обслуживания нефтегазового
оборудования

16

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

«Техэксперт»:
пусть документ работает на вас

24

ПЕРЕРАБОТКА

Каталитическая конверсия оксида
углерода первой и второй ступени

28

Использование и переработка
сланцевого сырья

34

Экструдированный полиэтилен vs
эпоксидные покрытия

40

Календарь событий

45

РЫНОК

Нефтегазопереработка в условиях
новой парадигмы

46

БУРОВАЯ ХИМИЯ

Буровые растворы

50

Буровые растворы



50

Декарбонизация: отраслевые риски и возможности



54

Критерии моделирования хранения гелиевого концентрата в месторождениях природного газа



86

Влияние сжатия на огнезащитные свойства минераловатной плиты при стандартном и углеводородном режимах пожара



97

ЭКОЛОГИЯ

Декарбонизация: отраслевые
риски и возможности

54

Экологическое сопровождение
нефтегазодобычи на шельфе
и морской транспортировки
углеводородов

60

ОБОРУДОВАНИЕ

Многофункциональные установки
газоподготовки «ЭНЕРГАЗ».
Типы и применение

66

ТРАНСПОРТИРОВКА

Совершенствование контроля
качества очистки внутренней полости
технологических трубопроводов
компрессорных станций

72

Производство ремонтных работ
при закреплении трубопроводов
на проектных отметках

80

Россия в заголовках

85

ХРАНЕНИЕ

Критерии моделирования
хранения гелиевого концентрата
в месторождениях природного газа

86

Хронограф

89

НЕФТЕСЕРВИС

Особенности глушения добывающих
скважин в условиях аномально
низких пластовых давлений

90

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Влияние сжатия на огнезащитные
свойства минераловатной плиты
при стандартном и углеводородном
режимах пожара

97

Новости науки

102

Нефтегаз *Life*

104

Классификатор

106

Цитаты

112

2200 лет назад

В I веке до н.э. в Египте и Китае применяли первые ветряные двигатели. В районе египетской Александрии сохранились остатки каменных ветряных мельниц барабанного типа. В VII в. н.э. персы стали строить более совершенные – крыльчатые ветряные мельницы.

257 лет назад

В 1764 году Б. Франклин описал эксперимент, в котором он поджигал поверхность заболоченного озера. После установления наличия метана в болотном газе и открытия его химической формулы, европейские ученые предприняли первые шаги в изучении области практического применения биогаза.

187 лет назад

В 1834 году французский инженер Б. Фурнерон изобрел водную турбину. Через три года, независимо от него, турбину, которая была установлена на Нижне-Алапаевском заводе, сконструировал русский мастер И. Сафонов.

169 лет назад

В 1852 году Т. Томсон предложил практическую теплонасосную систему, использующую воздух в качестве рабочего тела, которую назвал «умножителем тепла».

131 год назад

В 1890 году в городе Бойз (штат Айдахо) началось бурение геотермальных скважин для создания системы геотермального отопления. К концу XIX века в Бойзе дома начали отапливаться с помощью природных источников.

126 лет назад

В 1895 году в городе Эксетер (графство Девоншир) уличные фонари заправлялись газом, полученным в результате брожения сточных вод.

110 лет назад

В 1911 году в Бирмингеме был построен завод для обеззараживания сточных вод города, а вырабатываемый биогаз использовался для производства электроэнергии.

95 лет назад

В 1926 году в Берлине на пятнадцатиметровой башне был установлен один из первых ветряных двигателей с роторами (цилиндрами) на четырех крыльях диаметром 20 м. Его крылья были изготовлены из легкого металла – лоталей. Тогда же начали предприниматься попытки создать силовые установки на основе ветротурбин для морских и речных судов.

83 года назад

В 1938 году Неман и Дюселье разработали первую биогазовую установку для переработки твердых отходов объемом 10 м³.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Екатерина Мардасова
Артур Оганесян
Анна Егорова
pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Менеджер 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, Благоевский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407

Перепечатка 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)



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)



Форум посетил «внушительный набор высоких гостей»



В. Путин подписал закон об ограничении выбросов парниковых газов



Катар – наиболее крупный инвестор в российскую промышленность



Total намерена развивать в России чистую энергетику

ЗЕЛЕНый СВЕТ «ЗЕЛЕНым» ТРЕНДАМ

Анна Павлихина

Петербургский экономический форум, как наиболее глобальное международное бизнес-мероприятие, проходящее в России, закономерно отражает основные экономические тенденции. Его до сих пор называют ответом Давосу, хотя с 2014 года, когда большинство европейских стран отвернулись от России, это утверждение неправомерно. В нынешнем году ПМЭФ, по заявлению МИДа, посетил «внушительный набор высоких гостей» из Венесуэлы, Азербайджана, Катар, Северной Македонии, Словакии, Словении, Сомали и Туркменистана. Что важно, отказалась принимать участие в работе Форума официальная делегация США. В предыдущие годы в дискуссиях участвовали президент Франции, Генсек компартии Китая и другие лидеры ведущих стран. В этом году только канцлер Австрии выступил с небольшим обращением по видеосвязи. В целом из двух тысяч иностранных делегатов 20% – представители Китая и Катар.

Таким образом, в отличие от форума в Давосе, где собирается мировая бизнес- и политическая элита, российское мероприятие посещают делегации не самых крупных стран, имеющие возможность заключать мезальясные контракты, не столько дающие нашей стране, сколько получающие от нее.

Исключением можно назвать Китай и Катар. Последний является наиболее крупной страной-инвестором в российскую промышленность. Интерес катарских инвесторов в России продиктован желанием развивать ту составляющую чистой энергетики, в которой Россия сильна по принципу близости этого направления к традиционным углеводородам. Речь идет об СПГ-проектах, получивших мощный импульс развития в нашей стране, как продукт, близкий к традиционной газодобыче.

Сжиженный природный газ вызывает интерес у многих российских партнеров. В частности, на ПМЭФ было заключено соглашение с китайской Zhejiang Provincial Energy Group о долгосрочных поставках СПГ с проекта «Арктик СПГ-2».

Total, вместе с «НОВАТЭК» развивающая проект по добыче СПГ на Ямале, построила перевалочный пункт на Камчатке, где можно будет менять тяжелые танкеры на более легкие, чтобы снизить углеродный след в Арктике.



Главный исполнительный директор компании Total Energies П. Пуянне заявил, что приехал на Форум, чтобы способствовать переходу России к «чистой» энергетике.

В целом можно сказать, что если раньше инвесторов интересовала по большей части российская нефть, то в этом году в международных договоренностях на первый план начали выходить «зеленые проекты».

Российские компании в разной степени стараются ориентироваться на европейские запросы и создавать новые возможности для инвестирования. Например, ЛУКОЙЛ в независимом порядке анонсировал цели по достижению нулевых выбросов к 2050 году.

Увы, но, несмотря на старания компаний, только 4% российских предприятий отвечают требованиям европейского законодательства, позволяющим претендовать на привлечение «зеленого» финансирования.

На энергетических сессиях ПМЭФ эксперты отмечали продолжение нефтяной эры, утверждая, что к 2050 году доля углеводородов составит не менее 71% в мировом энергобалансе, однако все понимают, что игнорировать климатическую повестку для России опасно.

Стоимость эмиссионных квот к 2030 г. может вырасти в два раза до 100 евро за т выброса CO₂, а это – дополнительная статья в издержках компаний. За продукцию с углеродным следом придется доплачивать, а значит, компании, не переориентировавшиеся на производство чистого продукта, будут платить в бюджеты иностранных государств. Специалисты справедливо полагают, что России лучше ввести сборы на углеродоемкую продукцию до момента их появления в странах-импортерах.

Учитывая этот нюанс, президент России В. Путин в начале июля подписал закон об ограничении выбросов парниковых газов, согласно которому будет введена углеродная отчетность, сформирована модель регулирования и создан реестр выбросов парниковых газов для государственного учета.

Россия должна постараться сохранить за собой роль основного поставщика энергоносителей в мире вне зависимости от того, какие энергоносители будут востребованы.

Эта мысль прослеживалась и в риторике петербургского форума. Все меньше речь шла о нефти и газе, за контрактами на которые на это мероприятие приезжали иностранные партнеры в предыдущие годы, и все больше о проектах, завязанных на экологической ответственности.

Мейнстрим изменился и соответствовать экологической повестке – единственный шанс для России удержать позиции на мировом рынке энергоносителей. ●

ГОЛУБОЙ АММИАК ИЗ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Елена Алифирова

Иркутская нефтяная компания совместно с японской JOGMEC, Toyo Engineering Corporation и ITOCHU Corporation проведет работу по подготовке второго этапа технико-экономического обоснования производства «голубого» аммиака в Восточной Сибири и его поставок в Японию. Сырье производится из природного газа с улавливанием CO₂, который может закачиваться в пласт для повышения нефтеотдачи. «Голубой» аммиак можно хранить и перевозить с использованием инфраструктуры для СУГ. Для наземной перевозки продукта предполагается использование железнодорожного или трубопроводного транспорта. Аммиак считается одним из основных видов топлива в судовых перевозках, использование которого может помочь достижению целевых уровней по выбросам CO₂ для судоходства на 2050 г. Япония, нацеленная на достижение нулевого уровня выбросов парниковых газов к 2050 г., заинтересована в широком использовании водорода, как напрямую, так и в форме аммиака.

ДЛЯ ЭТИЛЕНОВОГО КОМПЛЕКСА НКНХ ОСУЩЕСТВЛЕНА ПОСЛЕДНЯЯ ВОДНАЯ ДОСТАВКА

Для строящегося этиленового комплекса ЭП-600 Нижнекамскнефтехима доставлена последняя партия технологического оборудования, транспортируемая по водным путям.

Сухогрузный теплоход-площадка Окский-56 доставил компрессорную установку воздуха декоксования в промышленный порт ТрансКама. Нагнетательное устройство было изготовлено в Южной Корее. Установка включает два компрессора: для подачи технического воздуха в технологические цеха ЭП-600 и компрессор, используемый для подачи сжатого воздуха в змеевики печей пиролиза для проведения декоксования. Оборудование установят в цехе подготовки воды № 7209 ЭП-600. В настоящее время изготовлено 89 тыс. м³ железобетонных конструкций, смонтировано более 16,7 тыс. т металлоконструкций. На фундамент установлены 313 ед. оборудования. Мощность нового комплекса ЭП-600 НКНХ составит 600 тыс. т/год этилена. Основной этап строительства планируется завершить в декабре 2022 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

На научные исследования до 2024 года планируется выделить 1 трлн 630 млрд рублей. Запускаются специальные программы по критически важным для развития страны направлениям. Какие области научных изысканий необходимо финансировать в первую очередь?

На развитие каких научных направлений следует выделять финансирование?

18 %
Новые конструкционные материалы

5 %
Космические программы

2 %
Нанотехнологии

26 %
Медицина

31 %
Экология

18 %
Прикладные исследования в тяжелых отраслях промышленности

Провал договоренности ОПЕК+ на снижение добычи в августе, непреодоленные посткризисные обстоятельства, новые экологические тренды — все это делает цены на нефть крайне волатильными. Что ждет мировой рынок нефти и какова будет ее стоимость во второй половине 2021 года?

Какой будет цена нефти во второй половине 2021 года?

12 %
В июне мировое потребление осталось на уровне 4,5 млн барр., но добыча до сих пор сокращена, поэтому цена будет держаться на уровне 75 долл. США за барр.

8 %
ОПЕК+ и США добывают ежедневно на 5,6 млн барр. меньше, чем до кризиса, цена поднимется до 80 долл. США за барр.

21 %
Иран исключен из мировой нефтеторговли, как только наметится прогресс в переговорах по иранской ядерной сделке, цена упадет до 60 долл. США за барр.

19 %
Компании резко нарастят добычу, в случае превышения отметки 80 долл. США за барр., значит, к концу года цена упадет до 70 долл. США за барр.

25 %
Как только закончится действие соглашения ОПЕК+, цена упадет до 65 долл. США за барр.

15 %
Каждые 2 трлн долл. США, «зеленых» капиталовложений, означают 200 тыс. барр. в сутки спроса на нефть, значит, цена вырастет до 100 долл. США за барр.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

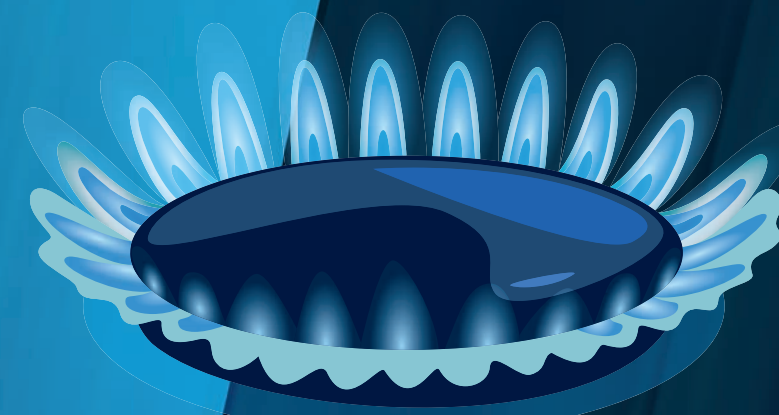
21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЕГАЗ-2022



www.neftgaz-expo.ru

18–21 апреля 2022

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+
Реклама



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

Президент подписал закон об ограничении выбросов парниковых газов

Президент России В. Путин подписал закон об ограничении выбросов парниковых газов.



Согласно ФЗ должна быть введена углеродная отчетность для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, что позволит ограничить выбросы парниковых газов.

Вводить модель регулирования таких выбросов для российских загрязнителей атмосферы планируется поэтапно: с 1 января 2023 г. – компании с показателями выбросов 150 тыс. т углекислого газа в год и более, с 1 января 2024 г. – те, кто вырабатывает 50 тыс. т в год и более. Закон вводит понятие «целевой показатель сокращения выбросов парниковых газов», который будет установлен правительством с учетом поглощающей способности лесов и иных экосистем, необходимости обеспечения устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития страны. Юрилица и ИП в рамках ФЗ смогут реализовывать климатические проекты, направленные на сокращение выбросов парниковых газов или увеличение их

поглощения. Планируется создать реестр выбросов парниковых газов для их государственного учета. В ЕС ведется борьба с негативными последствиями выбросов CO₂ с 2005 г. Недавно в Евросоюзе отметили, что квотирование выбросов в атмосферу дало возможность злоупотреблений и не в полной мере решило поставленные климатические задачи.

Первая российская тихоходная турбина для АЭС

Турбина мощностью 1 255 МВт спроектирована и разработана сотрудниками специального конструкторского бюро ЛМЗ (входит в Силловые Машины).



Характеристики основных узлов агрегата позволят в будущем создать на ее базе машину, применение которой будет возможно в турбоустановке с единичной мощностью в диапазоне 1600–1800 МВт. Производство головного образца тихоходной турбины большой мощности позволяет предприятию выйти на рынок тихоходных турбин большой мощности и составить в этом сегменте конкуренцию мировым энергомашиностроительным компаниям.

Новый СПГ-завод

Власти Хабаровского края и газодобывающая компания Дальгазресурс на форуме «Энергия Дальнего Востока» обсудили строительство заводов по производству сжиженного природного газа в регионе и подписали меморандум о сотрудничестве. Дальгазресурс представил проект строительства сети заводов на пяти подготовленных к глубокому бурению на геологических структурах буеринского участка недр и проект строительства Логистического центра, обеспечивающего бесперевальную доставку СПГ при мультимодальных перевозках. В планах – поставка СПГ потребителям в контейнер-цистернах. Строительство планируют начать на базе Андиканского месторождения. Это единственное открытое месторождение углеводородного сырья в Хабаровском крае. Согласно проекту, это будет малотоннажный завод блочно-модульного типа, построенный непосредственно

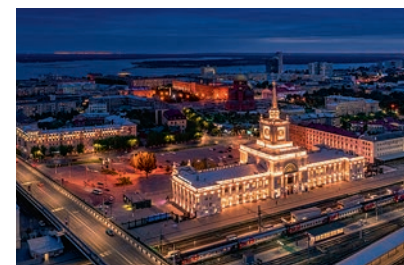


на месторождениях природного газа. Доказанные запасы месторождения – 2 млрд м³, что позволит обеспечить газом завод СПГ в течение 20 лет.

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

ГМТ – Волгоградской области

Власти региона и Газпром обсуждают возможность газификации малых и удаленных населенных пунктов, в т.ч. за счет КПГ или СПГ. Вопросы добычи, транспортировки и переработки



газа на территории региона, реализации инвестпроектов в этой отрасли рассмотрели губернатор Волгоградской области А. Бочаров и зампред правления Газпрома В. Маркелов в ходе рабочей поездки в Быковский район. В Волгоградской области активно развивается добыча и переработка природного газа, в т.ч. выпуск компримированного газа. Один из проектов реализован в Быковском районе, где создан технический комплекс по добыче и транспортировке КПГ и конденсата с Южно-Кисловского месторождения. Новая программа газификации на 2021–2025 гг. предполагает строительство 104 межпоселковых и внутрипоселковых газопроводов, подготовку к приему газа 242 котельных. Однако даже после реализации новой программы негазифицированными останутся 479 населенных пунктов. А. Бочаров предложил обсудить оптимальные механизмы их газификации за счет КПГ или СПГ.

БПЛА контролируют парниковые газы

Оренбургнефть приступила к контролю уровня парниковых газов с помощью беспилотного комплекса. Мониторинг проводится с помощью дистанционного лазерного газоанализатора, установленного на БПЛА. С дрона информация о возможном содержании метана в слоях воздуха в режиме реального времени поступает на наземную станцию управления. После посадки БПЛА и постобработки данных составляется фотоплан и тепловая карта в случае выявления отклонений. В 2019 г. Роснефть присоединилась к инициативе международных



нефтегазовых мейджоров, подписав руководящие принципы по снижению выбросов метана в производственно-сбытовой цепочке природного газа. Согласно корпоративному плану Роснефти по углеродному менеджменту до 2035 г., интенсивность выбросов метана на объектах компании должна быть снижена до 0,25 %.

В России появится единая энергозона

Федеральная антимонопольная служба России (ФАС) запустит пилотный проект единой

энергозоны. С 1 июля 2021 г. единое тарифное пространство появится в Курганской и Тюменской областях, а также в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Эталонные тарифы позволят снизить тариф в некоторых областях более чем на треть.

По результатам «пилота» проект планируют тиражировать в рамках федеральных округов, ценовых зон оптового рынка или же всей страны в целом.

Энергетическая зона позволит унифицировать тарифы на передачу электроэнергии соседних регионов, привести затраты в электросетевом комплексе к эталонным значениям, определить средний уровень операционных затрат компаний на содержание электросетевого комплекса, повысить прозрачность ценообразования, а также стимулировать компании к сокращению издержек.

Эталонный принцип в формировании энерготарифов может быть принят в России на законодательном уровне в 2021 г.



и заработает в 2022 г. Эталонный принцип может быть применен в сфере ЖКХ, а также тепловой энергетике. ●

На **400**
тыс. барр./
сутки



должна увеличиваться добыча нефти с августа согласно рекомендации ОПЕК+

На **5** %



увеличилось число нефтегазовых установок в июне

Число действующих буровых для добычи нефти и газа в мире составило **1325 шт.**

Более чем на **1 млрд руб.**



ФАС оштрафовала нефтетрейдеров по делу о сговоре на рынке

На **3,1** % увеличилась добыча угля в России в июне этого года, составив **32,79 млн т**



110 млн т нефти



экспортировала Россия в 2021 г.

Это меньше, чем в 1-м полугодии предыдущего года. Экспорт российской нефти в январе–июне 2021 г. сократился на **10,4 %**

На **168,3** тыс. т



нарастила добычу Татнефть в 2021 г.

Прирост по добыче составил **1,27 %**. Предприятиями Группы Татнефть с начала 2021 г. добыто **13 428,5 тыс. т** нефти

38,08 млн т нефти

планирует прокачать Транснефть за июль



36,73 млн т из запланированных – российская нефть

Европейские квоты на выброс углекислого газа могут подорожать в два раза к **2030 году**

За выброс тонны CO₂ придется заплатить

100 евро



6 млрд долл. США

получил в июне Ирак от экспорта нефти



За границу из страны вывезено более **86 млн барр.** нефти

На **25,7** % увеличил поставки газа в дальнее зарубежье Газпром в 1-м полугодии 2021 г.



Башнефть увеличила выпуск базовых масел

на **16,3** %

до **2433 т**



Спотовые цены на газ превысили **450** долл. США/1000 м³

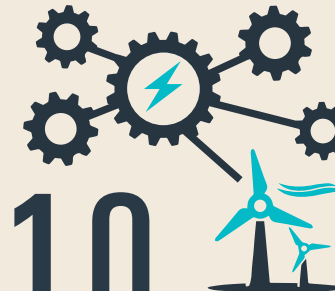


Qatar Petroleum подписала соглашение о поставке в Китай

1 млн т СПГ в год на 10 лет



В **10** раз



Россия планирует увеличить долю ВИЭ в энергобалансе страны с 1 до 10 % в 2040 г.

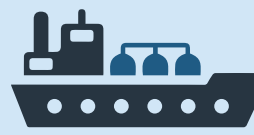
Более **500** млн руб.



направлено на модернизацию Хабаровской ТЭЦ-3 и повышение ее экологичности

Порядка **300 млн руб.** пошло на реконструкцию котельного оборудования

10,86 млн т нефти



отгрузила на экспорт Транснефть, нарастив отгрузку почти на 1/3

Показатель экспорта нефти морским путем с начала 2021 г. впервые превысил отметку в **10 млн т**

4 трлн долл. США



могут составить потери экспорта России от трансграничного углеродного регулирования к 2050 г.

Россия заняла **3** место



среди поставщиков нефти и нефтепродуктов в США

ЭКОЛОГИЯ, СМП И ШЕЛЬФ: как помогут нефтегазу аэрокосмические технологии?

24 МАРТА НА ПЛОЩАДКЕ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ КОСМИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ» – В ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОМ ЦЕНТРЕ ЩЕЛКОВО – ПРОШЛО 14-Е ЗАСЕДАНИЕ РАБОЧЕГО КОМИТЕТА МДК «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА». ЭКСПЕРТЫ ОБСУДИЛИ ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ON MARCH 24 AT THE SITE OF GAZPROM SPACE SYSTEMS – AT THE TELECOMMUNICATION CENTER IN SHCHELKOVO – THE 14TH MEETING OF THE IBC OPERATING COMMITTEE “MODERN TECHNOLOGIES AND PROSPECTIVE PROJECTS OF THE OIL AND GAS SECTOR” WAS HELD. THE EXPERTS DISCUSSED THE TRENDS AND PROSPECTS OF USING AEROSPACE TECHNOLOGIES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: аэрокосмические технологии, высокотехнологичная продукция, экологическая безопасность, Северный морской путь, мониторинг морских объектов.

Сабина Бабаева

Открывая заседание, заместитель председателя правления «Газпрома», председатель Совета директоров «Газпром космические системы» В. Маркелов отметил, что подразделение, осуществляющее космическую деятельность, является очень важным звеном Группы Газпром.



«Наши объекты находятся в труднодоступных регионах: на Ямале, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, где пока нет людей. Мы проводим геологоразведочные работы, начинаем добывать газ. Нам необходима постоянная связь с этими объектами в режиме реального времени. И компания «Газпром космические системы» выполняет данную работу», – отметил В. Маркелов

О большой роли аэрокосмических технологий в нефтегазовой промышленности заявил и заместитель министра энергетики Московской области Е. Гаврилов. Он напомнил, что в 2019 году губернатор Московской области

А. Воробьев и председатель правления «Газпрома» А. Миллер подписали дорожную карту по расширению использования высокотехнологичной продукции предприятий региона в интересах «Газпрома».



«Для рационального использования углеводородных природных ресурсов, изучения геологического строения нефтегазоносных территорий, повышения эффективности разведки и поиска нефти и газа, обеспечения безопасной деятельности предприятий добычи, переработки, хранения, транспортировки и распределения нефти, нефтепродуктов и газа, а также для снижения их негативного воздействия на окружающую среду необходимо использовать последние достижения науки и соответствующее информационное обеспечение», – подчеркнул замминистра.

Сейчас проект успешно реализуется. Благодаря сотрудничеству растет научно-технический и промышленный потенциал не только области, но и страны в целом.

Участники заседания не раз затрагивали тему экологической безопасности, для обеспечения которой космические системы являются одним из наиболее эффективных решений. Если собрать воедино сумму всех штрафов, взысканных в последнее время за нанесение вреда окружающей среде в стране, по словам первого заместителя генерального директора по развитию орбитальной группировки и перспективным проектам Госкорпорации «Роскосмос» Ю. Урличича, они составят сотни миллиардов рублей. Этих средств точно хватило бы на создание даже не одной, а нескольких орбитальных группировок для экологического мониторинга, которые позволили бы не допустить подобных катастроф. Сегодня в России на повестке дня стоит вопрос создания космических аппаратов, способных детектировать выбросы парниковых газов, в частности, это спутник дистанционного зондирования Земли «Смотр-В», разрабатываемый «Газпром космические системы». На фоне введения Евросоюзом трансграничного углеродного регулирования для сдерживания глобальных изменений климата эта разработка приобретает особое значение. У России появится собственный инструмент для отслеживания углеродной ситуации.

Большие возможности для развития космических систем открываются и на Северном морском пути (СМП). «Северный морской путь – то, чем гордится наша страна.

Он должен работать круглогодично. Заинтересована в использовании космических технологий в этом регионе и Госкорпорация «Росатом», которая наделена функцией единого инфраструктурного оператора Северного морского пути. Для решения задач в Арктике нужны и связь, и вещание, и навигация, и дистанционное зондирование Земли, включая метеобеспечение», – рассказал Ю. Урличич. Первый заместитель гендиректора «Газпром космические системы» П. Корвяков сделал акцент на том, что с мониторингом СМП максимально эффективно могут справиться именно радиолокационные космические системы. «Поскольку спутники-радары имеют полярную орбиту с наклоном близким к 90 градусам, они видят Северный морской путь с высокой периодичностью и позволяют оперативно мониторить ледовую обстановку», – объяснил П. Корвяков. Плюс радарная съемка – всепогодная, что также очень важно для мониторинга северных широт. По оценкам, использование актуальных космических данных о ледовой обстановке поможет повысить эффективность перевозок по СМП в 1,5–2 раза за счет улучшения качества планирования маршрутов с учетом ледовой обстановки. То же самое, по словам первого заместителя гендиректора «Газпром космические системы», касается и бурения на шельфе, где вспомогательные корабли обеспечивают работу буровых платформ и их безопасность.

Тему работы на шельфе затронул и гендиректор «Газпром ВНИИГАЗ» М. Недзвецкий. «Мы уходим на шельф, и здесь полноценный мониторинг морских объектов без данных из космоса невозможен.

Речь идет о мониторинге строительства, ледовой обстановки и работ по инженерным изысканиям. С помощью спутников независимо от сезона и времени суток можно получать информацию, принимать своевременные управленческие решения и обеспечивать экономическую эффективность реализации данных проектов», – отметил он.

Для решения всех этих непростых задач конструкторским бюро компании «Газпром СПКА» совместно с «Газпром космические системы» разрабатывается универсальная космическая платформа, на базе которой будут создаваться многоспутниковые группировки. По словам П. Корвякова, она будет использоваться и в интересах российской Программы «Сфера», подразумевающей комплексное развитие космических инфортехнологий на период до 2030 года. Многие задачи нефтегазового комплекса, которые сейчас решаются беспилотниками (БПЛА), будут более эффективно решаться из космоса, уверил П. Корвяков.

При этом сфера использования БПЛА нефтегазовыми компаниями тоже продолжает расширяться, несмотря на ограниченные возможности их использования.

«Мы запустили первый кейс с доставкой проб нефти с удаленного участка месторождения до лаборатории. У нас есть ощущение, что это станет первым экономически оправданным решением, потому что проблема БПЛА в том, что летать когда угодно и как угодно по требованию они не умеют: все зависит от погоды и обстановки. Для них больше подходят ситуации, когда есть определенная дальность, небольшая нагрузка, расписание,

по которому перевозка должна осуществляться. Пробы должны забираться с кустовой площадки с определенной регулярностью и доставляться в лабораторию. Если участок удаленный, это сложно и дорого. Простые беспилотные модели помогают эту задачу решать».

Участники заседания рассказали и о тех изменениях, которые происходят сегодня в деле создания космических аппаратов. «Если раньше спутник, который был создан и настроен на Земле, уходил в полет и непрерывно работал в космосе 15 лет в неизменной конфигурации, то сегодня в таких аппаратах появляется новое качество – гибкость. Есть возможность видоизменить функции этого аппарата в определенных пределах, модифицировать спутник на орбите с помощью бортового программного обеспечения», – объяснил региональный директор крупного европейского производителя аэрокосмической продукции Thales Alenia Space в России А. Бакунц, заметив, что сегодня многие заказчики обращаются за подобными решениями.

Это лучшее подтверждение того, что отрасль не стоит на месте. Для дальнейшего ее развития необходимо укреплять сотрудничество между государством, ведущими нефтегазовыми предприятиями, производителями космических систем, профильными вузами и зарубежными партнерами. В таком случае уже в ближайшее время космические аппараты смогут существенно повысить эффективность нефтегазового комплекса. ●

KEYWORDS: aerospace technologies, high-tech products, environmental safety, the Northern Sea Route, monitoring of marine objects.



РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ для обслуживания нефтегазового оборудования

КВАЛИФИКАЦИЯ ИНЖЕНЕРОВ, УПРАВЛЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, НАПРЯМУЮ ВЛИЯЕТ НА БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА. НО КВАЛИФИКАЦИЯ ИНЖЕНЕРОВ НЕ ИСКЛЮЧАЕТ ПОЛНОСТЬЮ ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР. СЕГОДНЯ СУЩЕСТВУЕТ МНОЖЕСТВО ТЕХНОЛОГИЙ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ МИНИМИЗИРОВАТЬ ИЛИ ИСКЛЮЧИТЬ ВЛИЯНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА. ПРИМЕРОМ ЯВЛЯЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ. В СТАТЬЕ ПОКАЗАНО СОЧЕТАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ МАСЛЯНЫХ НАСОСОВ. ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАЛАСЬ ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА С ВЕРТИКАЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ GRUNDFOS (CR15-4 A-FGJ-AE-HQQE), ПРЕДСТАВЛЯЮЩАЯ СОБОЙ ФИЗИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ ОДНОГО ИЗ НЕПРЕРЫВНЫХ НЕФТЯНЫХ ПРОЦЕССОВ. ТЕСТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ И АЛГОРИТМОВ ПРОВОДИЛОСЬ НА ЧЕТЫРЕХ ГРУППАХ ЛЮДЕЙ. РЕЗУЛЬТАТЫ ПОКАЗЫВАЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОСОБЕННО ОБОРУДОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО В ОТДАЛЕННЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

A QUALIFICATION OF EMPLOYEES WHO OPERATE TECHNOLOGICAL PROCESSES DIRECTLY INFLUENCES ON THE SAFETY OF PRODUCTION. BUT THE EMPLOYEES' QUALIFICATION CAN'T COMPLETELY EXCLUDE HUMAN FACTOR. TODAY, THERE ARE A LOT OF TECHNOLOGIES THOSE CAN MINIMIZE OR ELIMINATE HUMAN FACTOR IMPACT ON PRODUCTION SAFETY ENSURING. THE AUGMENTED REALITY TECHNOLOGY IS AN EXAMPLE OF THIS TECHNOLOGY. NOWADAYS THE AUGMENTED REALITY TECHNOLOGIES AND INDUSTRIAL TECHNOLOGIES INTEGRATION PROCESS MOVES TO A NEW LEVEL OF DEVELOPMENT. FOR RESEARCHING OF EFFICIENCY OF AUGMENTED REALITY SYSTEM FOR OIL PUMP MAINTENANCE THE LABORATORY UNIT WITH GRUNDFOS VERTICAL ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP (CR15-4 A-FGJ-AE-HQQE) WAS USED. THE LABORATORY UNIT IS A PHYSICAL MODEL OF ONE OF THE CONTINUOUS OIL PROCESSES. THE OIL PUMP OF THIS LABORATORY UNIT IS OBJECT OF THIS RESEARCH. THE ALGORITHM OF SERVICING OF OIL PUMP WAS DEVELOPED. THE TEST OF SYSTEM AND ALGORITHMS WERE CARRIED OUT WITH FOUR GROUPS OF PEOPLE: THE FIRST HAD ON HAND ONLY INSTRUCTIONS TO USE, THE SECOND USED ONLY THE INTERNAL RECOMMENDATIONS OF THE SYSTEM, THE THIRD USED ONLY THE HELP OF AN EXPERT, AND THE FOURTH USED INTERNAL RECOMMENDATIONS AND, IF NECESSARY, CONTACTED THE EXPERT. THE RESULTS SHOW THE EFFICIENCY AND ACTUALITY OF AUGMENTED REALITY TECHNOLOGY FOR MAINTENANCE OF INDUSTRIAL EQUIPMENT, ESPECIALLY FOR THE EQUIPMENT OPERATED IN REMOTE ARCTIC CONDITIONS

Ключевые слова: дополненная реальность, ремонт скважин, обслуживание бурового оборудования, цифровизация, повышение квалификации, нефтегазовое дело.

Котелева Наталья Ивановна

доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств

Куншин Андрей Андреевич

аспирант кафедры бурения скважин, инженер-исследователь Научного центра «Арктика»

Сидоров Дмитрий Андреевич

аспирант кафедры бурения скважин, инженер-исследователь Научного центра «Арктика»

Вальнев Владислав Владимирович

магистрант кафедры автоматизации технологических процессов и производств

Санкт-Петербургский горный университет

Нефтегазовая промышленность это большой, динамичный и сложный сектор, который предлагает прекрасные возможности трудоустройства для большого числа людей во всем мире. Успешное развитие или сохранение нефтегазовой отрасли будет зависеть от внедрения последних технологических достижений. Поэтому в настоящее время предлагается внедрять технологии дополненной реальности в нефтяной отрасли [1].

Аналитики считают, что модернизация производства, в том числе и в нефтегазовой отрасли, возможна за счет внедрения технологий дополненной реальности в производственный процесс. Расширение возможностей нефтяной отрасли позволит найти новые решения актуальных проблем, таких как разведка и добыча трудноизвлекаемой нефти, обустройство месторождений морского шельфа, транспортировка нефти с Крайнего Севера [2].

Использование технологии дополненной реальности открывает среднесрочные перспективы для повышения безопасности и эффективности сотрудников, и в дальнейшем с развитием цифровой двойной технологии

станет возможным прогнозировать сбои технических систем, давая время для реагирования или принятия мер по ремонту.

Любая техническая система, даже самая надежная, требует квалифицированного обслуживания и ремонта в случае выхода из строя. В то же время ввиду сложности и разнообразия оборудования, используемого в нефтегазовой отрасли, необходимо присутствие широкого круга специалистов. В противном случае отказ даже одного элемента приведет к увеличению времени простоя, которое увеличивается пропорционально удаленности объекта и сложности логистики.

Устранение непроизводственного времени (простоя оборудования, необходимого для ремонта и обслуживания) — актуальное направление снижения затрат в нефтегазовом секторе. Особенно ярко это проявляется в условиях современных реалий, когда общий объем запасов углеводородов включает все больше и больше трудноизвлекаемых запасов, а их добыча требует значительно больших финансовых, материальных и трудовых ресурсов [3].

По экспертным оценкам, российские нефтяные предприятия ежегодно терпят более 4,5 тысячи простоев из-за отказа оборудования. При этом затраты на ремонт оборудования составляют более 2,5 млрд рублей. В связи с этим компания теряет ресурсы в размере до 500 000 тонн нефти [4]. А упущенный маржинальный доход составляет около 3,8 млрд рублей. Описанная проблема приобретает все большее значение для российской нефтегазовой отрасли, поскольку разведка и добыча перемещаются во все более отдаленные и северные регионы, включая арктические территории, где с развитием технологий становится актуальной парадигма «максимальная автоматизация и минимум людей» [5].

Эксплуатация на удаленных арктических территориях связана с рядом факторов, определяющих необходимость тщательного проектирования и планирования мероприятий по обслуживанию и ремонту:

1. Короткий период навигации для морского транспорта. В период летней навигации значительная часть грузов может быть доставлена по Северному морскому пути и речным транспортом в такие порты, как Варандей, Диксон, Дудинка, Певек, Тикси и др. Но большую часть года (до 10 мес. в год) Северный Ледовитый океан покрыт льдом. Доставка товаров и продуктов питания в порты Арктики возможна только в течение двух месяцев в году. Поэтому необходимо тщательное планирование, а также учет поставок оборудования и запчастей для удаленных нефтегазовых проектов; подготовка наземных коммуникаций и инфраструктуры [6].
2. Плохие погодные условия. Желательно доставлять персонал к месту работы и обратно самолетом или вертолетом. На значительные расстояния целесообразно организовать специальные передовые базы с жилыми помещениями, запасами топлива и продовольствия, поскольку в арктическом регионе из-за штормов и суровых климатических условий нелетная погода может длиться до нескольких недель.

В связи с этим наиболее передовым решением в области дополненной реальности в ближайшем

будущем является предоставление обслуживаемому персоналу данных о работе технологических систем, конструкции оборудования и порядке его обслуживания в случае неисправности. Если описанного решения нет, то можно применить удаленное подключение специалистов. Они смогут быстро изучить собранные данные, визуально осмотреть оборудование с помощью камеры в гарнитуре и дать подробные рекомендации по устранению неисправностей. Ранее такая ситуация требовала телефонной связи с любым специалистом, изучения инструкций и нормативных документов, а также длительной переписки с техническими специалистами и проектировщиками в случае возникновения нестандартной ситуации.

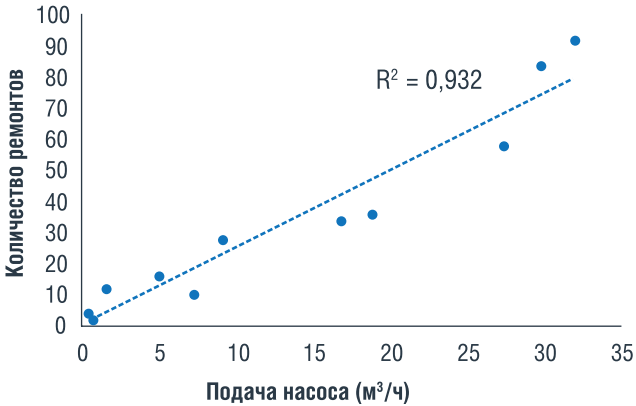
Техническое обслуживание электроцентробежного насоса — одна из важных мер, которая может уменьшить количество его отказов. Существует три метода обслуживания: по расписанию, по времени работы и по фактическому состоянию [7]. Техническое обслуживание по графику показывает, какой тип оборудования и когда необходимо обслуживать. В этом случае выдается список периодов технического обслуживания оборудования. Таким образом, заранее известны позиции и периоды времени. Причем интервалы между ремонтами строго определены и не зависят от текущего состояния оборудования. Во время технического обслуживания по фактическому состоянию контролируются некоторые параметры и на основании этого определяется необходимость ремонта оборудования. Этот метод обслуживания является наиболее предпочтительным, поскольку ремонт проводится только в случае необходимости [8].

Однако этот метод обслуживания имеет ряд недостатков. Возможно, отслеживаемые параметры показывают неполную картину, неправильное состояние насоса. В этом случае, даже после технического обслуживания, возможен отказ насоса и, как следствие, остановка производственного процесса.

Согласно статистике, электроцентробежные насосы одной из ведущих нефтедобывающих компаний составляют 40% всех типов насосов [9]. На рис. 1 представлена зависимость наработки от количества ремонтов насоса. Как видим, этот подход зависимости является линейным. Вне зависимости от типа и марки производителей насосов количество ремонтов прямо пропорционально времени работы. Это означает,

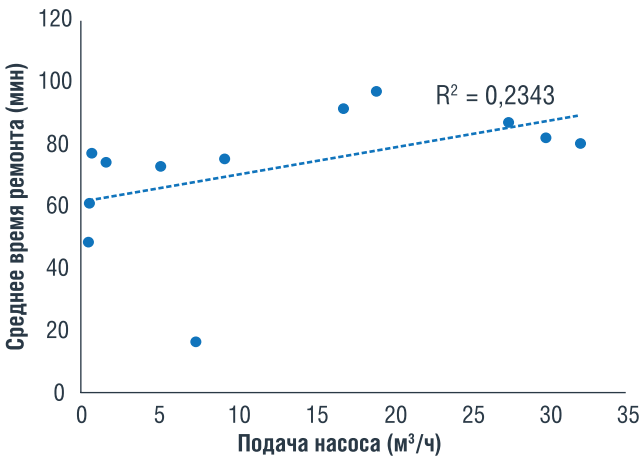
что ремонт насосного оборудования проводится по наработке на отказ и только в редких случаях по их фактическому состоянию (рис. 1).

РИС. 1. Зависимость количества ремонтов от мощности насоса (на 6 месяцев эксплуатации)



Кроме того, согласно рис. 2, производительность насоса практически не зависит от среднего времени, затрачиваемого на один ремонт.

РИС. 2. Зависимость среднего времени ремонта от производительности насоса



Косвенно можно сделать вывод, что одни и те же виды ремонтных работ не затрагиваются типами и производительностью, а следовательно, и размерами насосов. В целом система поддержки оператора при ремонте насоса с использованием функции ремонта шаблона может показать его эффективность (рис. 2).

Большинство компаний заинтересованы в менее дорогих насосах и меньших затратах на их техническое обслуживание в течение всего срока службы оборудования. Зачастую обслуживанием оборудования занимается сервисная компания поставщика, следовательно, появляются дополнительные цепочки расходов и увеличивается время на устранение неполадок, следовательно, добывающие компании заинтересованы в более эффективном ремонте с привлечением собственных инженеров.

Целью данного исследования является определение эффективности внедрения системы дополненной реальности в процесс обслуживания электроцентробежного насоса.

Обзор литературы

В исследовании [10] авторы рассматривают платформу управления фотоэлектрической насосной станцией с использованием системы дополненной реальности с блоком обработки изображений (ARIMA) в сервисном приложении оператора. Это технологическое решение помогает оператору в диагностике и управлении станцией. Эта поддержка включает в себя применение системы дополненной реальности, охватывающей все технологические узлы, а также спецификацию алгоритмов обслуживания с использованием различных режимов и сценариев. Оперативное управление и контроль станции достигается за счет мониторинга состояния технологических узлов в режиме реального времени, что делает рабочий процесс безопасным, бесперебойным и комфортным. К недостаткам данного решения можно отнести отсутствие адаптации пользовательского интерфейса под рассматриваемые задачи и громоздкость устройств управления и мониторинга.

В исследовании [11] авторы обращают внимание на развитие и интеграцию виртуальной и дополненной реальности в опасных производствах, повышение качества образования в образовательных учреждениях и учебных центрах. Ценность исследования заключается в подходе, который включает различные точки зрения на динамику развития систем VR / AR: технические и технологические особенности; мониторинг опасных ситуаций; совершенствование подходов к безопасности производственных процессов. Эти подходы отличаются от традиционных, они изменяются и улучшаются с внедрением систем VR / AR и развитием приложений сенсоров и диагностических систем для операционных сред, где технологические операции строго выполняются инженерами по определенным сценариям и алгоритмам [12]. Если сценарий не выполнялся по заданным алгоритмам, специалисты оценивали критические отклонения от номинальных значений и применяли более эргономичные и безопасные варианты контроля и управления оборудованием, снижающие влияние человеческого фактора. Авторы отмечают, что исследование не является всеобъемлющим и его применение ограничено только областью строительства, и дальнейшие исследования должны быть сосредоточены на безопасном и грамотном управлении сложными технологическими объектами в других секторах. Также в исследовании не рассматриваются лабораторные исследования приложений на экспериментальном, техническом и эксплуатационном уровнях, а также методы воздействия и оценки применения систем VR / AR в различных проектах и сценариях работы.

В исследовании [13] авторы рассматривают применение систем VR / AR в цифровых двойниках для улучшения связи и взаимодействия физической и виртуальной реальности. Кроме того, рассмотренный подход позволяет повысить эффективность системы цифровых двойников на основе многостороннего сопоставления различий и сходства систем AR / VR в проектировании, производстве, обслуживании технологических объектов. На основе созданных решений VR и AR в цифровых двойниках предлагается структура для интеграции этих систем в пятимерный цифровой двойник, чтобы повысить способность операторов управлять большими объемами интерактивных данных и сценариями производства. Структура программы построена с учетом требований оператора. Предложенная авторами

концепция построения структур AR / VR в цифровых двойниках представлена в виде обзора литературы, как и предыдущие авторы, в исследовании отсутствуют собственные лабораторные и экспериментальные исследования, поэтому данный материал следует рассматривать как справочную информацию, он может быть использован для поиска решений в конкретной производственной сфере.

В работе [14–15] авторы рассматривают применение обучающего тренажера виртуальной реальности для моделирования работы, диагностики и ремонта технологического оборудования. Тренажер предназначен для обучения специалистов нефтегазового сектора с целью повышения безопасности и безупречности производства, снижения капитальных и эксплуатационных затрат на обучение за счет экономии на приобретении физических образцов оборудования для обучения персонала. Отмечены следующие недостатки физического исполнения оборудования: высокие риски; отказы оборудования из-за ошибок специалистов при подготовке; невозможность модернизации оборудования и вынужденная закупка более новых моделей и др. Авторы утверждают, что учебные тренажеры виртуальной реальности позволят специалистам иметь соответствующие образцы оборудования; выполнять манипуляции без риска для здоровья; сократить время обучения за счет автоматизации процесса работы с инструментами; применение различных сценариев развития навыков обучаемого и его мыслительных стратегий в нестандартных ситуациях. В исследовании не приводятся статистические данные по изучаемому объекту, мировой опыт применения подобных систем и результаты экспериментов плохо описаны, что затрудняет воспроизведение эксперимента и применение его результатов с целью улучшения представленных методик.

Методы и методологии исследований

Дополненная реальность (AR) накладывает виртуальные трехмерные (3D) объекты на реальный мир и попадает в область обучения и образования [16–17].

AR – набор инновационных методов (например, сбор данных в реальном времени, взаимодействие человека с компьютером, захват рабочей области, отслеживание и регистрация в реальном времени и т.д.), которые могут улучшить представление о физическом мире, встраивая элементы или объекты, созданные компьютером [18–19]. Целью данной технологии является поместить виртуальный мир на экран и взаимодействовать с ним в реальном мире [20].

С появлением дополненной реальности (AR) стала очевидной тенденция извлекать выгоду из иммерсивных приложений AR для создания благоприятных сред для визуализации сложных ситуаций на рабочем месте, накопления знаний в области предотвращения рисков и обучения. Технология AR может помочь в улучшении восприятия человеком виртуальных прототипов с реальными объектами. Это дает виртуальному миру улучшенную связь с реальным миром, сохраняя при этом гибкость виртуального мира [21]. С помощью AR реальная среда может быть дополнена текстом, этикетками, моделями и видео, что приведет к меньшему количеству ошибок, более высокой скорости и более высокому качеству процесса обслуживания.

Вместо простого взаимодействия с 3D-контентом в чисто компьютерной среде, пользователи теперь могут реализовать чрезвычайно захватывающий, целостный и реалистичный опыт, основанный на синтезированной цифровой и физической информации о мире, представленной с использованием более сложного программного и аппаратного обеспечения [22–23].

Использование технологий дополненной реальности на нефтяных объектах не так широко, и вот-вот начнется. Это связано с неопределенностью технических аспектов, связанных с использованием и обслуживанием систем, основанных на технологии дополненной реальности. В связи с вышесказанным в ближайшем будущем наиболее популярным решением в области дополненной реальности станет предоставление обслуживающему персоналу информации о работе технологических систем, конструкции оборудования и способах его обслуживания в случае неисправности. Если в сложившейся ситуации нет описанного решения, то есть возможность удаленно подключить к процессу специалиста, который сможет быстро изучить собранные данные, провести визуальный осмотр оборудования с помощью камеры в гарнитуре и дать подробные рекомендации. для устранения неполадок. Специалист может дать свои рекомендации на экране, а человек на месте увидит на дисплее, оснащенном AR [24].

Ранее такая ситуация требовала вызова специалиста, изучения инструкций и нормативных документов, а также длительной переписки с техническими специалистами и производителями в случае нештатной ситуации.

В работе исследуется эффективность технологии дополненной реальности при обслуживании электроцентробежных насосов. Согласно методике, использованной в исследовании, анализ эффективности проводится следующим образом:

1. Определение объекта исследования. Объект исследования должен обладать несколькими свойствами: он является частью технологического процесса, сервисные операции с объектом сложны, т.е. его обслуживание подразумевает сложный алгоритм, и, кроме того, объект должен иметь широкое применение на объектах нефтегазовой отрасли.
2. Разработка алгоритма обслуживания объекта. При разработке данного алгоритма обслуживания обязательными являются следующие манипуляции с объектом: монтаж / демонтаж из любой существующей технологической установки, замена деталей оборудования, оценка фактического состояния оборудования по параметрам процесса в режиме реального времени.
3. Тестирование компонентов системы. На этом этапе он проверяет работоспособность системы в целом, исправность каналов передачи данных, а также исправность отдельных модулей системы и исправность модулей во взаимосвязи друг с другом.
4. Определение эффективности системы. На данном этапе тест проводился с четырьмя группами людей: первая (№ 1) имела под рукой только инструкции по применению, вторая (№ 2) использовала только внутренние рекомендации системы, третья (№ 3) пользовалась только помощью эксперта, а четвертая (№ 4) использовала внутренние рекомендации и при необходимости связывалась с экспертом.

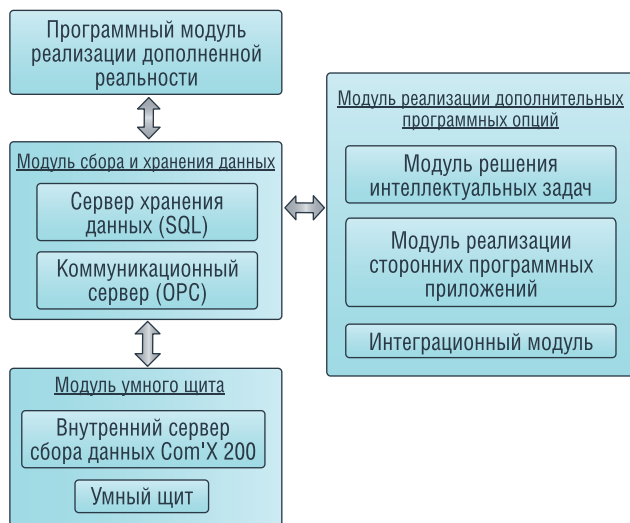
Во время эксперимента некоторые из наиболее важных функций и действий для каждой группы записывали время выполнения каждой операции. Функция 1 – разборка насоса, функция 2 – снятие кожуха муфты, функция 3 – снятие двух половинок сцепления, функция 4 – снятие штифта, функция 5 – демонтаж секции двигателя.

Таким образом, мы ожидаем получить численное выражение эффективности для каждого из этих четырех способов приложения дополненной реальности, фиксируя время выполнения каждой функции для каждой группы экспериментаторов. При этом метод № 1, который позволяет использовать для обслуживания только мануалы и интернет, не использует функционал системы дополненной реальности, поэтому приводится как эталон для сравнения услуг до внедрения системы и после ее внедрения. Метод № 4, где для обслуживания насосов используют только помощь специалиста, также является крайним вариантом, поскольку в этом методе система дополненной реальности обеспечивает возможность «единого окна» и «единой точки зрения» между сервисным инженером и экспертом.

Проведение научных исследований

Исследовательским коллективом Санкт-Петербургского горного университета была проведена работа по созданию AR-приложения для обслуживания вертикального электроцентробежного насоса Grundfos (CR15-4 A-FGJ-AE-HQQE) демонстрационной установки перекачки нефти (рис. 4). Лабораторный стенд состоит из двух резервуаров и насосов, перекачивающих жидкость из одного резервуара в другой, теплообменника, клапанов, датчиков и исполнительных механизмов.

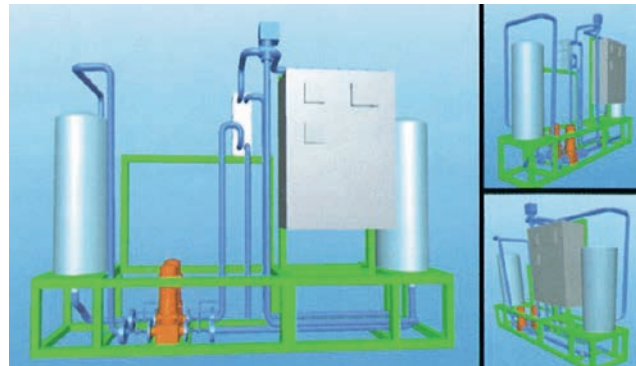
РИС. 3. Структура системы



Система состоит из четырех модулей (рис. 3). Первый – модуль лабораторной установки. Он состоит из элементов управления и оборудования, которые позволяют собирать, обрабатывать данные о технологических процессах и передавать их на более высокий уровень. Для реализации необходимо использовать базовые унифицированные протоколы для низкоуровневого оборудования [25]. Для интеграции в систему используются OPC-протоколы.

Второй модуль – сбор и хранение данных. Это важный модуль, он объединяет вместе разные модули. Например, модуль дополненной реальности может быть связан с контроллерами и SCADA-системой без элементов этого модуля. Третий модуль – дополнительное программное обеспечение. Его можно использовать для связывания программного обеспечения AR и различных аналитических модулей. Например, аналитический модуль может анализировать качество и прогнозировать объем обслуживания и т.д. Все аналитические функции основаны на вычислительной мощности высокого уровня. Таким образом, разделенная архитектура более гибкая, чем отдельная, и способна адаптироваться. AR-система использует не только данные технологической системы, она может использовать данные ERP-системы и другие данные. Другой пример аналитического модуля – шаблон шагов внутри системы. В каждом проекте реализовано множество типовых функций. Подобное действие можно создать по шаблону. Перед реализацией нового проекта система на первом этапе ищет шаблон действий. Если шаблон отсутствует, вы добавляете это действие как новое действие или меняете шаблон. Третий модуль помогает связать AR-модуль с другими модулями и системами. Четвертый модуль – это программное обеспечение системы AR. Его можно реализовать на разных программных платформах. В этом проекте используется Unity с Vuforia.

РИС. 4. Лабораторный стенд



Насос был разобран техническим специалистом, каждый этап отмечен и записан для дальнейшей отработки алгоритма. Затем снова собирали помпу с записью последовательности действий. По алгоритму сборки / разборки была написана процедура обслуживания насоса для различных технологических операций по замене расходных материалов или очистке отложений.

РИС. 5. Стартовое окно системы



На рис. 5 показана работа системы. С помощью разработанного приложения можно провести агрегат / разборку насоса, сборку / разборку, контролировать параметры установки, изучить документацию и заполнить отчет.

Если необходимо, отремонтировать насос или провести техобслуживание. Если обслуживание на месте невозможно, система сообщит вам, что нужно сделать, чтобы отключить насос от производственной линии (рис. 6).

РИС. 6. Извлечение насоса из лабораторной установки



Для контроля параметров процесса начальнику цеха (агрегата) или кому-либо другому не нужно вставать или звонить в операторскую. Все параметры датчиков можно увидеть в поле, даже если они не указаны в поле (рис. 7).

РИС. 7. Параметры процессов



При ремонте (обслуживании) оборудования нет необходимости использовать бумажные инструкции. Вся необходимая документация и инструкции оцифрованы и появляются поэтапно, предлагая не только действия, которые необходимо выполнить, но и необходимый для этого инструмент (рис. 8).

РИС. 8. Отвинтите два винта кожуха муфты



Затем снимаем кожух муфты, как показано на рисунке 9.

РИС. 9. Снятие кожуха муфты



На следующем этапе снимаем муфту в сборе, откручиваем по два винта с каждой стороны муфты. Снимите две половинки муфты, которая уже находится в разборном состоянии (рис. 10).

РИС. 10. Снятие двух половинок сцепления



Теперь открываем путь к штифту, который соединяет центральную и моторную части помпы. Демонтируем штифт (рис. 11).

РИС. 11. Удаление штифта



На этом этапе моторная секция, изображенная на рис. 12, не соединяется с другими частями помпы – вынимаем ее.

РИС. 12. Демонтаж моторной части



В системе реализовано несколько функций, основными из которых являются:

- Визуализация действий пользователя (тестировалась в трех формах – в виде видеофайла, на 3D-модели команды, отображаемой поверх служебной части, в виде выделения (выделение светом и цветом на реальном объекте) деталей, требующих внимания обслуживающего персонала (например, выделить болты, которые нужно открутить, и нужный тип инструмента).
- Отображение параметров процесса – параметры процесса в реальном времени и их значения в истории (в виде трендов или таблиц).
- Отображение совета экспертов или подсказок бегущей строки.
- Возможность видеосвязи с экспертом напрямую (организация единого смотрового окна для эксперта и сервисного инженера).
- Возможность аудиосвязи со специалистом.
- Информационный вывод сторонних приложений и программных модулей (аналитика, документирование служебной информации и др.).

Результаты исследований

- Определен объект исследования. Это был вертикальный электроцентробежный насос Grundfos (CR15-4 A-FGJ-AE-HQQE). Электроцентробежные насосы очень популярны и получили широкое распространение в нефтяной промышленности. Итак, тестирование популярных специй насосов очень важно для этого исследования.
- Разработан алгоритм обслуживания объекта.
- Разработана и реализована система дополненной реальности.
- Компоненты системы были протестированы.
- Определена эффективность системы.

Тест проводился с четырьмя группами людей: первая (№ 1) имела под рукой только инструкции по применению, вторая (№ 2) использовала только внутренние рекомендации системы, третья (№ 3) использовала только помощь эксперта, а четвертая (№ 4) использовала внутренние рекомендации и при необходимости связывалась с экспертом. Во время эксперимента некоторые из наиболее важных функций и действий для каждой группы записывали время выполнения каждой операции. Функция 1 – разборка насоса, функция 2 – снятие кожуха муфты, функция 3 – снятие двух половинок сцепления, функция 4 – снятие штифта, функция 5 – демонтаж секции двигателя. Результаты тестирования системы представлены в таблице 1.

Обсуждение

Основная гипотеза работы состоит в том, что система дополненной реальности сокращает время на обслуживание нефтегазового оборудования. Для доказательства этой гипотезы мы выдвигаем ряд вспомогательных гипотез. Гипотеза 1: максимальное время на обслуживание системы потратит группа № 1 (группа, которая обслуживала насос только в соответствии с бумажными инструкциями).

ТАБЛИЦА 1. Результаты экспериментов

Группа Номер	№ 1, время, с	№ 2, время, с	№ 3, время, с	№ 4, время, с
Эксперимент 1				
1	178	140	194	131
2	96	37	120	40
3	180	124	170	154
4	94	35	110	25
5	80	80	70	75
Общее время	628	416	664	425
Эксперимент 2				
1	194	154	120	147
2	120	40	35	45
3	210	132	142	164
4	90	45	20	30
5	75	74	42	80
Общее время	689	445	359	466
Эксперимент 3				
1	210	135	190	175
2	95	55	110	40
3	196	120	170	165
4	87	40	80	35
5	98	62	65	73
Общее время	686	412	615	488
Эксперимент 4				
1	180	152	110	156
2	92	45	30	37
3	214	137	145	152
4	84	38	27	40
5	115	53	45	71
Общее время	685	425	357	456

Гипотеза 1 не подтвердилась в первом эксперименте. Выяснилось, что группа № 1, которая обслуживала насос только по бумажным инструкциям, обслуживала насос быстрее, чем группа, использовавшая только помощь специалиста (№ 3). Они потратили 628 и 664 секунды соответственно. Анализируя полученные результаты, выяснилось, что такой результат был вызван тем, что сначала испытуемые пытались разобраться в проблеме сами и только в случае неудачи прибегали к помощи эксперта. Поэтому в результате они тратили больше времени, чем все остальные. Гипотеза 1 была скорректирована, и была выдвинута гипотеза 2: максимальное время на обслуживание системы будет потрачено группой № 1, если группе № 3 (которая пользовалась только помощью экспертов) будет дана инструкция немедленно воспользоваться помощью экспертов. Гипотеза 2 подтвердилась. Во втором и четвертом эксперименте группа 3 выполнила задание быстрее,

чем все остальные. Однако при этом постоянно привлекался эксперт, что на самом деле не лучшее решение. Доказательством этого можно считать тот факт, что группа, использовавшая внутренние инструкции системы и помощь эксперта одновременно, вовлекала эксперта во все эксперименты только один раз. При этом время на выполнение задания ненамного больше, чем в группе, где использовалась только помощь экспертов. Другой гипотезой была гипотеза 3: группа, которая использовала внутренние рекомендации, и при необходимости связывалась с экспертом (№ 4), выполнит задачу быстрее, чем группа, которая использовала только системные рекомендации (№ 2). Эта гипотеза была опровергнута. Во всех экспериментах группа, использовавшая только внутренние рекомендации системы (№ 2), выполняла задачу быстрее, чем группа № 4. Это могло быть вызвано рядом причин: во-первых, люди в четвертой группе реагировали медленнее на подсказки системы в целом и, во-вторых, возможность связаться с экспертом расслабила участников, и они обратились к нему, даже когда в этом не было необходимости, и потратили больше времени на выполнение задания. Группа № 1 представляет собой имитацию работы сервисных инженеров без использования системы дополненной реальности. Во всех четырех экспериментах она показала худшие результаты по сравнению со средними результатами для других групп. Этот факт является подтверждением основной гипотезы – система дополненной реальности сокращает время на обслуживание электроцентробежных насосов.

Вывод

В эпоху развития информационных технологий все больше цифровых решений находят свое применение в промышленности, в частности в нефтегазовой отрасли. Одно из решений – технология дополненной реальности AR. Результаты показывают эффективность использования технологии дополненной реальности для обслуживания электроцентробежных насосов. При условии полного описания всех действий, которые необходимо выполнить при обслуживании, визуализация дает значительное сокращение времени, затрачиваемого на обслуживание одной единицы насосного оборудования. Подключение к экспертной справочной системе дает противоречивые результаты, если есть полная инструкция, экспертная помощь увеличивает время, необходимое для выполнения действий, но в чрезвычайных ситуациях, выходящих за рамки инструкций, экспертная помощь значительно увеличивает общую производительность системы.

В дальнейших исследованиях, по мнению авторов, необходимо доработать механизмы с привлечением специалиста по системе обслуживания насосов. Правильное распределение времени эксперта, разработка манипуляторов, способных удаленно выполнять определенные действия руками сервисного инженера, организация единого представления объекта – актуальные вопросы для дальнейших исследований. В дополнение к этому существуют другие актуальные термины для исследования будущего, например, интеграция с другими системами, позиционирование, маркеры, хранение и анализ даты и т.д. ●

Литература

- Litvinenko V.S., «Digital economy as a factor in the technological development of the mineral sector», *Natural Resources Research*, Vol. 29, No. 3, (2020), 1521-1541. DOI: 10.1007/s11053-019-09568-4.
- Cherepovitsyn A.E., Lipina S.A., Evseeva O.O. «Innovative Approach to the Development of Mineral Raw Materials of the Arctic Zone of the Russian Federation», *Journal of Mining Institute*, Vol.232, (2018), 438-444. DOI:10.31897/PMI.2018.4.438.
- Hongfang Lu, Lijun Guo, Mohammadamin Azimi, Kun Huang, «Oil and Gas 4.0 era: A systematic review and outlook», *Computers in Industry*, Volume 111 (2019) 68–90. DOI: doi.org/10.1016/J.COMPIND.2019.06.00.
- Necci, A., Tarantola, S., Vamanu, B., Krausmann, E. and Ponte, L., «Lessons learned from offshore oil and gas incidents in the arctic and other ice-prone seas», *Ocean Engineering*, Vol. 185, No., (2019), 12-26. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2019.05.021.
- Nedosekin A.O., Rejshahrit E.I., KozlovskijA.N., «Strategic Approach to Assessing Economic Sustainability Objects of Mineral Resources Sector of Russia», *Journal of Mining Institute*, Vol.237, No., (2019), 354-360. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.354.
- Rob Montenegro, Nils Hoëkby, «Optimizing operational efficiency in submersible pumps», *World pumps*, (2004). DOI: 10.1016/s0262-1762(04)00174-9.
- Zhukovskiy Y. and Koteleva N. «Development of augmented reality system for servicing electromechanical equipment», *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 1015, No., (2018), 042068. DOI: 10.1088/1742-6596/1015/4/042068.
- Dvoynikov, M.V., Nutskova, M.V. and Blinov, P.A., «Developments made in the field of drilling fluids by saint petersburg mining university», *International Journal of Engineering*, Vol. 33, No. 4, (2020), 702-711. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.04A.22
- M.E. Haque, M.R. Islam, M.S. Islam, H. Haniu, M.S. Akhter. «Life cycle cost and energy consumption behavior of submersible pumps using in the Barind area of Bangladesh», *Energy Procedia* 110 (2017) 479 – 485. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.172.
- Benbelkacem S., Belhocine M., Bellarbi A., Zenati-Henda N. and Tadjine M., «Augmented reality for photovoltaic pumping systems maintenance tasks», *Renewable Energy*, Vol. 55, No., (2013), 428-437. DOI: 10.1016/j.renene.2012.12.043.
- Xiao Li, Wen Yi, Hung-Lin Chi, Xiangyu Wang, Albert P.C. «A critical review of virtual and augmented reality (VR/AR) applications in construction safety», *Automation in Construction* Vol. 86, (2018), 150-162. DOI: https://doi.org/10.1016/j.autcon.2017.11.003.
- Herbert B., Ens B., Weerasinghe A., Billinghurst M. and Wigley G. «Design considerations for combining augmented reality with intelligent tutors», *Computers & Graphics*, Vol. 77, No., (2018), 166-182. DOI: 10.1016/j.cag.2018.09.017.
- Index, in *Digital twin driven smart manufacturing*, F. Tao, M. Zhang, and A.Y.C. Nee, Editors. 2019, Academic Press.257-269 DOI: 10.1016/b978-0-12-817630-6.00026-6.
- Garcia C.A., Naranjo J.E., Ortiz A. and Garcia M.V., «An approach of virtual reality environment for technicians training in upstream sector», *IFAC-PapersOnLine*, Vol. 52, No. 9, (2019), 285-291. DOI:10.1016/j.ifacol.2019.08.222.
- Necci A., Tarantola, S., Vamanu, B., Krausmann, E. and Ponte, L., «Lessons learned from offshore oil and gas incidents in the arctic and other ice-prone seas», *Ocean Engineering*, Vol. 185, No., (2019), 12-26. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2019.05.021.
- Radu I. *Augmented reality in education: a meta-review and cross-media analysis*. *Pers Ubiquitous Comput* 2014; 18(6):1533–43. DOI:10.1007/s00779-013-0747-y.
- Azuma, R., Bailiot, Y., Behringer, R., Feiner, S., Julier, S. and MacIntyre, B., «Recent advances in augmented reality», *IEEE Computer Graphics and Applications*, Vol. 21, No. 6, (2001), 34-47. DOI: 10.1109/38.963459.
- Marinin M.A., Khokhlov S.V., Isheyskiy V.A., «Modeling of the Welding Process of Flat Sheet Parts by an Explosion», *Journal of Mining Institute*, Vol.237, No., (2019), 275-280. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.20.
- Jacobs, T., «Ar headsets give oil and gas sector the quicker fix», *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 70, No. 07, (2018), 32-34. DOI: 10.2118/0718-0032-JPT.
- X. Wang, S.K. Ong, A.Y.C. Nee, *A comprehensive survey of augmented reality assembly research*, *Adv. Manuf.* 4 (1) (2016) 122. DOI: 10.1007/s40436-015-0131-4.
- Amelessodji Kokougan Etonam, Giulio Di Gravo, Patrick W. Kuloba, Jackson G. Njiri, «Augmented Reality (AR) Application in Manufacturing Encompassing Quality Control and Maintenance», *International Journal of Engineering and Advanced Technology*, Vol. 9 Issue-1, (2019), 197-204. DOI: 10.35940/ijeat.A1120.109119.
- Tanita Fossli Brustad «Preliminary Studies on Transition Curve Geometry: Reality and Virtual Reality», *Emerging Science Journal*, Vol. 4, No. 1, (2020). DOI: https://doi.org/10.28991/esj-2020-01204.
- Mehmet Özüağ, İsmail Cantürk, Lale Özyılmaz, «A New Perspective to Electrical Circuit Simulation with Augmented Reality», *International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications* Vol. 8, No. 1, (2019), 9-13. DOI: 10.18178/ijeetc.8.1.9-13.
- Wei Zhang, Xianzhao Yang, Tao Wang, Xueyuan Peng, Xiaolin Wang, «Experimental Study of a Gas Engine-driven Heat Pump System for Space Heating and Cooling», *Civil Engineering Journal* , Vol. 5, No. 10, (2019), 2282-2295. DOI: 10.28991/cej-2019-03091411.
- Sunitha, R. and Chandrikab, J., «Evolutionary computing assisted wireless sensor network mining for qos-centric and energy-efficient routing protocol», *International Journal of Engineering*, Vol. 33, No. 5, (2020), 791-797. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.05B.10.

KEYWORDS: *augmented reality, well workover, drilling equipment maintenance, digitalization, training, oil & gas.*



«ТЕХЭКСПЕРТ»: пусть документ работает на вас

РАБОТА ЛЮБОГО ПРЕДПРИЯТИЯ РЕГУЛИРУЕТСЯ МНОЖЕСТВОМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ – КАК ВНЕШНИХ, ТАК И ВНУТРЕННИХ. НО ИМЕННО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СКОРОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ СТАНДАРТОВ И ЦЕНА ОШИБКИ ПРИ ИХ ИЗМЕНЕНИИ ОЧЕНЬ ВЫСОКИ. МИНИМИЗИРОВАТЬ РИСК И ОБЛЕГЧИТЬ РАБОТУ С БОЛЬШИМИ МАССИВАМИ ДОКУМЕНТОВ ПОЗВОЛЯЮТ РАЗРАБОТАННЫЕ АО «КОДЕКС» СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ (СУ НТД) И СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТРЕБОВАНИЯМИ (СУТР) НА ПЛАТФОРМЕ «ТЕХЭКСПЕРТ». ТАКИЕ ВЕДУЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ОТРАСЛИ, КАК ПАО «ГАЗПРОМ» И ЕГО ДОЧЕРНИЕ КОМПАНИИ, ПАО «ТРАНСНЕФТЬ», ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ», АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ», ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» И МНОГИЕ ДРУГИЕ, ЯВЛЯЮТСЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ ФОНДОВ ВНЕШНЕЙ И ВНУТРЕННЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, РЕАЛИЗОВАННЫХ НА ТЕХНОЛОГИЯХ «ТЕХЭКСПЕРТ»

ANY ENTERPRISE OPERATION IS REGULATED BY A NUMBER OF REGULATORY INSTRUMENTS – BOTH EXTERNAL AND INTERNAL. HOWEVER, IT IS AN OIL AND GAS INDUSTRY IN WHICH THE RATE OF STANDARD CHANGES AND THE VALUE OF A MISTAKE WHEN CHANGING THEM ARE VERY HIGH. THE STANDARDS AND TECHNICAL DOCUMENTATION MANAGEMENT SYSTEM (STD MS) AND REQUIREMENTS MANAGEMENT SYSTEM (RMS), DEVELOPED BY KODEKS JSC WITHIN THE FRAMEWORK OF “TECHEXPERT”, MAKE IT POSSIBLE TO MINIMIZE THE RISK AND FACILITATE WORK WITH A LARGE AMOUNT OF DOCUMENTS. SUCH LEADING INDUSTRY ENTERPRISES AS GAZPROM PJSC AND ITS SUBSIDIARIES, TRANSNEFT PJSC, IRKUTSK OIL COMPANY LLC, SAMARANEFTEGAZ JSC, LUKOIL-NIZHNEVOLZHSKNEFT LLC AND SO ON AND SO FORTH ARE USERS OF EXTERNAL AND INTERNAL DOCUMENTATION COLLECTIONS, IMPLEMENTED ON A BASIS OF TECHEXPERT’S TECHNOLOGIES

Ключевые слова: система управления нормативно-технической документацией, система управления требованиями, электронный документооборот, классификаторы, Индустрия 4.0.

От Единого фонда электронных документов к СУ НТД

Система управления нормативной и технической документацией на цифровой платформе «Техэксперт» помогает создать Единый фонд

электронных документов предприятия – он включает в себя как постоянно обновляемый массив внешних (ГОСТы, технические регламенты, нормативно-правовые акты), так и внутренних нормативных документов. Их перевод из традиционного бумажного формата в полнотекстовый

электронный и дальнейшее централизованное хранение позволяют использовать в работе с документацией аналитический поиск, составлять Единый словарь терминов предприятия, ставить важные документы на контроль, автоматически отслеживать их изменения и многое другое.

Выстроив Единый фонд, можно переходить к внедрению расширенной версии СУ НТД – целой экосистемы, контролирующей весь жизненный цикл документов компании. Она обеспечивает доступ сотрудников к нужному именно им набору документов через «единое

единицей, с которой взаимодействует пользователь, является документ в целом. При этом часто из всего ГОСТа к конкретной проблематике пользователя относятся один-два пункта. Система управления требованиями (СУТР) «Техэксперт» позволяет

требованиями контролирует связь отдельного требования с его источником – нормативным или внутренним документом – и автоматизирует процесс анализа изменения фрагментов документов с последующим уведомлением об этом пользователя, что резко ускоряет процесс анализа требований.

Система помогает снизить затраты на проектирование и проверку опытной партии на соответствие требованиям, повысить эффективность управления жизненным циклом продукции, выпустить изделие именно таким, каким оно было задумано, и достичь нового уровня цифровизации предприятия.

Кроме создания онтологических моделей промышленной продукции, СУТР «Техэксперт» подходит для инженерии ПО, управления профессиональными компетенциями, контрольно-надзорной деятельности и коллективной работы над документом в связке с СУ НТД. Проще говоря, СУТР «Техэксперт» – это технология управления сутевой частью документа, которая подстраивается под конкретного заказчика и закрывает именно его потребности. Ее внедрение в работу российских компаний принесет большую пользу для всех участников производственных процессов, станет следующим шагом развития нормативной сферы промышленности.

Система управления требованиями сопровождает производство продукции на всех стадиях жизненного цикла, позволяет создать понятийную модель продукции и содержит электронный технический проект, содержащий требования ко всем компонентам и характеристикам документов

окно», ведет учет выданных копий, анализирует потребность актуализации существующих внутренних стандартов и разработки новых, помогает составить план разработки документа и создать его первую редакцию с помощью Конструктора нормативной документации (КНД).

Модуль автоматически обеспечивает соблюдение единых требований к содержанию, структуре, оформлению, расставляет ссылки на другие документы Фонда и проверяет их актуальность. Система позволяет вести в электронном виде обсуждение документа, сбор замечаний и предложений, фиксирует и централизованно хранит их. После формируется окончательная редакция, согласовывается, утверждается, подписывается электронной подписью – все это тоже можно сделать в цифровом виде, что особенно актуально на фоне продолжающейся пандемии COVID-19. Подписанный документ публикуется в Едином фонде и автоматически доводится до сведения сотрудников.

их выделить и отслеживать актуальность. И это лишь вершина айсберга, самая первая и базовая функция СУТР, на которой строятся все остальные.

Система управления требованиями сопровождает производство продукции на всех стадиях жизненного цикла. Она позволяет создать понятийную модель продукции и содержит электронный технический проект (эталон), в котором есть все требования ко всем компонентам и характеристикам из внешних и внутренних документов. Их можно выстраивать иерархически, связывать между собой и использовать эти связи в работе.

Система помогает снизить затраты на проектирование и проверку опытной партии на соответствие требованиям, повысить эффективность управления жизненным циклом продукции и достичь нового уровня цифровизации предприятия

От управления документами к управлению требованиями

Наладив управление жизненным циклом НТД, можно перейти к управлению отдельными сутевыми фрагментами документа – требованиями. Во всех современных экспертных системах, в том числе в СУ НТД «Техэксперт», минимальной

Не стоит забывать, что требования подвержены процессу изменения с течением времени и необходимо их перепроверять при появлении новой редакции нормативных документов. Это крайне сложный процесс, который отнимает много времени у специалистов и не исключает возможность возникновения ошибок. СУТР «Техэксперт» единственная из представленных на рынке систем управления





содержание серы (0173-1#02-AAR429#003), плотность при 15 °C (0173-1#02-AAR432#003) и т. д. Они присваиваются централизованно Ассоциацией ECLASS и позволяют обмениваться данными о продуктах автоматически, минуя языковые и понятийные барьеры.

Европейские разработчики концепции «Индустрия 4.0» делают на ECLASS большую ставку: стандартизированные свойства продукта обеспечивают связь между участниками рынка и в интеллектуальной производственной среде.

Классификаторы как основа управления требованиями

Чтобы эффективно управлять требованиями, нужно их правильно классифицировать. Коды различных классификаторов – важная часть структурированных данных, которыми снабжается выраженное в тексте документа требование. Загрузка классификаторов в СУТр реализуется через Систему управления нормативно-справочной информацией (СУ НСИ) – она позволяет работать с классификаторами любой степени сложности, в том числе зарубежными.

СУТр «Техэксперт» подходит для инженерии ПО, управления профессиональными компетенциями, контрольно-надзорной деятельности и коллективной работы над документом в связке с СУ НТД

называемых SMART-стандартов – нового типа нормативно-технических документов, из которых киберфизические и информационные системы смогут извлекать требования и оперировать ими без участия человека.

Секрет успеха ECLASS в его простоте и универсальности. Каждый продукт в нем кодируется восемью символами, например:

Опираясь на международное сотрудничество и серьезную роль, которую ИСО и МЭК отводят ECLASS, компания «Кодекс» стала его официальным дистрибьютором в России. Классификатор поставляется в оболочке СУ НСИ «Техэксперт» и готов к интеграции с разными продуктами этой линейки.

ECLASS удобен не только для отдельных пользователей, но и для мировой экономики в целом, поскольку решает одну из важнейших задач «Индустрии 4.0» – унификацию стандартов разных стран и сглаживание региональных различий. ●

Подробности о системах «Техэксперт» вы можете узнать по телефону «горячей линии» 8-800-555-90-25

KEYWORDS: *regulatory and technical documentation management system, requirements management system, electronic document management, classifiers, industry 4.0.*

30 КОДОВ КОДЕКС
8-800-555-90-25 | cntd.ru | kodeks.ru

Одним из таких классификаторов является европейский репозиторий свойств продукции ECLASS. Изначально придуманный крупными немецкими промышленниками для упрощения кооперации, сейчас он используется более чем 3500 предприятиями по всему миру, и их число постоянно растет. Именно ECLASS был выбран международными организациями по стандартизации ИСО и МЭК как пилотный проект для внедрения так

26 – Энергетика, добыча из недр, вторичное сырье и отходы;
26-04 – Энерго-, тепло- и водоснабжение;
26-04-05 – Топливо;
26-04-05-02 – Бензин.

К каждому восьмизначному коду продукции прилагаются коды ее свойств – от общих, вроде названия производителя (0173-1#02-AAO677#002), до специфических: октановое число (0173-1#02-AAR443#002),

Что такое Маркет от Neftegaz.RU?

В2В-маркетплейс нефтегазовой и смежных отраслей промышленности России.

Современная торговая площадка — многоцелевой инструмент повышения эффективности взаимодействия участников рынка. Сервис значительно сокращает время поиска и отбора наиболее выгодных предложений на рынке.

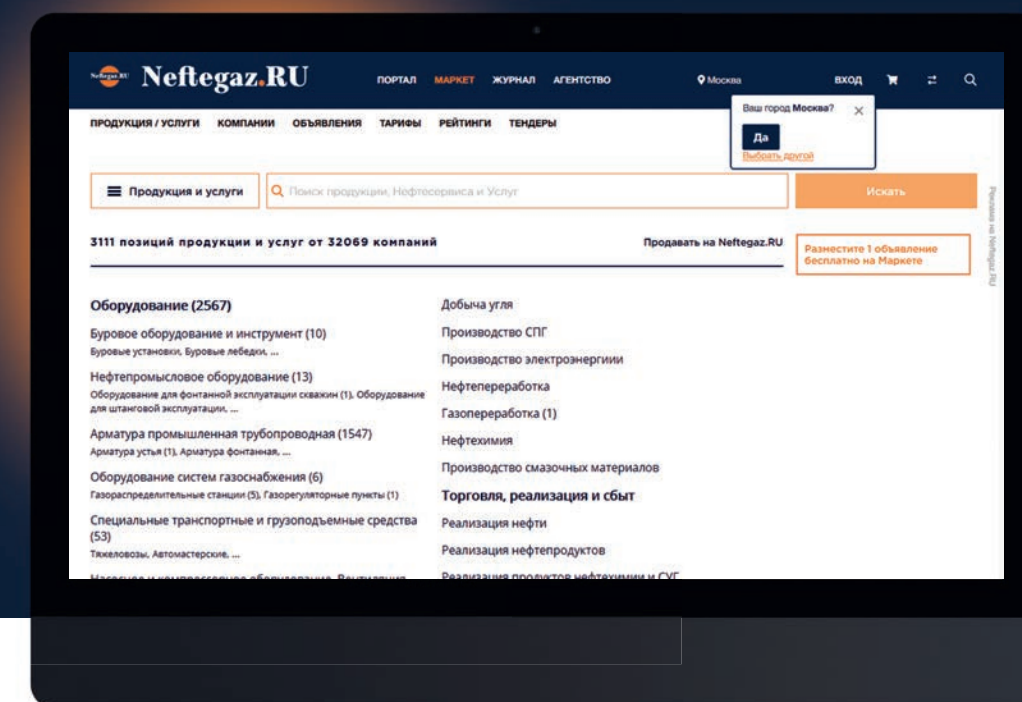
Сколько компаний уже выбрали Маркет?

На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

Какие возможности дает Маркет?

Во-первых — размещение товарных каталогов или услуг с описанием, фото, стоимостью и вашими контактами.

Во-вторых — присутствие вашей компании в информационном медиаполе. В пакетах Optimum и Extra доступны публикации новостей и статей.



Отсканируйте QR-код и попробуйте возможности Маркета в течение месяца бесплатно!



КАТАЛИТИЧЕСКАЯ КОНВЕРСИЯ ОКСИДА УГЛЕРОДА первой и второй ступени

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ КОНВЕРСИЯ ОКСИДА УГЛЕРОДА ПЕРВОЙ И ВТОРОЙ СТУПЕНИ ИГРАЕТ ВАЖНЕЙШУЮ РОЛЬ В РАЗЛИЧНЫХ ГАЗОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ. ПРИ ЕЕ НАДЛЕЖАЩЕМ ИСПОЛНЕНИИ УДАЕТСЯ СУЩЕСТВЕННО ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ НА СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТАНОВКАХ. В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СТЕПЕНИ ЭТО ОПРЕДЕЛЯЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КРУПНОТОННАЖНЫХ АГРЕГАТОВ АММИАКА, А ТАКЖЕ ПЛАНИРУЕМЫЙ ПЕРЕВОД РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОРОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ. КОНВЕРСИЯ ОКСИДА УГЛЕРОДА ОБЕИХ СТУПЕНЕЙ ФУНКЦИОНАЛЬНО СВЯЗАНА СО СТРУКТУРОЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СВОЙСТВАМИ ВХОДЯЩИХ В ИХ СОСТАВ ПРОМОТОРОВ. В ПРЕДСТАВЛЕННОЙ СТАТЬЕ ДАН ГЛУБОКИЙ АНАЛИЗ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ И ПРИКЛАДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ДАННОЙ ПРОБЛЕМЕ

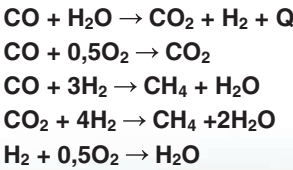
FIRST-DEGREE AND SECOND-DEGREE CATALYTIC CONVERSION OF CARBONIC OXIDE IS CRUCIAL FOR VARIOUS GAS CHEMICAL PROCESSES. ITS PROPER EXECUTION MAKES IT POSSIBLE TO SIGNIFICANTLY IMPROVE THE QUALITY OF HYDROGEN-CONTAINING GAS MIXTURES AT THE EXISTING INDUSTRIAL FACILITIES. THIS LARGELY DETERMINES THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF LARGE-SCALE AMMONIA PLANTS AS WELL AS THE PLANNED CONVERSION OF VARIOUS INDUSTRIES AND VEHICLES TO HYDROGEN TECHNOLOGIES. CARBON OXIDE CONVERSION OF BOTH DEGREES IS FUNCTIONALLY CONNECTED WITH THE STRUCTURE OF THE APPLIED CATALYTIC SYSTEMS AND THE FEATURES OF THEIR CONSTITUENT PROMOTERS. THE ARTICLES DEALS WITH THE PROFOUND ANALYSIS OF FUNDAMENTAL AND APPLIED RESEARCHES WITH REGARD TO THIS PROBLEM

Ключевые слова: оксид углерода, конверсия, катализ, кинетика процессов, активность катализаторов.

**Афанасьев
Сергей Васильевич**
начальник БриЗОИС
ПАО «Тольяттиазот»,
доцент по специальности «Экология»,
академик РАЕН,
к.х.н., д.т.н.

**Гартман
Владимир Леонидович**
ведущий научный сотрудник
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»,
к.т.н.

Конвертированный газ после вторичного риформинга содержит большое количество моно- и диоксида углерода. Компоненты газовой смеси участвуют в ряде каталитических реакций:



Для стадий среднетемпературной конверсии (СТК) и низкотемпературной конверсии (НТК) основной является первая реакция, так как она позволяет получить значительное количество дополнительного водорода на промышленных установках.

Данная реакция является обратимой, и поэтому состав конкретной смеси определяется константой равновесия K_p из соотношения

$$K_p = \frac{P_{\text{CO}_2} P_{\text{H}_2}}{P_{\text{CO}} P_{\text{H}_2\text{O}}}, \quad (1)$$

УДК 544.4

где P_{CO_2} , P_{H_2} , P_{CO} , $P_{\text{H}_2\text{O}}$ — парциальные давления компонентов, Па.

Из этого соотношения, в частности, следует, что равновесие данной реакции не зависит от давления.

Зависимость константы равновесия от температуры определяется выражением [1]

$$\lg K_p = -2,4198 + \frac{2180,6}{T}. \quad (2)$$

Из этого уравнения следует, что реакцию желателно проводить при возможно более низкой температуре. В реальных производственных условиях ее осуществляют в две ступени — в аппаратах среднетемпературной и низкотемпературной конверсий.

Зависимость теплового эффекта ΔH реакции конверсии СО от температуры при постоянном давлении описывается выражением [2]:

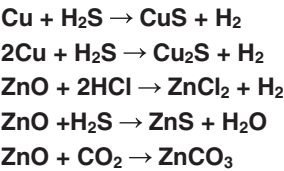
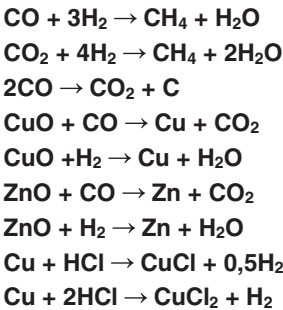
$$\Delta H = 9420 + 3,16T - 8,314 \cdot 10^{-3}T^2 + 5,17 \cdot 10^{-6}T^3 - 1,131 \cdot 10^{-9}T^4, \quad (3)$$

где T — абсолютная температура.

Степень конверсии монооксида углерода может быть повышена за счет увеличения содержания водяного пара в реакционной смеси или путем удаления диоксида углерода из конвертора.

Катализаторы для подобных окислительно-восстановительных реакций наряду с высокой активностью должны обладать селективными свойствами. Этим требованиям вполне соответствуют как катализаторы низкотемпературной конверсии НТК-4, НТК-8, К-СО, НИАП-06-06 на основе цинка и меди, так и катализаторы среднетемпературной конверсии СТК-1-5, СТК-2-5, СТК-1М, НИАП-05-01 на основе Fe_3O_4 и Cr_2O_3 .

В аппарате НТК на поверхности частиц катализатора могут протекать следующие химические реакции:



Конверсия СО I ступени (СТК)

Поступающий в реактор среднетемпературной конверсии газ имеет следующий состав, об. %:

водород	57 ÷ 58
азот	22 ÷ 23
оксид углерода	11,5 ÷ 12,5
кислород	7 ÷ 8
аргон	≈ 0,25
метан	≈ 0,35

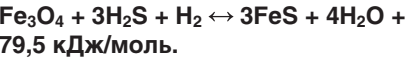
Соотношение водяной пар : газ составляет около (0,65 ÷ 0,75) : 1 и поддерживается за счет пара, поступающего в первичный и вторичный риформинг [3]. В аппарат среднетемпературной конверсии загружается 70 ÷ 90 м³ катализатора, содержащего оксиды хрома и железа. Максимальная рабочая температура не должна превышать 430 °С в любой части аппарата. Восстановление катализатора начинают при температуре 240 °С путем подачи в аппарат реакционной газовой смеси с объемной скоростью 150 ÷ 200 ч⁻¹. Процесс заканчивается по достижении в слое катализатора температуры 300 ÷ 305 °С.

Анализ результатов исследований свидетельствует о том, что активной фазой железохромового катализатора является Fe_3O_4 , образующийся в процессе восстановления. В присутствии оксида хрома формируется твердый раствор $\text{Fe}_3\text{O}_4 \cdot \text{Cr}_2\text{O}_3$ с замещением части ионов железа в кристаллической решетке Fe_3O_4 ионами Cr^{3+} . По мнению авторов [4], оксид хрома выступает в качестве стабилизатора активного компонента.

Во многих промышленных катализаторах среднетемпературной конверсии СО содержится сера. Она может попадать вместе с потоком газа на выходе СТК на катализатор низкотемпературной конверсии СО и отравлять его. По этой причине серу удаляют повышением температуры до 371 °С при

соотношении пар : газ около 3 перед подачей газовой смеси в аппарат НТК.

Органические сернистые соединения в присутствии железохромового катализатора реагируют с водяным паром, образуя сероводород. Степень конверсии зависит от их содержания, и в случае превышения им 1 % происходит постепенное отравление катализатора за счет реакции

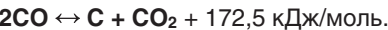


Значения константы равновесия этой реакции при различных температурах приведены ниже:

°С	K_p
300	$2,66 \cdot 10^{-11}$
400	$1,78 \cdot 10^{-10}$
500	$7,94 \cdot 10^{-10}$
600	$2,9 \cdot 10^{-9}$

Новые отечественные и зарубежные катализаторы не требуют проведения их обессеривания и по указанной причине весьма удобны в эксплуатации. Надо иметь в виду, что в отсутствие водяного пара в конвертируемом газе или при его недостатке может происходить восстановление оксида железа до металлического состояния. Тем самым инициируется реакция метанирования, то есть превращение оксида углерода в метан.

При низком содержании водяного пара на поверхности железохромового катализатора возможно протекание нежелательной реакции Будуара:



Образующийся углерод пассивирует поверхность катализатора, снижая тем самым его активность [5]. Для предотвращения этого объемная концентрация водяного пара должна поддерживаться не ниже 15 об. %.

Благодаря экзотермичности процесса температура в конверторе повышается на 8 ÷ 10 °С на каждый процент конверсии оксида углерода.

С целью повышения эффективности процесса современные катализаторы СТК

ТАБЛИЦА 1. Основные показатели, характеризующие работу железохромовых катализаторов в «старых» и «новых» схемах

Схемы	Старые	Новые
Температура, °С - минимально возможная на входе в слой катализатора - максимально допустимая в слое катализатора	300 430	320 430
Объемная скорость, ч ⁻¹	300÷1000	2500÷3000
Соотношение пар : газ	0,4÷1,5	0,5÷0,7
Степень превращения СО (от равновесия), %	до 95	90÷98
Срок службы катализатора, лет	6÷8	6÷8

СО работают при более низкой температуре, в основном за счет добавок промоторов, особенно KMnO₄. Надо иметь в виду, что активным компонентом этого типа катализаторов является магнетит, и перевосстановление Fe₃O₄ до Fe вызывает потерю его каталитической активности. С такими катализаторами процесс в промышленности проводят при температуре после конвертора СО I ступени не более 430 °С, объемной доле СО ниже 4 %, объемном соотношении пар : газ (0,56÷0,66) : 1. Железохромовые катализаторы используются как в «старых» схемах производства аммиака на базе парокислородной или высокотемпературной конверсии метана, так и в современных крупных агрегатах, работающих по энерготехнологическому принципу.

В «старых» схемах процесс проводится в одну стадию только на железохромовом катализаторе типа СТК-1 при атмосферном давлении или при 2÷3 МПа в присутствии таблетированного СТК-2. В крупных аммиачных агрегатах рекомендуется использовать железохромовые катализаторы марок СТК-1-5, СТК-2-5, СТК-1М, НИАП-05-01. Основные показатели, характеризующие работу железохромовых катализаторов в «старых» и «новых» схемах приведены в таблице 1. Катализатор НИАП-05-01 производства ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» обеспечивает превращение СО, близкое к равновесному, при температурах 320÷450 °С.

Каталитическая система термостабильна и успешно противостоит высоким рабочим температурам с перегревами до 550 °С без снижения активности. Ангарским заводом катализаторов и органического синтеза поставлен на производство катализатор СТК-05 (марки СТК-05-1 и СТК-05-3) для среднетемпературной паровой конверсии СО в процессах производства аммиака, водорода, а также для очистки газовых выбросов от оксида углерода и органических примесей [6]. Основные показатели этих марок согласно ТУ 2171-017-46693103-2005 приведены в таблице 2.

Конверсия СО II ступени (НТК)

В сочетании со среднетемпературной конверсией (СТК) монооксида углерода в отечественной и мировой практике широко используется его низкотемпературное превращение в диоксид углерода. В этом случае в реактор загружается 70,1 м³ низкотемпературного катализатора, и аппарат рассчитан на работу при входной температуре не выше 240 °С. Лидером по производству этого вида каталитических систем в России является ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР», г. Новомосковск.

ТАБЛИЦА 2. Характеристика катализаторов СТК-05 двух марок

Наименование показателя	Значение показателя для марок			
	СТК-05-1		СТК-05-3	
	Т	Ф	Т	Ф
1. Внешний вид	Таблетки цилиндрической формы (Т) или экструдаты (Ф) от темно-коричневого до черного цвета			
2. Размеры, мм, в пределах: - диаметр - высота	5,0±0,5 5,0±0,5	5,0±0,5	5,0±0,5 5,0±0,5	5,0±0,5
3. Насыпная плотность, кг/дм ³ , не более	1,6	1,4	1,6	1,4
4. Механическая прочность: разрушающее усилие при раздавливании по образующей, МПа, не менее	3,0	2,5	3,0	2,5
5. Массовая доля компонентов, %: - железа в пересчете на Fe₂O₃, не менее - хрома в пересчете на Cr₂O₃, не менее - меди в пересчете на CuO, в пределах	80 7,0 —	80 7,0 —	80 7,5 2,5±0,5	80 7,5 2,5±0,5
6. Массовая доля серы, %, не более	0,04	0,04	0,04	0,04
7. Активность по константе скорости реакции при температуре 350 °С, см ³ /г·сек, не менее	1,2	1,3	1,6	1,8

ТАБЛИЦА 3. Номенклатура катализаторов низкотемпературной конверсии оксида углерода ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

Марка, ТУ	Состав	Форма
НИАП-06-06 (НТК-АКН) ТУ 20.59.56-105-83940154-2017	CaO, ZnO, Al ₂ O ₃	Таблетки
НИАП-06-07 (К-СО) ТУ 20.59.56-009-83940154-2020	CuO, ZnO, MnO, CaO, Al ₂ O ₃	Таблетки, экструдаты
НИАП-06-08 (НТК-4) ТУ 20.59.56-033-83940154-2021	CuO, Cr ₂ O ₃ , ZnO, Al ₂ O ₃	Таблетки

Их марки и характеристики приведены в таблице 3. Массовое содержание оксида меди в цинкмедном катализаторе варьирует в пределах от 25 до 50 %. В промышленных каталитических системах медь находится в виде оксида или соединений шпинельного типа. При восстановлении катализатора конвертированным газом I ступени образуется значительное количество металлической меди. Фундаментальные исследования показали, что именно нольвалентная медь обладает каталитической активностью. Для стабилизации ее высокодисперсного состояния и предотвращения рекристаллизации в процессе эксплуатации в состав катализатора вводят стабилизирующие добавки – оксиды цинка, алюминия, магния и др. [7, 8]. Хорошими стабилизаторами являются также соединения шпинельного типа. При выборе добавок к катализатору следует предусмотреть также, чтобы они связывали вредные примеси в конвертированном газе, защищая тем самым активный компонент от отравления. Такую роль для катализаторов низкотемпературной конверсии СО (НТК) играет ZnO, который поглощает соединения серы и хлора. Небольшие количества оксида хрома, помимо стабилизирующего действия, повышают прочность катализатора. Много лет используются в промышленности НТК-4 и его модификация НТК-4К. По своим свойствам они близки. Физико-химические характеристики катализаторов НТК-4 и НТК-4К приведены в таблице 4. В ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» был разработан еще один аналог НТК-4 – катализатор НТК-8. Он отличается высокой термостабильностью, что позволило бы 4–5 лет без перезагрузки

получать остаточное содержание СО 0,1÷0,2 об. % (вместо 0,4 об. % при использовании аналогов) и экономить при этом 20÷30 м³ природного газа на производстве тонны аммиака. Повышенная активность НТК-8 по сравнению с НТК-4 обусловлена оптимизацией его состава

(CuO – 38,0 ± 3,0 мас. %, Cr₂O₃ – 1,5 ± 0,5 мас. %, ZnO – 27,0 ± 2,0 мас. %, Al₂O₃ – 33 ± 3,0 мас. %) и способом приготовления. При этом особенности технологии его приготовления не позволили наладить массовое производство с необходимой производительностью.

ТАБЛИЦА 4. Характеристики катализаторов НТК-4, НТК-4К

Состав	НТК-4	НТК-4К
Внешний вид	таблетки цилиндрической формы черного цвета	с внутренней конической поверхностью
Размеры, мм: диаметр 		

$$r = k_c \frac{p_{CO} p_{H_2O} - K_p^{-1} p_{H_2} p_{CO_2}}{A p_{H_2O} + p_{CO_2}},$$

$$r = k_c \frac{p_{CO} p_{H_2O} - K_p^{-1} p_{H_2} p_{CO_2}}{A p_{H_2O} + p_{CO_2}},$$

P_{CO_2} , P_{H_2} , P_{CO} , P_{H_2O} – парциальные давления компонентов, атм.

$$\lg k_c = \frac{34000}{4,57T} + 10,2;$$

$$\lg k_c = \frac{34000}{4.57T} + 10,2;$$

$$\lg A = -\frac{8800}{4.57T} + 2,32.$$

$$\lg k_c = \frac{8250}{4,57T} + 4,75;$$

$$\lg k_c = \frac{8250}{4,57T} + 4,75;$$

$$\lg A = -\frac{4695}{4,57T} + 1,93.$$

$$r = k_c p_{CO}.$$

Связь между степенью конверсии оксида углерода и перепадом температуры в слое может быть описана линейной зависимостью

$$\Delta t = \frac{qa_0x}{c_{cp}(1+n)},$$

$$\Delta t = \frac{qa_0x}{c_{cp}(1+n)},$$

100

Состав	Изоморфная Cu и Zr с до
--------	----------------------------

Состав	Изоморфная смесь карбонатов Cu и Zn с добавками соединений Mn, алюминатов кальция
Внешний вид	Гранулы цилиндрической формы серого или серо- зеленого цвета
Размеры, мм: диаметр высота	5,0 ± 0,2 4,0 ± 0,15
Насыпная плотность, кг/дм³	1,2 ± 0,2
Механическая прочность – индекс прочности на раскалывание, кг/мм диаметра гранулы, не менее: средняя минимальная	1,0 0,7
Массовая доля потерь при прокаливании при 900 °C, включая влагу, % не более	33,0
Массовая доля меди в пересчете на CuO, %	41,0 ± 5,0
Массовая доля цинка в пересчете на ZnO, %	28,0 ± 5,0
Массовая доля марганца в пересчете на MnO, %	1,5
Активность катализатора по константе скорости при температуре: 225 °C 200 °C 180 °C	9,5 7,0 4,0
Массовая доля пыли и крошки, % не более	6,0

Условия эксплуатации	
Температура, °С	190 ÷ 360
Давление, МПа	до 3,0
Объемная скорость, ч ⁻¹	2000 ÷ 5000
Соотношение пар : газ	0,4 ÷ 0,8
Объемная концентрация СО, %: на входе в реактор на выходе из реактора	до 4,0 0,1 ÷ 0,3
Гарантийный срок службы, лет	5

Перепад температур, вычисляемый по вышеприведенному уравнению, называют адиабатическим разогревом.

После конвертера СТК тепло
конвертированного газа
используется:

- Согласно [9], высокую удельную каталитическую активность при низкой температуре ($200 \div 250^\circ\text{C}$) в реакции конверсии оксида углерода проявляют смешанные хромиты меди, в которых в результате восстановления Cu(II) переходит в Cu(I) , оставаясь в решетке шпинели и высокая активность катализатора



Условия приготовления	$S_{уд.}$	Общая пористость	Радиус
-----------------------	-----------	------------------	--------

Условия приготовления	S _{уд.} , м ² /г	Общая пористость, %	Радиус пор, Å	Механическая прочность, МПа	Остаточное содержание СО на выходе, %		Степень превращения СО, %	
					200 °С	240 °С	200 °С	240 °С
Промышленный НТК-4	45	33,0	61	17,0	200 °С	240 °С	200 °С	240 °С
					1,0	0,4	94,4	97,8
Обработка в гомогенизаторе без ПАВ	55	37,0	48	20,0	0,4	0,3	97,8	98,3
То же, но с добавкой ПАВ	65	45,0	55	30,0	0,3	0,2	98,3	98,9
Коллоидная мельница с ПАВ	65	39,0	44	24,0	0,2	0,1	98,9	99,4

Имеется многолетний опыт применения в агрегатах аммиака катализатора K-CO.

Практика эксплуатации агрегатов аммиака свидетельствует о том, что активность используемых катализаторов конверсии оксида углерода (II) в значительной степени зависит от технологии их изготовления [13, 14].

Разработанная бессточная технология, освоенная в катализаторном производстве ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР», позволяет получать медьцинкалюминиевый катализатор НИАП-06-06 (НТК-АКН) для процесса НТК, не уступающий лучшим зарубежным аналогам, приготовленным из азотнокислых растворов с образованием большого

Статья написана на основе монографии
«Каталитические процессы в
газохимии», изданной под редакцией
автора – доктора технических наук
Афанасьева С.В. [Самара. СНЦ РАН.
2021. – 244 с.].

Литература

1. Callaghan C. *Kinetics and catalysis of the water-gas-shift reaction: A Microkinetic and Graph Theoretic Approach (PhD)*. – Worcester Polytechnic Institute. – 2006. – 401 с.
2. Андреев Ф.А., Каргин С.И., Козлов Л.И., Приставко В.Ф. *Технология связанного азота. Изд. 2-е, пер.* – М.: Химия. 1974. – 463 с.

1. Callaghan C. Kinetics and catalysis of the water-gas-shift reaction: A Microkinetic and Graph Theoretic Approach (PhD). – Worcester Polytechnic Institute 2006. – 401 с.
2. Андреев Ф.А., Каргин С.И., Козлов Л.И., Приставко В.Ф. Технология связанного азота. Изд. 2-е, пер. М.: Химия. 1974. – 463 с.
3. Демиденко И.М., Янковский Н.А., Степанов В.А., Мельников Б.И., Никитина Э.Ф., Кравченко Б.В. Аммиак. Вопросы технологии / Под общей ред. Н.А. Янковского. – Донецк: ГИК «Новая печать». 2001. – 497 с.

4. Семёнов В.П., Киселёв Г.Ф., Орлов А.А. и др. Производство аммиака // Под редакцией В.П. Семёнова – М.: Химия. 1985. – 368 с.
5. Справочник азотчика. Изд. 2-е, перераб. // Под общей редакцией Е.Я. Мельникова. – М.: Химия. 1986. – 512 с.
6. Электронный ресурс: <http://www.kataliz.ru/product.files/konver.htm>. Дата обращения 21.04.2021 г.
7. Ильин А.А., Бабайкин Д.В., Смирнов Н.Н., Ильин А.П. Проблемы низкотемпературной конверсии монооксида углерода водяным паром в водород в производстве аммиака // Известия ВУЗов. Химия и химическая технология. 2013. Т. 56. № 12. С. 3–14.
8. Сосна М.Х., Касым О.Н. Основные тенденции в развитии технологии производства аммиака // НефтеГазХимия. – 2017. – № 4. – С. 17–21.
9. Юрьева Т.М., Боресков Г.К., Грувер В.Ш. // Кинетика и катализ. – 1969. – Т. 10. – № 2. – С. 294–300.
10. Юрьева Т.М., Боресков Г.К., Поповский В.В., Чигрина В.А., Егорова Л.С. Исследование каталитических свойств хромитов: 2. Каталитическая активность хромитов магнезия, марганца, железа, кобальта, никеля, цинка и меди в отношении реакции конверсии окиси углерода с водяным паром // Кинетика и катализ. – 1971. – т. 12. – № 1. – С. 140–146.
11. Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л., Обысов А.В., Дульнев А.В. Промышленный катализ в газах. Монография // Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара: Изд-во Сам. научн. центра РАН. 2018. – 160 с.
12. Цалко Е.В., Михеев А.А. Каталитические процессы в производстве аммиака. Стадия конверсии оксида углерода (II) // Вестник Кузбасского государственного. техн. ун-та. – 2010. – № 5. – С. 126–128.
13. Научные основы приготовления катализаторов. Творческое наследие и дальнейшее развитие работ профессора И.П. Кириллова. Монография // Под ред. А.П. Ильина. – Иваново: ГОУ ВПО Иван. госуд. химико-технол. ун-т. 2008. – 156 с.
14. Голосан Е.З., Дульнев А.В., Ефремов В.Н. и др. Инновационные катализаторы для химической, нефтехимической, металлургической и других отраслей промышленности // Катализ в промышленности. – 2017. – т. 17. – С. 487–509.
15. Дзисько В.А. Основы методов приготовления катализаторов. Новосибирск: «Наука». 1983. – 263 с.
16. Комова З.В., Зрелова И.П., ВейнбENDER А.Я., Шкитина В.И., Крейндель А.И., Шаркина В.И., Боевская Е.А. Бессточная технология медьсодержащих катализаторов // Катализ в промышленности. – 2007. – № 5. – С. 43–51.

KEYWORDS: *carbon monoxide, conversion, catalysis, kinetics of processes, activity of catalysts.*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА СЛАНЦЕВОГО СЫРЬЯ

I. СМОЛА СЛАНЦЕПЕРЕРАБОТКИ

Козлов Андрей Михайлович

доцент кафедры газохимии,
к.т.н.

Карпов Алексей Борисович

старший преподаватель кафедры газохимии

Саркисян Адель Эдуардовна

бакалавр кафедры газохимии

Путенихин Игорь Олегович

магистрант кафедры газохимии

Скородумова Екатерина Алексеевна

аспирант кафедры оборудования нефтепереработки

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

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПЕРЕРАБОТКА ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ – СЛАНЦЕВОЙ СМОЛЫ. ПРИВЕДЕНЫ ДАННЫЕ О ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАПАСАХ СЛАНЦЕВОЙ СМОЛЫ И СПОСОБАХ ЕЕ ПОЛУЧЕНИЯ

THE ARTICLE DEALS WITH THE PROCESSING OF OIL SHALE FOR THE PURPOSE OF OBTAINING LIQUID PRODUCTS – SHALE TAR. INFORMATION ABOUT POTENTIAL RESERVES OF SHALE TAR AND METHODS OF ITS PRODUCTION ARE PROVIDED

Ключевые слова: *горючие сланцы, смола сланцепереработки, газификация.*

Первое место в мире в топливно-энергетическом балансе занимают нефть и природный газ. Однако из-за истощенности сырьевых запасов особое внимание уделяется альтернативным источникам углеводородов, в частности горючим сланцам. Эти твердые ископаемые следует рассматривать как один из самых прогрессивных источников для производства жидкого и газообразного топлива, которое можно использовать вместе с нефтепродуктами и природным газом, а в будущем будет полностью заменять их. Горючие сланцы – ценный источник углеводородного сырья для России. Несомненным их преимуществом является то, что значительная доля сланцевых запасов содержится в легкодоступных местах с развитым транспортом, если учесть данные условия, то это значительно облегчает поиск, разведку и разработку, но задерживающим фактором является экономическая неэффективность проведения работ, а также необходимость соблюдения экологической безопасности при разработке. На нынешнем этапе наша страна имеет большой опыт работы с горючими сланцами и этот опыт включает в себя исследования в области геологии и технологий сланцепереработки. Несмотря на наличие большого научного задела, наличие в России нефти и газа значительно ухудшило положение сланцеперерабатывающей промышленности, но не могло повлиять на промышленный интерес к переработке сланцев. Тем не менее на данный момент переработкой горючих сланцев занимаются лишь в нескольких странах, где сосредоточены крупнейшие месторождения.

Несмотря на широкое распространение сланцевых месторождений, объемы добычи и использования сланцев невелики. Одной из причин такого малого использования сланцевого сырья является значительная зольность добываемых полезных ископаемых, а значит, и значительное содержание пустой породы в них, что существенно снижает теплоту сгорания и делает экономически нецелесообразной транспортировку сланцев на большие расстояния. Тем не менее перспективным способом переработки горючих сланцев является термическая обработка на местах добычи с получением жидкого продукта – сланцевой смолы и газа коксования. Учитывая увеличение спроса на жидкие нефтепродукты и одновременное истощение нефтяных запасов, значительные запасы горючих сланцев, достигающие 450 трлн т, могут рассматриваться как практически неисчерпаемый в ближайшее время источник сырья. Именно поэтому рассматривается важный вопрос о переработке горючих сланцев с получением ценных химических компонентов, а также жидких топлив, например, запасы сланцевой смолы одного из самых больших сланцевых бассейнов Грин Ривер составляют

ФАКТЫ

450

трлн т

достигают запасы горючих сланцев, что дает основание рассматривать их как практически неисчерпаемый в ближайшее время источник сырья

около 300 млрд м³, чего достаточно для обеспечения США жидким топливом на 300 лет. Месторождения горючих сланцев также разведаны в России, Эстонии, Узбекистане, Украине и в Казахстане. Всего насчитывается около 560 месторождений горючих сланцев в мире, в России тем временем находится около 180 месторождений этого альтернативного источника энергии, в том числе 100 находятся в европейской части нашей страны. В России известны Прибалтийский бассейн, Волжский бассейн, Печоро-Тиманский и Вычегодский бассейны. Ранее на Ленинградском месторождении добывали до 2–2,5 млн т горючих сланцев, причем около 2 млн т отправлялось в Эстонию, а оставшиеся ресурсы перерабатывались на месте. Что касается запасов сланцевой смолы, то Россия стоит на третьем месте после США и Бразилии. В таблице 1 показаны потенциальные запасы сланцевой смолы для трех стран: США, Бразилии и России.

Следует отметить, что страны, не располагающие запасами нефти и газа, но имеющие большие запасы твердых топлив, в т.ч. сланцев, могут использовать способы переработки местного твердого топлива для получения жидких продуктов. Однако горючие сланцы имеют не только преимущества перед традиционными источниками энергии, но и недостатки. Например, данный вид топлива характеризуется высоким содержанием минеральных пород (зольностью), а также повышенным содержанием серы, иногда азота и кислорода, в результате чего смола

ТАБЛИЦА 1. Запасы сланцевой смолы в различных странах

Страна	Запасы сланцевой смолы, млрд т
Бразилия	24 600
США	1200
Россия	170

горючих сланцев может также содержать значительные доли сернистых и азотистых веществ. Это отражается на технологиях переработки – они усложняются и оптимизируются под конкретное сланцевое месторождение.

Следует не забывать, что горючие сланцы являются твердыми ископаемыми, которые выделяют значительное тепло при сгорании, имеют в своем составе минеральную и органическую часть, содержащиеся в различных количествах, в зависимости от происхождения горючего сланца. Термическое разложение данного вида ископаемого дает два продукта – жидкую часть, или сланцевую смолу, и горючий газ. Горючие сланцы можно классифицировать по выходу сланцевой смолы на три группы. Высокосмоляные сланцы характеризуются самым большим выходом смолы, он достигает значений выше 40 % (при переработке 5–6 тонн таких горючих сланцев получают 1 тонну смолы), в сланцах, относящихся к данной группе, содержание органического вещества достигает 45 %. Среднесмоляные сланцы характеризуются выходом сланцевой смолы 15–20 % на горючий сланец, а низкосмоляные – выходом смолы горючих сланцев до 10 %. К сожалению, в основном запасы горючих сланцев в мире представлены низкосмоляными сланцами.

При рассмотрении переработки горючих сланцев следует разделять следующие направления:

- добыча с последующим сжиганием в качестве котельного топлива;
- добыча с дальнейшей переработкой для получения цемента, а также энергии;
- добыча для переработки в ценное химическое и энергетическое сырье.

Независимо от того, какой метод из вышеперечисленных используется на различных предприятиях, продукты переработки горючих сланцев всегда постоянны и ими являются сланцевая смола, высококалорийный газ, вода и твердый продукт. Первый вариант переработки активно применялся в Эстонии, где большая часть добытых горючих сланцев использовалась в качестве котельного топлива на тепловых электростанциях, однако такое применение горючих сланцев уже ограничивается в связи с жесткими экологическими требованиями. По второму пути переработки можно идти в том случае, когда горючие сланцы содержат в своем составе небольшое количество керогена (органической части), а минеральная составляющая позволяет производить цемент требуемого качества. Третье направление переработки горючих сланцев является наиболее эффективным – в этом случае целевым продуктом переработки будет являться сланцевая смола, которая может быть перевезена и переработана как индивидуально, так и на НПЗ после смешения с нефтью. Также при данном способе переработки будет образовываться зольный остаток, который является достаточно дешевым сырьем для производства стройматериалов. Таким образом, использование горючих сланцев может быть различным и делится на два направления:

- топливно-энергетическое (в качестве топлива для получения тепловой и электрической энергии);
- технологическое (целевыми продуктами являются газ и сланцевая смола, на основе которой можно получать жидкие топлива и ценные химические продукты).

ФАКТЫ

300

млрд м³

составляют запасы сланцевой смолы одного из самых больших сланцевых бассейнов Грин Ривер, чего достаточно для обеспечения США жидким топливом на 300 лет

При нагреве горючих сланцев до температуры выше 500 °C без доступа кислорода начинает выделяться сланцевая смола, газ и вода. Для переработки горючих сланцев рентабельно, чтобы выход смолы был не ниже 6 %. В общей сложности на настоящий момент времени имеется еще одна классификация способов переработки горючих сланцев (термические процессы делятся на коксование, полукоксование и газификацию):

- полукоксование (целью является получение смолы горючих сланцев, из которой в дальнейшем получают жидкие топлива, либо химические продукты);
- высокотемпературная переработка (целью является получение сланцевого газа, который включает в себя энергетический газ и синтез-газ, а также жидких сланцесмоляных продуктов;
- прямое сжигание сланцев для получения энергии.

К недостаткам термических процессов относят использование чаще всего периодических печей, что требует значительных капитальных затрат на их постройку и низкую производительность таких аппаратов, тем не менее известна их надежность и долговечность (срок использования таких батарей зачастую не менее 40 лет).

Следует отметить, что сланцевое масло (остаток атмосферной перегонки смолы) может применяться как непосредственно, заменяя сернистые и высокосернистые мазуты, так и смешиваться с нефтяными продуктами для переработки. Дистиллятные фракции смолы находят применение как составные части растворителей и разбавителей при отсутствии требований у продукта по содержанию серы, а газойли – как технологическое топливо, теплоносители или в качестве смесового сырья для гидроочистки. Такое раздельное использование позволяет не только увеличить прибыль перерабатывающим предприятиям, но и рассматривать продукты переработки смолы как частичную альтернативу нефтепереработке, что может быть актуально при значительном повышении стоимости нефти или ее недостатке на мировом рынке.

Таким образом, добычу и использование сланцев нельзя рассматривать как архаичные процессы, доживающие свой век за счет низкой стоимости сырья. Сланцепереработка, учитывая ее преимущества и недостатки, будет твердо стоять на ногах, гибко реагируя на мировую конъюнктуру и ценообразование на энергетические ресурсы. ●

Литература

- Хрусталева Г.К. Горючие сланцы России и зарубежных стран. М.: Геоинформмарк, 1996. – 40 с.
- Кейн Р.Ф., Чичингарян Дж. В., Диннен Г.У. Горючие сланцы: пер. с англ. Л.: Недра, 1980. 262 с.
- Месторождения горючих сланцев мира. М.: Наука, 1988. 263 с.

ФАКТЫ

40 %

достигает выход смолы высокосмоляных сланцев, при переработке 5–6 тонн таких горючих сланцев получают 1 тонну смолы

- Рудин М.Г., Серебрянников Н.Д. Справочник сланцепереработчика. Л.: Химия, 1988. 256 с.
- Липидус А.Л., Шпирт М.Я., Малиновская Ю.А. и др. Горючие сланцы – перспективное сырье для переработки твердых горючих ископаемых // Химия твердого топлива, 2017. № 6. С. 15–21.
- Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М. и др. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев // Нефтепереработка и нефтехимия, 2010. № 8. С. 3–8.
- Липидус А.Л., Бейлина Н.Ю., Худяков Д.С. и др. Переработка горючих сланцев Волжского бассейна // Химия твердого топлива, 2018. № 2. С. 6–13.

KEYWORDS: *oil shale, shale processing resin, gasification.*

II. ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ КАК ИСТОЧНИК ЦЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ НЕ ТОЛЬКО КАК ДЕШЕВОГО И РАСПРОСТРАНЕННОГО ТОПЛИВА, ИМЕЮЩЕГО СВОИ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ, НО И КАК ВОЗМОЖНЫЙ ИСТОЧНИК МЕТАЛЛОВ, НЕКОТОРЫЕ ИЗ КОТОРЫХ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ВЫДЕЛЯТЬ В РОССИИ ИМЕННО ИЗ СЛАНЦЕВОЙ ЗОЛЫ

THE ARTICLE DEALS WITH THE USE OF OIL SHALE NOT ONLY AS A CHEAP AND WIDESPREAD FUEL WITH ITS ADVANTAGES AND DISADVANTAGES, BUT ALSO AS A POSSIBLE SOURCE OF METALS, SOME OF WHICH SHOULD BE ISOLATED FROM THE OIL SHALE ASH IN RUSSIA

Ключевые слова: *oil shale, trace elements, germanium, rhenium, complex use.*

Козлов Андрей Михайлович

доцент кафедры газохимии, к.т.н.

Карпов Алексей Борисович

старший преподаватель кафедры газохимии

Ковалева Дарья Александровна

магистрант кафедры газохимии

Срибная Татьяна Юрьевна

магистрант кафедры газохимии

Кондратенко Андрей Дмитриевич

аспирант кафедры оборудования нефтепереработки

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

Горючие сланцы широко распространены на земном шаре. Мировые ресурсы органического углерода, аккумулированного в горючих сланцах, огромны. Однако, несмотря на значительные запасы, развитие сланцевой промышленности в различных странах характеризовалось периодическими подъемами и спадами. Это было обусловлено рядом причин: высокая зольность горючих сланцев и отсутствие приемлемых технологий их комплексного использования с высокой экономической и экологической эффективностью. Кроме того, темпы развития сланцевой промышленности зависят от условий добычи и переработки сланцев, состояния топливно-энергетического комплекса, цен на нефть, а также мировой политики. Однако использование сланцев не только как энергоносителей, но и как источника получения ценных химических продуктов, а также твердого минерального остатка может стать новой ступенью в развитии нефтехимической промышленности, поэтому их следует рассматривать не только как дешевое и распространенное твердое топливо, но и как сырье для получения моторных топлив, масел и растворителей, а также как потенциально возможный источник редких металлов в России, большая часть которых присутствует в небольших количествах, тогда как уран, никель, молибден, ванадий и рений могут образовывать промышленные концентрации.

Следует отметить, что месторождения горючих сланцев составляют большие запасы, однако континентально распространены крайне неравномерно. Первое место в мире по их запасам у США – 52 %, на втором месте Бразилия – 21 %, на третьем месте Россия – 11 %, потом Китай, Австралия и прочие страны.

Как видно из таблицы 1, мировые запасы горючих сланцев существенно больше запасов нефти и природного газа.

Основным аспектом, влияющим на разработку сланцевого месторождения, является содержание органического вещества в залегаемых горючих сланцах, так, чаще всего для сланцев характерна высокая зольность. Помимо этого, также имеют значение следующие факторы: условия залегания и количество продуктивных пластов, геологическая структура месторождения и степень его изученности.

В данный момент на территории России выделяют три района месторождений, в которых сконцентрированы большие запасы горючих сланцев (таблица 2):

- 1 Месторождения самых больших мощностей и площадей в России расположены в Западной Сибири. Несмотря на глубину мощность пластов, качество сланцев таких месторождений невысокое.
- 2 Сланцы, сконцентрированные в Волго-Уральском сланцевом бассейне, напротив, обладают повышенным качеством и перспективны для разработки.
- 3 Северокавказские сланцы отличаются глубиной залегания, однако характеризуются низким выходом смолы.

Помимо этого, уникальный состав органического вещества сланцев позволяет использовать их не только в качестве энергоносителей, но и как источник ценных химических продуктов.

Следует отметить, что помимо углерода, водорода, азота и кислорода, органическая часть горючих сланцев содержит серу, также могут присутствовать хлор и фосфор. Наличие этих элементов негативно влияет на аппаратуру в процессе переработки сланцев, так как при окислении органических веществ образуются оксиды серы и хлороводород, являющиеся сильными коррозионными агентами. Элементный

ТАБЛИЦА 1. Доказанные мировые энергетические ресурсы

Углеводороды	Мировые ресурсы
Уголь	1035 млрд т
Горючие сланцы	825 млрд т
Нефть	240 млрд т
Природный газ	194 трлн м³

ТАБЛИЦА 2. Данные запасах месторождений России

Бассейн	Мировые ресурсы	
	Геологические	Балансовые
Прибалтийский (Эстония, Ленинградская область)	83,4	7,55
Волжский (Саратовская, Самарская, Ульяновская и Оренбургская области)	29,7	3,26
Вычегодский (Республика Коми, Архангельская и Кировская области)	28,0	–
Тимано-Печорский (Республика Коми, Архангельская область)	6,6	0,55

ФАКТЫ

52%

горючих сланцев
сосредоточены на
территории США

состав органической части сланцев приведен в таблице 3, видно, что сланцы содержат больше серы, чем типовые марки энергетических углей. Следует отметить, что повышенное содержание серы и наличие галогенов требуют специальных мер при строительстве котельных на таком сырье, однако, учитывая исходную незначительную стоимость и низкие транспортные затраты, даже применение специальных котлов и систем очистки дымовых газов чаще всего оправдано.

Как ранее отмечалось, минеральная часть горючих сланцев чаще всего превосходит органическую (кероген). Зольный остаток от сжигания сланцев, в зависимости от их состава равен 45–85 % от исходного вещества. Такое большое содержание золы приводит к тому, что уменьшаются и теплота сгорания сланцев, и выход смолы на сланец. Поэтому зольность сланцев является одним из оценочных критериев при их промышленной добыче и переработке.

Малозольные сланцы представляют наибольший интерес для сланцеперерабатывающей промышленности, однако они также могут быть использованы в качестве энергоносителей на электростанциях.

Особый интерес представляют месторождения горючих сланцев,

в которых обнаружены редкие и рассеянные химические элементы, что позволяет рассматривать это сырье как основу для комплексного их использования. Содержание минеральных компонентов наиболее точно отражается делением на:

- примеси компонентов повышенных концентраций: бериллий, бор, ванадий, висмут, вольфрам, германий, молибден, никель, рений, титан, уран, хром;
- микрокомпоненты: барий, бром, галлий, индий, иод, иттрий, кадмий, кобальт, литий, медь, мышьяк, ниобий, свинец, селен, серебро, скандий, стронций, сурьма, теллур, хлор, цезий, цинк, цирконий.

В горючих сланцах многих месторождений установлено присутствие различных микроэлементов, содержание которых, в первом случае, не является экономически выгодным для их выделения – это стронций, галлий, иттрий, цирконий и др., а, во втором случае, их содержание представляется экономически привлекательным для выделения ввиду значительных промышленных концентраций и стоимости (уран, никель, молибден, ванадий, рений и др.).

Германий представлен во многих сланцах с содержанием от тысячных долей процента до 0,1 %, однако данный элемент чаще встречается в углях. Германий входит в состав комплексных соединений, содержащихся в керогене. Цирконий, напротив, найден только в минеральной части сланцев.

Концентрация урана, обнаруженного в горючих сланцах некоторых месторождений, колеблется от количеств, не представляющих промышленного значения, до значительных величин, обеспечивающих его добычу в крупных масштабах. Уран обнаружен в горючих сланцах формации Фосфория, США (концентрация U3O8 составляет 0,001–0,06 %). В Швеции сырьем для получения урана служат урансодержащие глинистые сланцы Биллинченской возвышенности.

В некоторых разновидностях шунгита Карелии содержится окись титана: в первой разновидности 0,3–0,47, во второй – 0,27–1,63, в третьей – 0,92–2,3 %. Установлено также присутствие в шунгитах никеля (до 0,22 %).

Молибден нередко присутствует в сланцах в заметных количествах. Значительные количества молибдена обнаружены в золе сланцев Воронье-Волосковского, Кашпирского, Савельевского и других месторождений Волжского бассейна, а также в золе менилитовых сланцев. Содержание его в золе сланцев Байсунского месторождения 0,1–1,0 %, что близко к содержанию этого элемента в рудах некоторых собственно молибденовых месторождений. Согласно некоторым исследованиям, накопление молибдена непосредственно связано с серосодержащими продуктами, с действием сероводорода морских и озерных бассейнов.

Ванадий – один из распространенных химических элементов в горючих сланцах. Содержание его обычно не выше 1, в отдельных случаях 1–4 %. В некоторых разновидностях шунгита количество V2O5 достигает 1,5–1,6 %. Содержание ванадия в сланцевых золах месторождений (%): Прибалтийского бассейна (Россия, Эстония) – 0,004, Байсунского (Узбекистан – 0,50, Кашпирского (Россия) – 0,015. Как молибден, так и ванадий содержатся исключительно в керогене

ФАКТЫ

45-85%

от исходного
вещества составляет
зольный остаток от
сжигания сланцев

15-20%

органического
вещества и 4–6 %
смолы можно
получить при
переработке даже
бедных ОВ сланцев

сланцев, в минеральной части присутствие их не установлено. Чем больше доля керогена в концентрате, тем больше содержание молибдена.

Бериллий был обнаружен только в составе горючих сланцев Брезникского месторождения Болгарии с концентрацией 7–9,8 г/т.

Имеются сведения о распространении рения в горючих и углеродистых сланцах различного возраста Средней Азии. В нижнеэоценовых туранских сланцах содержание рения 0,2–21,4 г/т, аналогично молибдену установлена связь рения с сульфидной серой.

Радиоактивность горючих сланцев некоторых месторождений обусловлена присутствием в них урана или других минералов.

Таким образом, горючие сланцы могут служить не только энергетическим источником, но и потенциальной ресурсной базой для промышленного извлечения как редких и рассеянных, так и промышленно ценных сопутствующих компонентов. Наличие в них, например, урана, молибдена, германия или других элементов, в промышленно значимых количествах может оказать существенное влияние на экономику себестоимости добычи и переработки. В таких случаях разработка и переработка даже бедных ОВ сланцев (15–20 % органического вещества, выход смолы 4–6 %) может оказаться рентабельной. ●

Литература

1. Зеленин Н.И., Озеров И.М. Справочник по горючим сланцам. Л.: Недра, Ленинградское отделение. 1983. 248 с.

2. Стрижакова Ю.А. Горючие сланцы. Генезис, составы, ресурсы. М.: Недра, 2008. – 192 с.

3. Лапидус А.Л., Шпирт М.Я., Малиновская Ю.А. и др. Горючие сланцы – перспективное сырье для переработки твердых горючих ископаемых // Химия твердого топлива, 2017. № 6. С. 15–21.

4. Рудин М.Г., Серебрянников Н.Д. Справочник сланцепереработчика. Л.: Химия, 1988. 256 с.

5. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М. и др. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев // Нефтепереработка и нефтехимия, 2010. № 8. С. 3–8.

6. Лапидус А.Л., Бейлина Н.Ю., Худяков Д.С., Жагфаров Ф.Г. Исследование пека и кокса, полученных из смолы полукоксования высокосернистых горючих сланцев Волжского бассейна // Химия твердого топлива, 2020. № 1. С. 26–29.

7. Лапидус А.Л., Бейлина Н.Ю., Худяков Д.С. и др. переработка горючих сланцев Волжского бассейна // Химия твердого топлива, 2018. № 2. С. 6–13.

KEYWORDS: oil shale, trace elements, germanium, rhenium, complex use.

ЭКСТРУДИРОВАННЫЙ ПОЛИЭТИЛЕН VS ЭПОКСИДНЫЕ ПОКРЫТИЯ: сравнение изоляции для антикоррозионной защиты труб

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ В РФ ОСНОВНЫМ ВИДОМ АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАВОДСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ НА ОСНОВЕ ЭКСТРУДИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА. ДАННЫЙ ТИП ПОКРЫТИЙ СООТВЕТСТВУЕТ ВСЕМ ОСНОВНЫМ СОВРЕМЕННЫМ ТРЕБОВАНИЯМ И ПОЭТОМУ ЛИДИРУЕТ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ. ОДНАКО В ОПРЕДЕЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ ПОКРЫТИЕ НА ОСНОВЕ ЭКСТРУДИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА ИМЕЕТ РЯД НЕДОСТАТКОВ. В ЭТОЙ СВЯЗИ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЭПОКСИДНЫХ ПОКРЫТИЙ ТРУБ

CURRENTLY, THE MAIN TYPE OF ISOLATION COATING OF PIPELINES IS FACTORY ISOLATION BASED ON EXTRUDED POLYETHYLENE. THIS TYPE OF ISOLATION MEETS ALL BASIC REQUIREMENTS OF NORMATIVE AND TECHNICAL DOCUMENTATION AND THAT IS WHY IT IS A LEADER IN CONSTRUCTION AND REPAIR OF PIPELINE SYSTEMS. HOWEVER, IN CERTAIN CONDITIONS OF LAYING PIPELINES ISOLATION BASED ON EXTRUDED POLYETHYLENE HAS MANY DISADVANTAGES. IN SUCH CASES, THE USE OF EPOXY PIPE COATINGS SHOULD BE CONSIDERED

Ключевые слова: *трубопровод, изоляция, полиэтиленовое покрытие труб, эпоксидное покрытие труб.*

**Мирсаяпова
Рамина Илдаровна**
 студент кафедры сооружения
и ремонта газонефтепроводов
и газонефтехранилищ,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет

**Кантемиров
Игорь Финсурович**
 заведующий кафедрой
сооружения и ремонта
газонефтепроводов
и газонефтехранилищ,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
д.т.н., профессор

**Испытания однослойных
эпоксидных покрытий**
 Для оценки возможности
применения современных
однослойных эпоксидных покрытий
нами совместно с лабораторией
ООО «ТЗИТ» были проведены
испытания на основные свойства
наружного антикоррозионного
эпоксидного покрытия порошкового
нанесения, произведенного
ООО «ТЗИТ» по проекту

ТУ 24.20.13-030-09426835-2019
«Трубы и соединительные
детали стальные с наружным
антикоррозионным эпоксидным
покрытием» [1].
 Материал, наносимый на трубы
указан в таблице 1.
 Покрытие наносилось на трубы
диаметром 820×12,0 мм после
дробеметной очистки наружной
поверхности.
 Образцы:
 • стальные пластины с покрытием
150×70 мм – 15 шт.;
 • стальные пластины с покрытием
100×100 мм – 33 шт.;
 • стальные пластины с покрытием
30×30 мм – 5 шт.;
 • свободная пленка покрытия
формата А4 – 2 шт.
 Испытания проводились
в соответствии с требованиями
[2, 3, 4, 5].
 Испытательное оборудование:
 • штангенциркуль цифровой
ШЦЦ-1-200-0,01;
 • машина испытательная Tinius
Olsen H10KT;

УДК 622.692.4.07

ТАБЛИЦА 1. Материал, наносимый на трубы

Материал	Марка материала	Производитель
Эпоксидный материал для нанесения на трубы	PrimaTek InnoPipe 68M	ООО НТК «Приматек»

- шкаф сушильный UNE 400;
 - тестер катодный для проверки качества сцепления покрытий CDT на 4 ячейки;
 - пенетрометр для труб RP-3K 40-600;
 - прибор для измерений электрического тока и сопротивления (Тераомметр) Milli-TO3;
 - копер Fractovis Plus;
 - электроискровой дефектоскоп Elcometer 236/30;
 - толщиномер покрытий электрический цифровой Elcometer 456;
- камера «Daihan LabTech»;
 - низкотемпературный морозильник (камера холода) ScientTemp 80-12B;
 - линейка металлическая 150д.

Результаты проведенных лабораторных испытаний свойств нанесенного покрытия приведены в таблице 2.

По результатам лабораторных испытаний можно сделать следующий вывод: наружное антикоррозионное эпоксидное покрытие марки «PrimaTek Innpore 67», нанесенное на трубы на технологической линии ООО «ТЗИТ», соответствует

требованиям проекта ТУ 24.20.13-030-09426835-2019 «Трубы и соединительные детали стальные с наружным антикоррозионным эпоксидным покрытием» [1].

Испытания двухслойных эпоксидных покрытий
 В настоящее время имеются новые разработки в области эпоксидных покрытий трубопроводов. К таким разработкам в первую очередь относится двухслойная эпоксидная изоляция, которая обладает рядом преимуществ над стандартными эпоксидными покрытиями.
 Первый слой такого покрытия толщиной до 400 мкм является антикоррозионным, второй толщиной до 750 мкм – защитным. Суммарная толщина покрытия лежит в пределах 1000–1200 мкм.
 Нами совместно с лабораторией ООО «ТЗИТ» были проведены испытания на основные свойства

ТАБЛИЦА 2. Результаты проведенных лабораторных испытаний свойств однослойного покрытия

Наименование испытания	Норма требования по проекту ТУ	Результат испытания
1. Внешний вид покрытия	Покрытие должно быть сплошным, однородным без пропусков, пузырей, вздутий, сдиров, сколов, отслоений и трещин, обнаруживаемых при визуальном контроле	Соответствует
2. Толщина покрытия, мм, не менее	0,35	0,35–0,6
3. Диэлектрическая сплошность покрытия, отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ/мм, не менее	5	5
4. Прочность покрытия при ударе, Дж/мм, не менее: • при температуре минус (30 ± 3) °С; • при температуре (20 ± 5) °С; • при температуре (40 ± 3) °С	3 5 3	4,0 5,1 4,1
5. Адгезия к стали при температуре (20 ± 5) °С при испытании методом нормального отрыва, МПа, не менее	7,0	18,6
6. Адгезия покрытия к стали при испытании методом нормального отрыва после 1000 ч выдержки образцов в воде при температуре (80 ± 3) °С, МПа, не менее	5,0	19,4
7. Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 суток в 3%-ном водном растворе NaCl, при температуре (80 ± 3) °С, см², не более	20	7,3
8. Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре (20 ± 5) °С, Ом · м², не менее: • исходное; • после 30 суток испытаний при температуре (80 ± 3) °С	10 ⁸ 10 ⁷	4,29 · 10 ⁸ 1,07 · 10 ⁸
9. На срезе покрытия под углом 45 °С при 5-кратном увеличении не должны наблюдаться поры на границе между металлом и покрытием	Отсутствие пор	Соответствует

ТАБЛИЦА 3. Результаты проведенных лабораторных испытаний свойств двухслойного покрытия

Наименование испытания	Норма требования по проекту ТУ	Результат испытания
1. Внешний вид покрытия	Однородная поверхность без пропусков и видимых дефектов	Соответствует
2. Толщина покрытия, мм, не менее	Не менее 0,35	0,51
3. Диэлектрическая сплошность покрытия, В/ммк	Отсутствие пробоя	5
4. Адгезия покрытия к стали при температуре (20±5) °С при испытании методом нормального отрыва, МПа, не менее	7	9,63
5. Адгезия покрытия к стали при испытании методом нормального отрыва после 1000 ч выдержки образцов в воде, МПа, не менее при температурах: • (20±5) °С; • (50±3) °С	Не менее 5 Не менее 5	17,60 15,06
6. Прочность покрытия при прямом ударе (диаметр бойка 16 мм, масса груза 3 кг), Дж/мм, не менее: • при температуре минус (40±3) °С; • (20±5) °С; • (40±5) °С	10 Отсутствие электрического пробоя при напряжении, не менее 5 кВ/мм	10 Электрический пробой отсутствует при напряжении, не менее 5 кВ/мм
7. Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 суток в 3%-ном водном растворе NaCl, см², при температурах: • (20±5) °С; • (80±3) °С	Не более 5 Не более 15	2,6 3,5
8. Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре (20±5) °С, Ом·м², не менее: • исходное; • после 100 суток выдержки при температуре (20±5) °С; • после 100 суток выдержки при температуре (80±5) °С	Не менее 10⁸ Не менее 10⁷ –	1,14·10¹⁵ 0,89·10⁹ 1,97·10¹²
9. Сопротивление покрытия пенетрации (вдавливанию) при температурах: • (20±5) °С; • (80±3) °С	0,2 –	0,02 0,02

наружного двухслойного эпоксидного покрытия, произведенного ООО «ТЗИТ» по проекту ТУ 1390-016-79580093-2019 «Трубы и соединительные детали стальные диаметром 57–1420 мм с наружным противокоррозионным покрытием на основе термореактивных материалов» [6].

Объект испытаний: наружное двухслойное эпоксидное покрытие на основе эпоксидно-фенольного праймера и эпоксидного порошкового материала.

Образцы:

- стальные пластины с покрытием 150×70 мм – 15 шт.;
- стальные пластины с покрытием 100×100 мм – 33 шт.;
- стальные пластины с покрытием 30×30 мм – 5 шт.;

- свободная пленка покрытия формата А4 – 2 шт.
- Испытания проводились в соответствии с требованиями [2, 3, 4, 5].

Испытательное оборудование:

- штангенциркуль цифровой ШЦЦ-1-200-0,01;
- машина испытательная Tinius Olsen H10KT;
- шкаф сушильный UNE 400;
- тестер катодный для проверки качества сцепления покрытий CDT на 4 ячейки;
- пенетрометр для труб RP-3K 40-600;
- прибор для измерений электрического тока и сопротивления (Тераомметр) Milli-TO3;

- копер Fractovis Plus;
- электроискровой дефектоскоп Elcometer 236/30;
- толщиномер покрытий электрический цифровой Elcometer 456;
- камера «Daihan LabTech»;
- низкотемпературный морозильник (камера холода) ScientTemp 80-12B;
- линейка металлическая 150д.

Результаты проведенных лабораторных испытаний свойств нанесенного покрытия приведены в таблице 3.

По результатам лабораторных испытаний можно сделать следующий вывод: наружное двухслойное эпоксидное покрытие на основе эпоксидно-фенольного праймера

ТАБЛИЦА 4. Результаты испытаний двухслойного эпоксидного покрытия Reslcoat R-726 + R-641 трубопроводов на стойкость к прорезанию при нагрузке на конический резец 50 кг и скорости протаскивания 250 мм/мин

Наименование параметра	Результат
Исходная толщина покрытия, мм	1,0
Глубина прорезания покрытия, мм	0,16–0,18 (ср. 0,17)
Снижение толщины покрытия, в % от исходной	17,0

и эпоксидного порошкового материала, нанесенное на трубы на технологической линии ООО «ТЗИТ», соответствует требованиям проекта ТУ 1390-016-79580093-2019 «Трубы и соединительные детали стальные диаметром 57 – 1420 мм

с наружным противокоррозионным покрытием на основе термореактивных материалов» [6]. Из результатов испытаний видно, что нанесение на стандартное однослойное эпоксидное покрытие защитного слоя из эпоксидных

композиций сильно повышает прочность покрытия в достаточно обширном диапазоне температур.

В статье [7] приводятся результаты испытаний на стойкость к прорезанию двухслойного эпоксидного покрытия Reslcoat R-726 + R-641 (таблица 4).

Результаты испытаний показывают, что двухслойное эпоксидное покрытие обладает высокой стойкостью к прорезанию.

Сравнение характеристик покрытий

По результатам проведенных нами испытаний и найденных результатов испытаний проведем сравнение эпоксидных покрытий с другими типами покрытий (таблица 5).

ТАБЛИЦА 5. Сравнение изоляции на основе экструдированного полиэтилена и эпоксидных покрытий труб

№	Критерий	Тип покрытия			
		Двухслойное полиэтиленовое	Трехслойное полиэтиленовое	Однослойное эпоксидное	Двухслойное эпоксидное
2	Допустимая температура применения	От минус 50 до плюс 60	От минус 40 до плюс 60	От минус 20 до плюс 110	
	Толщина покрытия, мм	2–2,2	2,5–3,5	0,35–0,6	0,51
3	Адгезия к стали при температуре (20±5) °С, МПа	0,7	2,5	18,6	9,63
	Адгезия покрытия к стали при испытании методом нормального отрыва после 1000 ч выдержки образцов в воде, МПа	–	4,26 (при температуре (80±3) °С)	19,4 (при температуре (80±3) °С)	15,06 (при температуре (50±3) °С)
4	Ударная прочность, Дж/мм, при температуре: • минус (30±3) °С; • (20±5) °С; • (40±3) °С	6,0 5,0 3,0	8,0 7,0 6,0	4,0 5,1 4,1	10 10 10
	Диэлектрическая сплошность покрытия, отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ/мм	5, Электрический пробой отсутствует при напряжении, не менее 5 кВ/мм	5, Электрический пробой отсутствует при напряжении, не менее 5 кВ/мм	5, Электрический пробой отсутствует при напряжении, не менее 5 кВ/мм	5, Электрический пробой отсутствует при напряжении, не менее 5 кВ/мм
6	Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 суток в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре - (80±3) °С, см²	8,45	4,26	7,3	3,5
7	Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре (20±5) °С, Ом·м², не менее: • исходное; • после 30 (100) суток выдержки при температуре (80±5) °С	6,34·10⁸ –	5,89·10⁸ –	4,29·10⁸ 1,07·10⁸	1,14·10¹⁵ (1,97·10¹²)

ТАБЛИЦА 6. Результаты испытаний некоторых защитных покрытий трубопроводов на стойкость к прорезанию при нагрузке на конический резец 50 кг и скорости протаскивания 250 мм/мин

№	Тип защитного покрытия	Исходная толщина покрытия, мм	Глубина прорезания покрытия, мм	Снижение толщины покрытия, в % от исходной
1	Трехслойное полиэтиленовое покрытие труб (полиэтилен низкой плотности)	2,8	2,0–2,3 (ср. 2,1)	75
2	Трехслойное полиэтиленовое покрытие труб (полиэтилен высокой плотности)	3,5	1,5–1,8 (ср. 1,7)	48,5
3	Трехслойное полипропиленовое покрытие труб	3,0	0,41–0,65 (ср. 0,53)	17,6
4	Полиуретановое покрытие труб	2,0	0,32–0,55 (ср. 0,43)	21,5
5	Двухслойное эпоксидное покрытие труб Reslcoat R-726 + R-641	1,0	0,16–0,18 (ср. 0,17)	17,0

Сравнительный анализ показывает, что:

- эпоксидное покрытие обладает большим диапазоном температуры применения;
- эпоксидное покрытие обладает кратно меньшей толщиной по сравнению с полиэтиленовым;
- адгезия к стали эпоксидного покрытия кратно больше, чем у полиэтиленового (эпоксидное покрытие является полярным соединением);
- ударная прочность однослойного эпоксидного покрытия в 1,5–2 раза меньше, чем у полиэтиленового;

- ударная прочность двухслойного эпоксидного покрытия в 1,24–2,4 раза больше, чем у полиэтиленового;
 - диэлектрическая сплошность эпоксидных и полиэтиленовых покрытий одинакова;
 - площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации у эпоксидных покрытий в среднем на 20% меньше, чем у полиэтиленовых;
 - переходное сопротивление эпоксидных покрытий кратно больше, чем у полиэтиленовых.
- Сравним стойкость к прорезанию различных покрытий (таблица 6).

Анализируя представленные выше данные, можно сказать, что двухслойное эпоксидное покрытие по показателю стойкости к прорезанию превышает полиуретановое и полипропиленовое покрытия и кратно превышает полиэтиленовое покрытие труб. •

Литература

1. ТУ 24.20.13-030-09426835-2019. Трубы и соединительные детали стальные с наружным антикоррозионным эпоксидным покрытием. Проект. Краснодар: ООО «ТЗИТ», 2020. – 27 с.
2. ГОСТ 31448-2012 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2013. – 24 с.
3. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 52 с.
4. ГОСТ 18299-72 Материалы лакокрасочные. Метод определения предела прочности при растяжении, относительного удлинения при разрыве и модуля упругости (с Изменением N 1). М.: Издательство стандартов, 1989. – 10 с.
5. ГОСТ 9.050-75 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Покрытия лакокрасочные. Методы лабораторных испытаний на устойчивость к воздействию плесневых грибов (с Изменениями N 1, 2). М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 8 с.
6. ТУ 1390-016-79580093-2019. Трубы и соединительные детали стальные диаметром 57–1420 мм с наружным противокоррозионным покрытием на основе термореактивных материалов. Проект. Краснодар: ООО «ТЗИТ», 2020. – 24 с.
7. Низьев С.Г., Ухов А.В. Заводские эпоксидные покрытия труб. Перспективы, области применения / А.В. Ухов // Коррозия Территории Нефтегаз. – 2012. – № 3. – С. 40–44.

KEYWORDS: pipeline, isolation, pipelines polyethylene isolation, pipelines epoxy isolation.



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

02.08 – 04.08

Международная выставка и конференция NAICE 2021 добычи нефти и газа

Nigeria Annual International Conference & Exhibition 2021

Лагос, Нигерия

18.08 – 20.08

Выставка и саммит нефтегазовой промышленности

NAPE Week Summer 2021

США, Хьюстон, George R. Brown Convention Center

25.08 – 27.08

Международная выставка строительной и горнодобывающей промышленности

Con-Mine 2021

Индонезия, Джакарта, Jakarta International Expo (JIE expo)

АВГУСТ

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

23.08 – 25.08

Международная выставка энергетической промышленности

Canada Gas & LNG 2021

Канада, Ванкувер

31.08 – 02.09

Международная специализированная выставка

Нефть, газ. Нефтехимия 2021

Казань, Россия

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА в условиях новой парадигмы

ПРОШЛОГОДНИЙ КРИЗИС ПРИВЕЛ К КРИТИЧЕСКОМУ ДЛЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ СНИЖЕНИЮ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВА НА ТРАНСПОРТЕ. ВСЛЕДСТВИЕ ЭТОГО НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СНИЗИЛА ТЕМПЫ ПЕРЕРАБОТКИ ИЛИ ВРЕМЕННО ПРИОСТАНОВИЛА РАБОТУ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ. АВТОР СТАТЬИ ОТМЕЧАЕТ ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ, ПРИСУЩИЕ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ, РАСКРЫВАЕТ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ МЕНЯЮЩЕЙСЯ ПАРАДИГМЫ И НАМЕЧАЕТ ПУТИ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ В ОБОЗРИМУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

LAST YEAR'S CRISIS RESULTED IN A DOWNTURN OF TRANSPORTATION FUEL CONSUMPTION – A CRITICAL PROFITABILITY FACTOR FOR THE COMPANIES. CONSEQUENTLY, DOWNSTREAM INDUSTRY REDUCED PROCESSING RATES OR PAUSED REFINERY OPERATIONS. AUTHOR OF THE ARTICLE NAMES THE MAIN TRENDS IN THE REFINING, REVEALS THE SPECIFICS OF CORPORATE ACTIVITIES UNDER THE EVER-CHANGING CONDITIONS AND OUTLINES THE PATHS FOR INDUSTRY DEVELOPMENT IN THE NEAREST FUTURE

Ключевые слова: тенденции в нефтепереработке, экологические проекты, электромобили, выбросы углекислого газа, инвестиции.

**Калиненко
Екатерина Андреевна**

директор по консалтингу,
Euro Petroleum Consultants

Цифровизация

Ключевыми факторами конкурентоспособности нефтегазохимических производств в мире являются низкий уровень цен на нефтегазохимическое сырье, стоимость логистики готовой продукции, а также низкий удельный уровень капитальных затрат при строительстве новых и расширении существующих производств. В настоящее время промышленные компании во всем мире

занимаются преобразованием производственных процессов путем внедрения цифровых технологий. Это очень амбициозная цель – путь к ней непростой, учитывая, что бизнес в сфере переработки и сбыта традиционно более консервативен в вопросах автоматизации и более чувствительным к соотношению инвестиции – возврат, чем другие смежные сферы.

Некоторые компании уже объявили о переходе на новую парадигму – цифровое развитие и параллельно – рост капитализации активов за счет инноваций (результаты НИОКР, в которые были вложены значительные средства в странах Ближнего Востока, Азии и США) и новых ценностей, включающих экологическое сознание, принципы бережливого производства и фокус на устойчивом и интенсивном развитии. В целом эта концепция может быть описана как «забота обо всех ресурсах

(включая природные ресурсы, такие как сырье, человеческая сила, существующие активы и т.д.) и эффективное использование возобновляемых источников».

Инвестиции

Крупные нефтегазовые компании все чаще заявляют о намерениях сократить капитальные затраты на 20–30%. В последние годы инвестиции были направлены на введение дополнительных мощностей для удовлетворения спроса на транспортное топливо, нефтехимию и природный газ. Ожидалось, что мировой спрос на нефть продолжит расти до середины 2020-х годов.

В последние годы крупные компании избирательно подходили к инвестициям в нефтепереработку. Инвестиции на Ближнем Востоке обусловлены стратегическим стремлением извлечь больше пользы из углеводородных ресурсов региона, при этом лидирующие позиции занимают Саудовская Аравия и Объединенные Арабские Эмираты. Независимые компании по-прежнему играют важную роль в новых инвестициях в нефтепереработку в Китае, России и США, однако в последнее время их участие в инвестиционных решениях сокращается. Все эти стратегические тенденции, вероятно, усилятся в результате кризиса 2020 года.

РИС. 1. Задачи предприятий, требующие решения (оценка влияния)



Приводят к потере маржинальной прибыли либо требуют дополнительных инвестиций для изменений

Нефтепереработка: ключевые процессы

Каталитические процессы в нефтепереработке в последние годы явно лидируют в развитии по сравнению с другими видами переработки сырой нефти. Отчасти это связано с технологическими достижениями в производстве и оптимизации катализаторов, что увеличивает рынок для них. Кроме того, значительно увеличилось количество заводов, требующих применения передовых катализаторов, что связано с усилением интеграции между нефтеперерабатывающим и нефтехимическим комплексами.

В 2016 году специалисты Euro Petroleum Consultants провели исследование и пришли к выводу, что индустрия катализаторов находится на подъеме. С тех пор тенденция не изменилась – по прогнозам, мировой рынок катализаторов вырастет до 4,6% к 2024 году – дальнейшее расширение ожидается в связи с тем, что нефтепереработка, нефтехимия, химическая промышленность и меняющиеся экологические факторы повышают спрос на катализаторы с более высокими характеристиками, а инвестиции в НИОКР помогают обеспечить необходимые характеристики.

В 2020 году объем мирового рынка катализаторов оценивался в 33,8 млрд долларов США.

Ожидается, что к 2027 году объем мирового рынка катализаторов достигнет 48 млрд долларов США, увеличиваясь на 4,4% в соответствии с CAGR (годовой совокупный темп роста). Прогнозируется, что увеличение производства полимеров будет играть важную роль в росте рынка. Европейская ассоциация производителей катализаторов (ЕСМА) призывает увеличить использование катализаторов в различных отраслях промышленности с целью сокращения выбросов и уменьшения загрязнения окружающей среды. Кроме того, ожидается, что внедрение биокатализаторов откроет новые возможности для рынка в течение прогнозируемого периода. Катализаторы нефтепереработки остаются весьма привлекательным сегментом, особенно в странах с доминирующим положением в нефтегазовой отрасли, таких как Саудовская Аравия, Оман и Кувейт. На развивающихся рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, таких как Китай и Индия, ожидается самый высокий рост рынка катализаторов химического синтеза, полимеров и нефтехимии.

Повышение эффективности

Стратегии ОЕ являются не только частью программ устойчивого развития нефтегазовых

компаний, но скорее их основой – важнейшим элементом успеха в сегодняшней непредсказуемой и быстро меняющейся среде. Доказано, что концентрация на совершенствовании существующих процессов и проектировании новых объектов с учетом оптимизации дает значительные результаты в отрасли – в плане затрат, маржи, надежности и так далее. Однако для того, чтобы действительно получить выгоду от достижения уровня совершенства, компания должна применять проактивный (прогнозирующий) подход, который поможет учесть тенденции рынка, появляющиеся инструменты и технологии, а также использовать их правильным образом до того, как они станут общепринятой практикой. Таким образом, игрок отрасли становится законодателем моды, а не простым последователем бизнес-моделей. Изучение новых продуктов, способов производства и маркетинга, сотрудничество с другими отраслями (инжиниринг, НИОКР, логистика и т.д.) фактически стало частью деятельности ОЕ, тогда как раньше это в основном касалось ОТОСБ, энергоэффективности, технического обслуживания и других довольно специфических технических вопросов. Эффективность может и должна быть достигнута во всей сети объектов компании, ее цепочке поставок и организационной структуре.

По данным IBM, в 2019 и 2020 годах появилось значительное количество новых вакансий в области данных и аналитики – более 2,5 млн. Это существенно изменит как кадровый ландшафт, так и рынок технологий и стратегический взгляд компаний. Хотя средние компании и крупные промышленные предприятия испытывают трудности с поиском квалифицированного и опытного персонала для новых стратегических проектов, в основном технических специалистов и руководителей проектов высокого уровня, можно наблюдать процветание ИТ-бизнеса с точки зрения привлечения ярких умов, генерирования новых идей и инновационных решений. Фактическая структура нефтеперерабатывающего завода будущего (в частности, в регионе СНГ) будет эволюционировать в технологическом плане, будет

отличаться от современной структурой управления, персоналом, а также моделью и системой управления информацией.

Во времена повышенной экономической неопределенности компании ищут способы максимизации прибыли и получения «конкурентного преимущества». Эффективным способом достижения этих целей является внедрение моделей операционного совершенства, которые хорошо зарекомендовали себя в нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности. Основной целью программ операционного совершенства является нейтрализация рисков и максимизация стоимости. Подход Operational Excellence ставит людей в центр практики совершенствования бизнеса. Ключевые факторы операционного совершенства для улучшения организационных показателей включают сильное лидерство, проводящую организационную структуру, четкий фокус и план действий. Четкий фокус и план действий – это «фундамент» процесса операционного совершенства, требующий хорошей системы коммуникации. Цель состоит в том, чтобы определить все области, которые необходимо улучшить, уделяя особое внимание обучению и развитию. Четкий план действий разработан для продвижения передового опыта и работы над улучшением организационных показателей.

Такая Программа включает в себя несколько документов:

- *Карта трансформации*, определяющая шаги, которые бизнес должен будет выполнить с течением времени, чтобы достичь улучшений.
- *План совершенствования бизнеса*, который описывает последовательность и согласованность действий, необходимых для того, чтобы помочь компании достичь своих бизнес-целей.
- *Бизнес-кейс*.

Мировой опыт показывает, что разработка программы операционного совершенства с использованием лучших отраслевых практик и с учетом конкретных целей компании

позволяет значительно сэкономить время и объем необходимых инвестиций, в то время как компания уверена, что результат будет точно соответствовать корпоративной стратегии.

«Зеленое» развитие

В ряде регионов мира в 2021 г. именно ВИЭ рассматриваются как самый недорогой источник производства электроэнергии, хотя это в значительной степени зависит от условий. По мере дальнейшего снижения стоимости солнечных и ветряных технологий все большее количество стран будет переходить на возобновляемые источники энергии.

Сегодня существует много возможностей для развития «зеленых» инноваций и особую роль в их популяризации играет спецхимия.

Продукты, включающие «зеленые» специальные химикаты, могут вызвать интерес потребителей к использованию экологически чистых технологий и продуктов.

В настоящее время существуют разные пути для внедрения «зеленых» химикатов:

- **Возобновляемое сырье.** Материалы на биооснове имеют меньший углеродный след, чем их нефтехимические аналоги. Однако изменения в землепользовании могут оказать значительное негативное влияние на углеродный след, и это необходимо учитывать.
- **Биокатализаторы и биотехнологии.** Биотехнологии предлагают устойчивый путь к получению продуктов с добавленной стоимостью.
- **Сырье из отходов.** Использование отработанных материалов в качестве сырья поддерживает циркулярную экономику путем переработки «отходов» в полезные продукты. Примеры специальных химических веществ, которые могут быть произведены из отходов, включают полиолы из отходящих газов (таких как дымовые газы сталелитейных и нефтеперерабатывающих заводов); фурфурол из биомассы и биоразлагаемые полимеры из биогаза (путем анаэробного сбраживания).

- **Карбамид.** Спрос на карбамид растет вследствие увеличения потребления продуктов питания и высокого спроса в технических областях. Ожидается, что к 2022 году мировой спрос на него увеличится на 1,5%, до 179 млн тонн.

Декарбонизация

Одним из путей почти полной декарбонизации является электрификация всей энергетической системы и использование чистых возобновляемых источников энергии. Однако электрифицировать всю энергосистему будет сложно и гораздо дороже, чем сочетать возобновляемые источники энергии с низкоуглеродными видами топлива. Одним из нескольких потенциально низкоуглеродных видов топлива, которые могут заменить ископаемые углеводороды, является водород. Интерес «большой нефти» к зеленому водороду может иметь решающее значение для коммерческой жизнеспособности этого топлива. Снижение стоимости производства зеленого водорода потребует огромных инвестиций и масштабов – то, что нефтяные мейджоры имеют уникальную возможность сделать.

Сегодня производство зеленого водорода все еще дорого. В докладе, опубликованном в 2019 году, Международное энергетическое агентство оценило стоимость зеленого водорода в \$3–7,50 за килограмм по сравнению с \$0,90–3,20 за килограмм при производстве с использованием паровой метановой информации.

Снижение стоимости электролизных установок будет иметь решающее значение для снижения цены зеленого водорода, но для этого потребуется время и масштабы. Стоимость электролизных установок может снизиться вдвое к 2040 году с примерно 840 долларов США за киловатт мощности сегодня, заявило МЭА в прошлом году.

Наряду с нефтяными и газовыми компаниями, разработчики возобновляемых источников энергии рассматривают «зеленый водород» как развивающийся рынок.

ТАБЛИЦА 1. Глобальные тренды

<i>Ожидается, что «революция мобильности» снизит спрос на топливо на 20 миллионов баррелей нефтяного эквивалента к 2050 году</i>	Замедление роста автопарка с 3 до 1% в год в течение следующего десятилетия в связи с замедлением роста стран ОЭСР и развитием перевозок как услуги. Рост электрификации легковых автомобилей и повышение эффективности использования топлива
<i>Нормативные изменения в области углеродного покрытия и ценообразования</i>	Ужесточение нормативных требований по ограничению выбросов приводит к постепенному увеличению налогов и штрафов, которые, как ожидается, будут постепенно увеличиваться к 2030 году; цены на углерод от \$30 до \$110 за тонну по различным сценариям
<i>Внедрение новых технологий</i>	Появление новых источников энергии, таких как водород, синтетическое топливо, пиролиз полимерных отходов, гидрирование отходов, аккумуляторные батареи и более дешевая электрификация транспортных средств – масштабные технологические прорывы ожидаются мировыми компаниями не ранее конца 2020-х годов – синтетическое топливо станет экономически эффективным не ранее 2040 года
<i>Социальный сдвиг в сторону экологических проблем</i>	Повышение экологической сознательности потребителей и новая волна регулирования

Экономика замкнутого цикла

Другим перспективным направлением считается экономика замкнутого цикла. Хорошим примером циркулярной экономики в отрасли является Саудовская Аравия. Королевство планирует утроить мощности нефтехимического производства с 12 миллионов тонн в год в 2016 году до 34 миллионов тонн в год к 2030 году. Страна достигнет этой цели путем добавления мощностей к существующим заводам, а также строительства предприятий по переработке и сбыту. Они проанализировали, что переход к циркулярной экономике поможет постепенно снизить потенциал глобального потепления на баррель потребляемой сырой нефти на 47% после завершения всех модернизаций,

беспрецедентной экономии ресурсов и ожидаемого повышения эффективности. Концепция проекта COTC предусматривает строительство интегрированного нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в Янбу, который будет перерабатывать 20 миллионов тонн аравийской легкой и аравийской сверхлегкой нефти с максимальным производством нефтепродуктов (полиолефинов, ароматики и бутадиена).

Пул создания ценности нефтепереработки

По мнению аналитиков, классическая нефтепереработка будет приносить на 15–20% меньше добавленной стоимости (value) к 2025 г. и на 5–15% к 2030 г. Однако смежные «фонды ценности» уже к 2025 году будут

составлять около 50 млрд долл. – и в них находится основной потенциал развития.

Глядя на трансформацию отрасли в целом, можно заметить три потенциальных пути развития:

Соревнование – выживание сильнейшего

- Каждый нефтеперерабатывающий завод ведет свою собственную борьбу и пытается выжить.
- Убыточные установки и нефтеперерабатывающие заводы пойдут на реструктуризацию и в конечном итоге будут закрыты.

Консолидация: Альянсы и СП

- Нефтеперерабатывающие заводы изучают возможности совместных действий с коллегами для создания совместных предприятий и альянсов.
- Комбинированные мощности сокращаются в соответствии со снижением спроса.
- Совместное преобразование в углеродно-нейтральное будущее.

Политически поддерживаемая трансформация

- Европейский союз признает необходимость поддержки трансформации отрасли.
- Политическая и финансовая поддержка трансформации нефтеперерабатывающей промышленности в углеродно-нейтральных поставщиков жидких нефтепродуктов и нефтехимии. ●

KEYWORDS: *trends in oil refining, environmental projects, electric vehicles, carbon dioxide emissions, investments.*

РИС. 2. Потенциал создания стоимости в смежных областях, млрд долл. (оценка на 2025 г.)



БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ:

исследование простых солей на реологические, фильтрационные и ингибирующие свойства полимер-солевых технологических жидкостей

БУРОВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОЙ И БЕЗАВАРИЙНОЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ. ЧАСТО ПОЯВЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ В УЛУЧШЕНИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЭТОЙ ЖИДКОСТИ, ВВИДУ ПОСТОЯННО ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ УСЛОВИЙ ВНУТРИ СКВАЖИНЫ. ДЛЯ ВСКРЫТИЯ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИМЕНЯЮТСЯ РАСТВОРЫ, НАСЫЩЕННЫЕ ПО СЛАГАЕМОЙ СОЛИ, ПРИ ЭТОМ СТОИТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО ХИМИКО-ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРА МОГУТ ИЗМЕНИТЬСЯ, ТЕМ САМЫХ ПРИВЕСТИ К ОСЛОЖНЕНИЯМ, СВЯЗАННЫМ СО СТАБИЛЬНОСТЬЮ СТВОЛА СКВАЖИНЫ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРОЛИТОВ НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ. БЫЛО ВЫЯВЛЕНО, ЧТО РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ МОГУТ СИЛЬНО ИЗМЕНЯТЬСЯ В СРЕДЕ ЭЛЕКТРОЛИТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛИ, ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ЧАЩЕ ВСЕГО УХУДШАЮТСЯ, А НАБУХАНИЕ ГЛИН ЗАМЕДЛЯЕТСЯ ВВИДУ ОБМЕННОЙ АДсорбЦИИ КАТИОНОВ ЭЛЕКТРОЛИТА И ГЛИНОСОДЕРЖАЩЕЙ ПОРОДЫ

DRILLING PROCESS FLUID IS AN ESSENTIAL ELEMENT FOR HIGH-QUALITY AND ACCIDENT-FREE WELL TARGETING. IT IS OFTEN NECESSARY TO IMPROVE AND UPGRADE THE PARAMETERS OF THIS FLUID DUE TO THE EVER-CHANGING CONDITIONS INSIDE THE WELL. SOLUTIONS, SATURATED FOR BUILT-UP SALT, ARE USED TO DEVELOP SALT DEPOSITS, MOREOVER, IT SHOULD BE NOTED THAT THE CHEMICAL AND PHYSICAL FEATURES OF THE SOLUTION MAY CHANGE, THUS LEADING TO COMPLICATIONS RELATED TO THE WELLBORE STABILITY. THIS ARTICLE DEALS WITH THE ISSUES RELATED TO AN IMPACT OF ELECTROLYTES ON THE FEATURES OF DRILLING FLUIDS. IT HAS BEEN FOUND THAT RHEOLOGICAL PARAMETERS MAY VARY GREATLY IN THE ELECTROLYTE ENVIRONMENT DEPENDING ON THE SALT CONCENTRATION, FILTRATION FEATURES GET WORSE IN MOST CASES, AND CLAY SWELLING SLOWS DOWN DUE TO THE EXCHANGE ADSORPTION OF THE ELECTROLYTE CATIONS AND CLAY-BEARING ROCK

Ключевые слова: буровые растворы, осложнения, ингибитор, свойства раствора, ксантан, набухание глин, фильтрация.

Блинов Павел Александрович

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

Шаньшеров Александр Владимирович

аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет

В процессе бурения скважин всегда есть необходимость в применении буровых технологических жидкостей, при этом с различными свойствами и определенными функциями. Основными функциями промывочных жидкостей являются:

- разрушение горной породы на забое (гидромониторная система промывки);

- удаление с забоя частиц горной породы и транспортирование шлама (вынос) на поверхность;
- охлаждение породоразрушающего инструмента;
- перенос гидравлической энергии от бурового насоса к забойным двигателям (при бурении с ГЗД) [7].

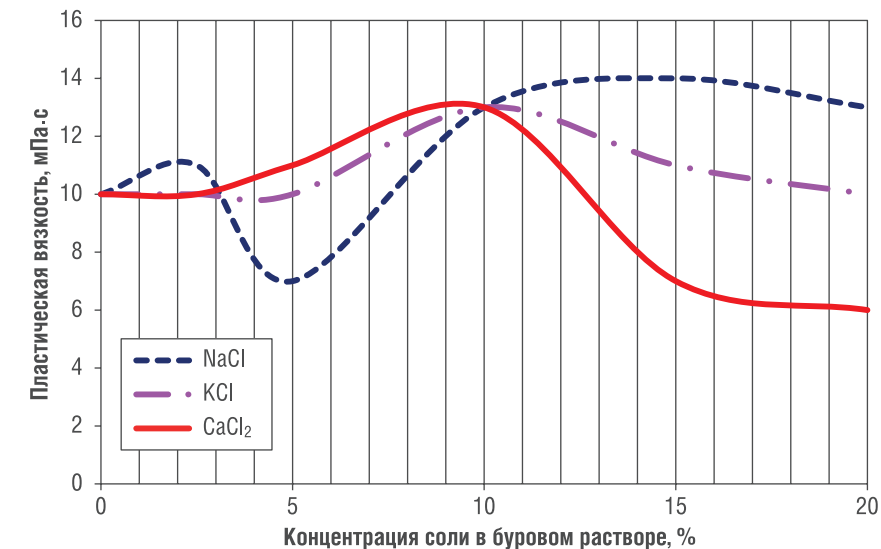
Стоит отметить, что при попадании в ствол скважины бурового раствора (БР) происходит независимое взаимодействие жидкости и глинистой породы, в результате чего происходит гидратация глин. В этой связи могут возникнуть два способа адсорбции воды на глинистых частицах: адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоских поверхностях кристаллических решеток частиц (которая обычно называется кристаллическим набуханием или поверхностной гидратацией) и осмотическое набухание, происходящее вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых

электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц [2, с. 39–42].

Набухание глин чаще всего происходит перпендикулярно направлению их слоистости в пласте, а глинистые породы слоистой текстуры обладают ярко выраженной анизотропией набухания [14]. Любое проявление анизотропии как признака упорядоченности дисперсной структуры независимо от состава и свойств горной породы может отразиться на устойчивости стенок ствола скважины, что в дальнейшем может привести к различного рода осложнениям и авариям. Было выявлено, что ввод полимерных добавок не способствует качественному сокращению набухания глин, а также не способствует увеличению силы притяжения между глинистыми частицами [3]. В этой связи в буровом растворе (полимерном, безглинистом) должны присутствовать ингибиторы набухания глин, в частности применение простых солей с катионами калия и/или кальция способствует размоканию и набуханию глинистых пород. При взаимодействии бурового раствора (содержащего катионы K^+ ; Ca^{2+}) с глинистыми частицами происходит обменная адсорбция катионов и превращение натриевой глины в кальциевую или калиевую (иллит) глину, что влечет за собой прочное скрепление структурных слоев глины (пакетов) между собой, которые, соединяясь друг с другом, образуют основу кристаллической решетки глинистых материалов. В итоге происходят следующие важные процессы: ингибирование набухания, гидратации, разупрочнения и диспергирования глинистых пород [9].

В результате добавления простых солей в состав бурового раствора, свойства (бурового раствора) могут ухудшаться, в зависимости от концентрации и химического состава соли. Эта проблема весьма актуальна, так как при несоблюдении регламента рецептуры [15], а именно параметров бурового раствора, могут произойти непоправимые последствия: снижение механической скорости бурения, прихват инструмента и бурильных труб, поглощение технологической жидкости и разрушение стенок скважины.

РИС. 1. Зависимость пластической вязкости от концентрации различных солей



В данной работе будут рассмотрены вопросы, связанные с влиянием солей в составе бурового раствора на реологические и фильтрационные свойства раствора. Помимо этого, будет рассмотрен вопрос набухания глин в среде электролитов.

Материалы и методика исследования свойств полимер-солевых буровых растворов

В качестве основы для исследования был взят полимерный раствор на основе ксантановой камеди марки XANTHAN GUM, концентрация полимера составляет 1,5 %. Ксантан – высокомолекулярный биополимер, синтезируемый бактериями рода *Xanthomonas*. Проявляет сильные загущающие свойства, при малых концентрациях обладает сильно выраженными псевдопластичными свойствами. Он является анионным полимером, при этом содержит большое количество неионогенных полярных групп [5]. Из этого следует, что его растворимость не зависит от степени диссоциации групп: способен работать в широком диапазоне pH, растворимость и работоспособность сохраняется в растворах различной минерализации. Недостатком является ферментативная неустойчивость, требуется поддержание высоких значений pH и обработка бактерицидом. Ксантан может выполнять функцию загустителя

и структурообразователя в полимерных растворах и является эффективным при обработке минерализованных буровых растворов [1].

В качестве простых солей были рассмотрены три типа: $CaCl_2$, $NaCl$, KCl . Их концентрация составляла от 0,5 до 20% от объема в составе раствора [8]. В зависимости от концентрации соли в буровом растворе будут рассмотрены следующие показатели: пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига (ДНС), показатель фильтрации и % набухания глинистого образца.

Реологические параметры измерялись на ротационном вискозиметре Fann-35. ДНС косвенно показывает прочностное сопротивление технологической жидкости течению. Пластическая вязкость (PV) показывает долю эффективной вязкости, возникающей вследствие структурообразования в потоке бурового раствора.

Фильтрационные свойства бурового раствора были измерены с помощью стандартного фильтпр-пресса [4]. В него помещается образец бурового раствора, насыщенного по определенной соли и в течение 30 минут, полученный фильтрат показывает количество свободной жидкости в растворе, при этом замеры производят при разных концентрациях.

Для измерения набухания глин использовался прибор ПНГ-1. В качестве образца глины было использовано тесто

РИС. 2. Зависимость ДНС от концентрации различных солей

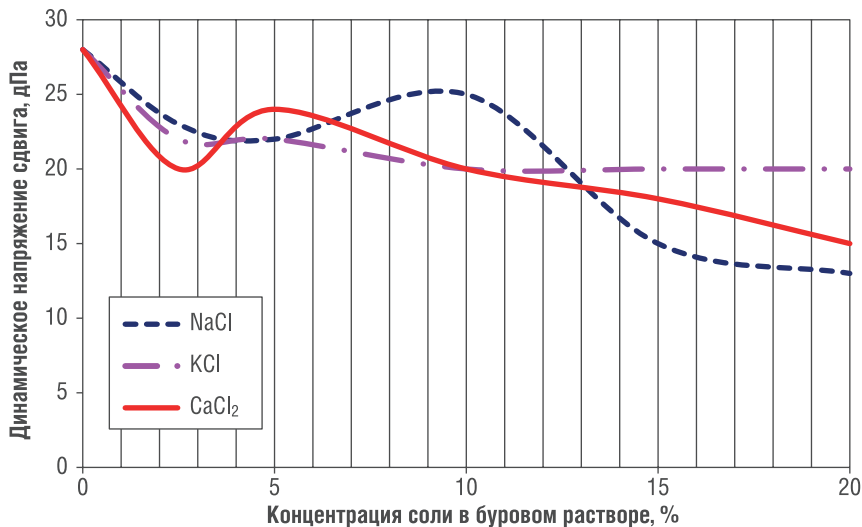
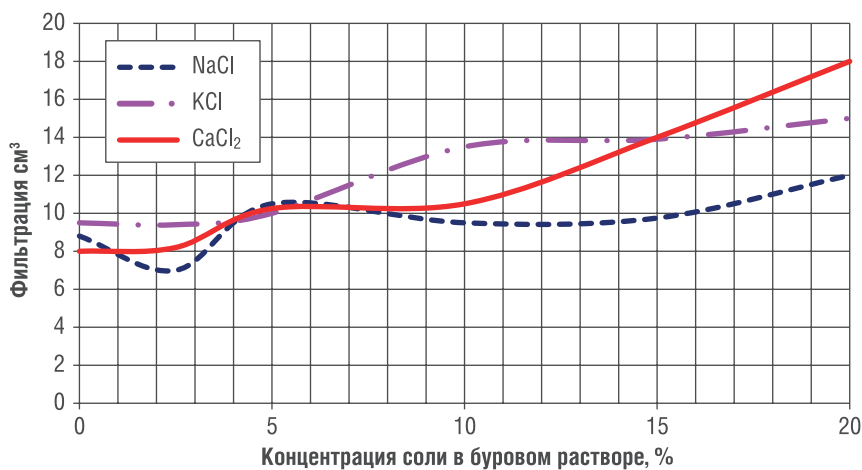


РИС. 3. Зависимость показателя фильтрации от концентрации различных солей



из бентонитового глинопорошка с содержанием влаги 15% [6]. Глинистую массу помещали в кольцевое пространство прибора и заполняли буровым раствором, насыщенным солью. Время, за которое глина набухла, составляло 24 часа, после снимали показатели с индикатора.

На рисунках 1, 2 и 3 показаны зависимости реологических и фильтрационных параметров бурового раствора от концентрации добавляемой соли.

Пластическая вязкость раствора изначально составляла 10 мПа·с, далее в зависимости от солей она изменялась. Наибольшую амплитуду изменений пластической вязкости показал полимер-солевой буровой раствор на основе хлористого натрия. При различных концентрациях его значение вязкости колебалось от 6 до 14 мПа·с. Это связано

с тем, что применяемый полимер относительно стабилен к солевой агрессии, но при этом может изменять значение эффективной вязкости в процессе структурообразования [11]. Также стоит отметить тот факт, что при повышении концентрации исследуемых солей, показатель пластической вязкости уменьшается. На параметр ДНС влияют все три типа соли, но стоит отметить, что близкую к линейной зависимости имеет калиевый буровой раствор, остальные типы растворов имеют непрямую зависимость от концентрации соли. Важным является то, что для качественной очистки ствола скважины, необходимо, чтобы показатель динамического напряжения сдвига был в 2 и более раза больше, чем показатель пластической вязкости. Иначе буровой раствор будет очень вязким, а способность удерживать

твердые частицы во взвешенном состоянии будет низкой [12].

Фильтрация бурового раствора. Небольшие значения соли в составе (до 5%) может привести к уменьшению свободной воды в растворе, за счет замещения ионов соли и исследуемой глины, тем самым значение фильтрации будет снижаться [13]. При этом высокое содержание исследуемых солей приводит к росту выделяемой жидкой фазы раствора, которая ухудшает способность ингибирования глин. Ввиду этого необходимо следить за показанием фильтрации, с целью предупреждения набухания глин. Для бурения в интервале продуктивного горизонта, показатель фильтрации должен составлять не более 5 см³.

Исследовано, что на гидратацию глин влияет наличие катионов калия и кальция, но в качестве эксперимента был также рассмотрен катион натрия, который не влияет на данный показатель. На рисунках 4 и 5 показаны зависимости между концентрациями солей в полимерном растворе и в воде от процента увеличения объема глины. Время набухания везде составляло 24 часа.

На рисунке 4 видно, что процент набухания глины уменьшается при увеличении концентрации соли в составе раствора, минимальные значения расположены при концентрации 2,5%. На 5 рисунке набухание глин составляет от 3 до 5,5% от начального объема. При увеличении концентрации солей прямой зависимости выделить не удастся. Результаты показывают, что наличие исследуемых солей в составе бурового раствора чаще всего снижают процессы, связанные с набуханием глин.

Выводы

Параметры технологических жидкостей играют важную роль при бурении скважин. Поддержание этих параметров необходимо для сохранения устойчивости ствола скважины. Попадание пластовых флюидов, а также солей входящих в состав раствора, может привести к ухудшению реологических и фильтрационных свойств бурового раствора. Очень важно следить за этими параметрами и понимать возможные последствия.

РИС. 4. Влияние солей на набухание глинопорошка в растворе без биополимера

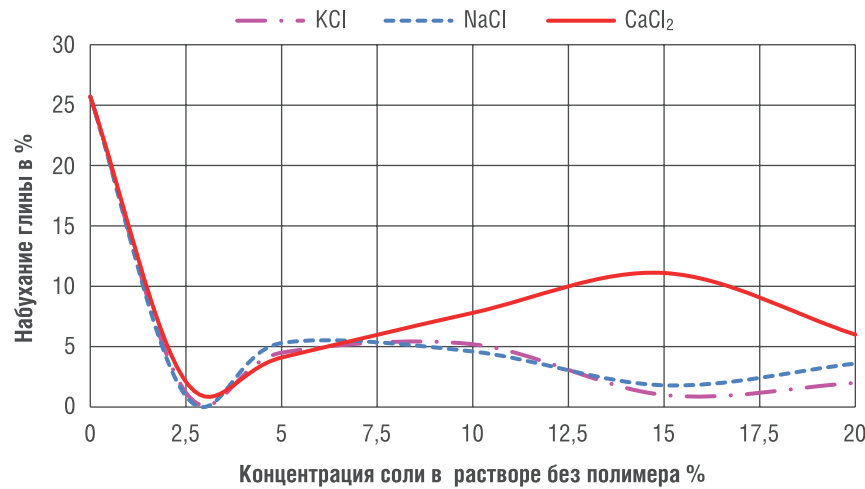
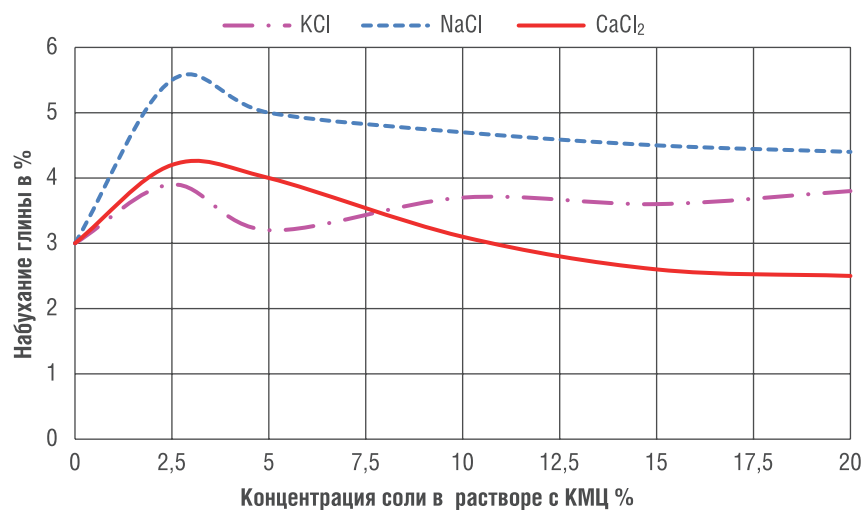


РИС. 5. Влияние солей на набухание глинопорошка в растворе с биополимером



Выполненные исследования показали, что добавление солей в полимерные растворы приводит к изменению реологических свойств промывочной жидкости: при увеличении их концентрации параметры ДНС и PV имеют нелинейный характер, который показывает, что происходит перераспределение пространственной структуры молекулы полимера. Конформация ксантана проходит в три этапа, что видно из графиков реологии и фильтрации. Это связано с изменениями связей в ответвлениях кора.

Способность к набуханию глин и глиносодержащих пород является важным фактором, который необходимо учитывать. Экспериментальные данные показали, что содержание электролита интенсивно снижает набухание глин до концентрации 2,5%.

В среде бурового раствора при этом не было выявлено значительных изменений. Синергизм ксантана с глинами практически полностью блокирует ионный обмен с буровым раствором. Последующие исследования авторов будут направлены на выявление новых зависимостей и методик проведения экспериментов.

Исследование выполнено за счет субсидии на выполнение государственного задания в сфере научной деятельности на 2021 год №FSRW-2020-0014. ●

Литература

- Зиннатуллин Н.Х., Нафиков И.М., Красноперова А.И., Зиннатуллина Г.Н. (2013). Водные растворы КМЦ и их использование при бурении. Вестник Казанского технологического университета, 16 (3), 45–47.
- Клындюк А.И. Поверхностные явления и дисперсные системы: учеб. пособие для студентов химико-технологических специальностей / А.И. Клындюк. – Минск: БГТУ, 2011. – 317 с.

- Неверов А.Л., Рожков В.П., Баталина Л.С., Минеев А.В. (2013). Влияние простых солей на реологические свойства полимерных растворов для бурения комплексами ССК в глинистых отложениях. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 323 (1), 196–200.
- Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
- Кряжев В.Н., Карлович С.В. Исследование солестойкости реагентов на основе карбоксиметилцеллюлозы и полианионной целлюлозы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 11. – С. 42–44.
- Смирнов С.И., Гальцева О.В., Кряжев В.Н., Карлович С.В. Эффективность реагентов КМЦ и ПАЦ в буровых растворах различной степени минерализации // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 9. – С. 33–37.
- Гальцева О.В., Смирнов С.И., Кряжев В.Н., Крюков С.В. Влияние исходной целлюлозы на свойства карбоксиметилцеллюлозы // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 9. С. 54–59.
- Лодина И.В., Анисимов А.В. Сравнение свойств крахмальных реагентов в системе минерализованного бурового раствора. // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 9 (188). – С. 43–47.
- Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Каменский Л.А., Федоровская В.А. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» // Бурение и нефть. – 2014. – № 12. – С. 24–29.
- Обрезкова М.В., Будаева В.В., Сакович Г.В. Карбоксиметилцеллюлоза из нетрадиционного сырья // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 11. – С. 29–32.
- Мохаммед Ф.Х. Влияние температуры на реологию и фильтроотдачу буровых растворов на водной основе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 7. – С. 38–41.
- Сагитов Р.Р., Минаев К.М., Захаров А.С., Королев А.С., Минаева Д.О. Исследование понизителей фильтрации буровых растворов на основе карбоксиметилных эфиров крахмала и целлюлозы // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 102–105.
- Неверов А.Л., Рожков В.П., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. (2015). Исследование влияния растворов солей на гидратацию глинистых минералов при бурении скважин на примере Талнахского рудного узла. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 326 (2), 103–116.
- Журавлев Г.И., Лямина Н.Ф. (2008). Набухание глинистых пород. Вестник Астраханского государственного технического университета, (6), 119–123.
- Чихоткин В.Ф., Третьяк А.А., Рыбаленко Ю.М., Бурда М.Л. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях // Бурение и нефть, 2007. № 7/8. С. 58.
- Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., Mintzaev M.Sh. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling. Journal of Mining Institute. 2021. Vol. 247, p. 57–65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7.

KEYWORDS: *drilling fluids, complications, inhibitor, properties of the solution, xanthan, swelling of clays, filtration.*

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ: отраслевые риски и возможности

К 2059 ГОДУ ЕВРОПА ПЛАНИРУЕТ ПОЛНОСТЬЮ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ УГЛЕРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. НО ЗА ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКТОВ С УГЛЕРОДНЫМ СЛЕДОМ КОМПАНИИ ВЫНУЖДЕНЫ ПЛАТИТЬ НАЛОГ УЖЕ СЕГОДНЯ. КАКИЕ МЕРЫ НЕОБХОДИМО ПРЕДПРИНЯТЬ, ЧТОБЫ МЕЖДУНАРОДНЫЕ ИНИЦИАТИВЫ В ОБЛАСТИ УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СТАЛИ СТИМУЛОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА?

EUROPE PLANS TO STOP USING CARBON ENERGY AT ALL BY 2059. HOWEVER, COMPANIES MUST, AS OF TODAY, PAY A TAX FOR MANUFACTURE OF ANY PRODUCTS WITH A CARBON FOOTPRINT. WHAT MEASURES SHOULD BE TAKEN TO ENSURE THAT INTERNATIONAL CARBON REGULATION INITIATIVES BECOME AN INCENTIVE FOR TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT AND ECONOMIC GROWTH?

Ключевые слова: декарбонизация производства, углеродсодержащая продукция, технологическое развитие, эмиссия парниковых газов, квоты.

Владимир Лукин

директор Группы операционных рисков и устойчивого развития КПМГ в России и СНГ, к.б.н.

Конец прошлого столетия ознаменовался существенными политическими и макроэкономическими трансформациями, одним из результатов которых стал глобальный пересмотр рисков и угроз, стоящих перед человечеством. В частности, на передний план вышли риски и угрозы, связанные с воздействием человеческой деятельности на окружающую среду в глобальном масштабе, и в первую очередь – на климат. Ключевая роль диоксида углерода

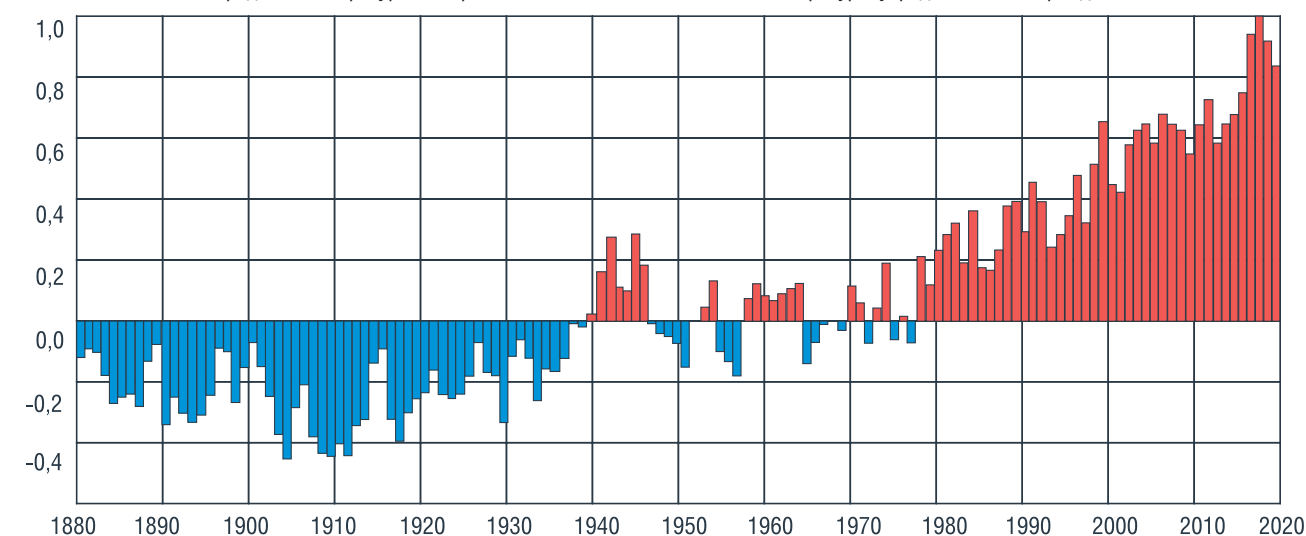
и других парниковых газов в формировании «парникового эффекта» была установлена еще в конце XIX века шведским химиком Сванте Аррениусом. Влияние антропогенных выбросов парниковых газов на климатическую систему планеты было определено и математически смоделировано в 1960–70-х годах, в том числе благодаря работам выдающегося советского климатолога Михаила Ивановича Будыко, а с 1991 года стало предметом систематического анализа Межправительственной группы экспертов по изменению климата.

Накопление и анализ научных знаний о влиянии антропогенных выбросов парниковых газов на климатическую систему планеты позволил установить, что объем

эмиссий парниковых газов в ходе промышленной революции составил более 40%, что обеспечило в 2019 году рекордное содержание диоксида углерода в атмосфере на уровне 409 ppm и привело к увеличению средней температуры поверхности Земли в 2020 на 0,98 °C по сравнению со средней температурой XX века, а по сравнению с доиндустриальным периодом температура увеличилась на 1,2 °C.

Дальнейшее развитие научных знаний в области климатических изменений к середине 1990-х годов определило необходимость принятия комплексных политических решений, направленных на обеспечение

РИС. 1. Изменение средней температуры поверхности Земли по отношению к температуре, усредненной за период 1901–2000 гг.



Источник: Climate Change: Global Temperature | NOAA Climate.gov

низкоуглеродного развития. Ключевое направление сокращения выбросов парниковых газов – ограничение использования ископаемого топлива, которое в настоящее время составляет в атмосферу 37 млрд т CO₂-экв. или 2/3 от общего объема антропогенных выбросов парниковых газов. Дальнейшее сохранение текущих темпов роста выбросов парниковых газов, связанных со сжиганием ископаемого топлива в энергетических целях, приведет к росту средней глобальной температуры к концу XXI столетия на 4–5 °C, что будет губительно для большинства существующих экосистем.

Основополагающим документом, координирующим усилия международного сообщества по борьбе с причинами и последствиями глобальных климатических изменений, является Рамочная Конвенция об изменении климата ООН, вступившая в силу в 1994 году. Данный документ постулирует приоритетную ответственность экономически развитых стран за антропогенные эмиссии парниковых газов. Принятое на 22-й конференции сторон РКИК ООН Парижское соглашение определяет три ключевых направления декарбонизации:

- 1) митигация – предотвращение глобальных климатических изменений путем сокращения выбросов и увеличения поглощений парниковых газов;

- 2) адаптация – предотвращение негативных последствий климатических изменений путем повышения устойчивости сообществ к факторам климатических изменений;
- 3) перераспределение глобальных финансовых потоков для поддержки мер по адаптации и митигации.

Бизнес играет ключевую роль в реализации данных инициатив, так как, во-первых, осуществляет операционный контроль большинства источников антропогенных эмиссий парниковых газов и владеет инструментами и методами их снижения; во-вторых, бизнес испытывает непосредственное влияние рисков, связанных с изменением климата, которые выражаются в самом широком спектре неблагоприятных явлений – от таяния многолетней мерзлоты и увеличения частоты опасных погодных явлений до формирования климатоориентированных запросов основных заинтересованных сторон – поставщиков, инвесторов, потребителей и регуляторов.

Инструменты регулирования выбросов парниковых газов достаточно разнообразны, однако их можно условно свести к трем группам:

- 1) ограничительные инструменты – налоги, пошлины, квоты, штрафы и др.;
- 2) инструменты поддержки – субсидии, налоговые льготы, облигации;

- 3) рыночные инструменты – добровольные локальные или международные системы торговли выбросами.

Одной из недавних инициатив, выдвинутых Европейским союзом в области регулирования выбросов парниковых газов, стало введение механизма трансграничной углеродной корректировки (CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism).

Цель по достижению углеродной нейтральности ЕС к 2050 году была анонсирована главой Еврокомиссии Урсулой фон дер Ляйен в сентябре 2019 года. Этому событию предшествовало принятие соответствующих обязательств рядом стран ЕС, а также утверждение в ноябре 2018 года стратегии перехода к углеродно-нейтральной экономике. Очевидно, что амбициозные задачи декарбонизации оказывают негативное влияние на европейских производителей наиболее углеродоемких отраслей – энергетики, металлургии, химической, нефтеперерабатывающей и ряда других. Увеличение регуляторной нагрузки, в частности сокращение объема бесплатных квот на выбросы парниковых газов, приводит к перемещению углеродоемких производств из ЕС в страны, где регулирование отсутствует или не столь значимо. По сравнению с 2003 годом, по данным World Steel Association, внутреннее производство чугуна и металлопроката в ЕС сократилось

на 20 и 9% соответственно, при этом импорт чугуна за тот же период увеличился вдвое, а импорт металлопроката возрос на 18%. Аналогичная ситуация наблюдается в производстве алюминия и в ряде других отраслей. Этот негативный для экономики процесс получил название «утечки углерода».

С точки зрения глобальных целей декарбонизации, установленных Парижским соглашением, «утечка углерода» фактически сводит к нулю эффект углеродного регулирования, так как объем нетто-эмиссий парниковых газов может возрастать из-за использования в релокированном производстве менее эффективных процессов и технологий, а также за счет дополнительных транспортных эмиссий. Для снижения этих эффектов в ЕС действует специальная директива*, определяющая перечень отраслей, предприятия которых получают бесплатные квоты на выбросы. Основным смысл механизма трансграничной углеродной корректировки в рамках общеевропейского проекта «Green Deal» («Зеленая сделка») заключается в установлении дополнительной финансовой нагрузки для углеродоемкого импорта, которые должны уравнивать условия для внутренних производителей и экспортеров и таким образом минимизировать риск «утечки углерода» в условиях постепенного сокращения объема бесплатных квот. Таким образом, СВМ является средством защиты интересов европейских

РИС. 2. Возможные варианты реализации СВМ



производителей в условиях реализации амбициозной климатической стратегии.

Дополнительные средства, привлекаемые в рамках СВМ, по оценкам Еврокомиссии, составляют от €5 млрд до €14 млрд. Они могут быть использованы для дополнительного стимулирования и поддержки низкоуглеродных технологий в период выхода из рецессии, связанной с пандемией.

Таким образом, основными предпосылками для введения СВМ являются:

1. Защита интересов европейских производителей путем обеспечения равенства условий для экспортеров и внутренних европейских производителей в условиях планомерного сокращения выдачи бесплатных углеродных квот в европейской системе торговли квотами на выбросы парниковых газов (EU ETS) с 80% в 2013 году до 30% в 2020 году и планируемого в 2030 году полного прекращения выдачи бесплатных квот, а также с учетом значительного роста цен на углеродные единицы в EU ETS до €43 в апреле 2021 года.
2. Стимулирование экспортеров к снижению углеродоемкости продукции.
3. Необходимость поддержки низкоуглеродных технологий и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в период выхода из рецессии.

СВМ может быть реализован в различных сценариях, которые

* Directive 2003/87/EC <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/1146-Carbon-Leakage-List-2021-2030>.

в настоящее время активно обсуждаются с экспертным сообществом, в том числе:

- введение пошлины на импорт отдельных углеродоемких продуктов (ее размер будет зависеть от стоимости выбросов CO₂ в рамках EU ETS);
- распространение действия европейской системы торговли квотами на импортные товары – в этом случае зарубежным производителям либо придется приобретать квоты, либо специально для них будет отведено определенное количество квот;
- создание дополнительного пула квот для импортеров с обязанностью приобретения их в объеме эквивалентном совокупным выбросам при производстве экспортируемой продукции.

Законодательной базой СВМ должен стать европейский закон о климате, который планируется к принятию в 2021 году. По мнению авторов законопроекта, введение СВМ соответствует п. 2 ст. II Генерального соглашения по тарифам и торговле (ГАТТ 1947), которое разрешает введение пошлин на ввоз любого товара, эквивалентных внутреннему налогу. Также в соответствии со статьей 20 ГАТТ, возможно применение мер, «относящихся к консервации истощаемых природных ресурсов, если подобные меры проводятся одновременно с ограничением внутреннего производства или потребления».

В то же время СВМ может входить в противоречие со статьей 3 п.5 Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН), которая не допускает использования мер по борьбе с изменением климата для ограничения международной торговли и п. 1 ст. 11 ГАТТ 1947, который запрещает введение протекционистских тарифов, дискриминацию ввозимых товаров, а также иные скрытые ограничения международной торговли.

Существенную неопределенность представляет собой методический подход к определению параметров СВМ в части (1) охвата источников эмиссии, (2) определения факторов эмиссии, (3) наличия/отсутствия бесплатных квот, (4) возможности компенсирования углеродоемкости

РИС. 3. Структура экспорта российской продукции в страны ЕС



Оценка рисков производится для 55% российского экспорта в страны ЕС

* Графики построены на основании данных, представленных в млн долл. США
** Локомотивы, автомобили, самолеты, корабли и запчастки к ним, ядерные реакторы
*** Древесина, драгоценности, целлюлоза, стекло и т.д.

путем реализации проектов, направленных на сокращение выбросов или увеличение поглощения парниковых газов. В виде схемы варианты СВМ представлены на рис. 2.

Несмотря на методические сложности, 10 марта 2021 года Европейский парламент принял резолюцию, в которой высказал следующее ключевые позиции:

- СВМ должен покрывать весь импорт продукции и товаров, подпадающих под действие EU ETS, в том числе в случае их использования в промежуточных или конечных продуктах;
- к 2023 году СВМ должен охватить энергетический сектор и энергоемкие промышленные сектора, такие как: цементный, металлургический (сталь, алюминий), нефтепереработка, целлюлозно-бумажный, стекольный, химический (в том числе удобрения);
- СВМ должен охватывать как прямые, так и косвенные выбросы парниковых газов;
- СВМ должен обеспечивать возможность экспортеру доказать, что объем эмиссий парниковых

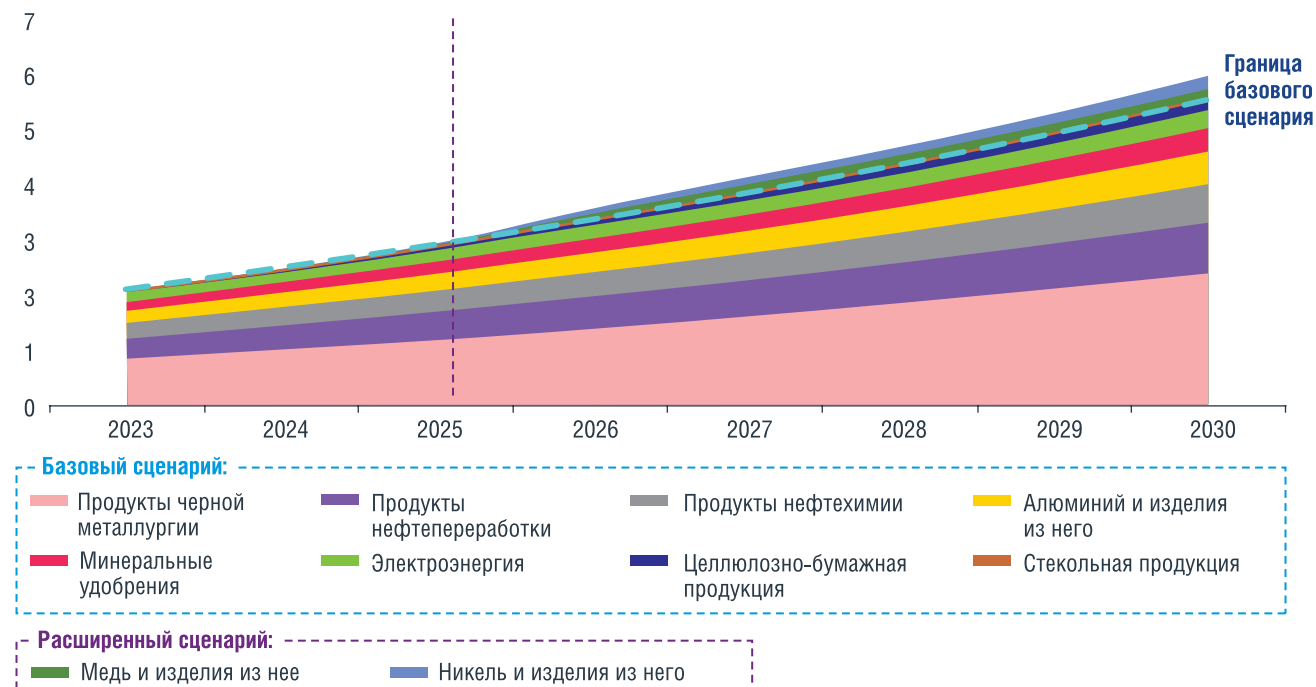
газов, связанный с производством импортируемых в ЕС продуктов, ниже общемировых значений.

Инициатива по введению СВМ в ЕС вызывает серьезные опасения в части влияния на российский бизнес, так как доля Евросоюза в совокупном экспорте РФ составляет 46% в стоимостном выражении и наибольшую часть экспорта составляют углеродоемкие товары: нефть, природный газ (в том числе сжиженный), цветные металлы (алюминий, никель, медь) и изделия из них, продукция черной металлургии (окатыши, полуфабрикаты и прокат), нефтехимии, минеральные удобрения (азотные и калийные), электроэнергия и другие.

Риски, связанные с введением СВМ, имеют отраслевую специфику, которая определяется (1) углеродоемкостью продукции, (2) включением данной категории продукции в область регулирования. С учетом данных факторов КПМГ был проведен сценарный анализ дополнительной финансовой нагрузки, которой может подвергаться российский экспорт в страны ЕС при введении СВМ. В сценариях также учитывали

РИС. 4. Дополнительная финансовая нагрузка на экспортные отрасли РФ при введении СВМ с 2023 по 2030 год

Издержки на российский экспорт за период с 2023 по 2030 гг., млрд Евро:



изменение доли регулируемого экспорта и прогнозную среднюю ставку налогообложения, соответствующую ожидаемой стоимости квот в EU ETS с учетом фактической доли платных квот. Базовый сценарий, одобренный Еврокомиссией, предполагает включение восьми групп продуктов, среди которых для России наибольшее значение имеют продукты черной металлургии, нефтехимии, нефтепереработки, а также алюминий. Расширенный сценарий включает возможность распространения инициативы на медь и никель. Результаты анализа представлены на рис. 4.

По результатам анализа, среднегодовая дополнительная нагрузка в базовом сценарии составит 3,7 млрд евро/год. При расширении области применения СВМ она увеличится до 3,9 млрд евро/год.

Сокращение связанной с введением СВМ дополнительной финансовой нагрузки на российский экспорт может быть достигнуто при условии активного участия РФ в международном переговорном процессе. Его целью должна быть реализация наиболее благоприятного механизма введения СВМ, учитывающего возможности компенсации углеродоемкости экспортной продукции (в том числе за счет

реализации лесо-климатических проектов при условии формирования нормативной и методической базы для их осуществления).

В рамках формирования национальной системы регулирования выбросов парниковых газов наибольшее внимание должно быть уделено следующим аспектам:

1. Развитие системы мониторинга, отчетности и контроля выбросов парниковых газов и ее гармонизация с международными требованиями и стандартами. К этому относится и разработка методической базы для оценки углеродоемкости продукции на отраслевом уровне, включая коэффициенты эмиссии при потреблении электроэнергии.
2. Разработка и внедрение механизмов гибкого финансирования программ по модернизации производства и внедрению низкоуглеродных технологий, направленных на снижение углеродоемкости производства.
3. Разработка и внедрение нормативной базы, обеспечивающей реализацию проектной деятельности, направленной на сокращение выбросов и/или увеличение поглощающей

способности естественных поглотителей парниковых газов. Использование результатов данной проектной деятельности для компенсации углеродоемкости экспортной продукции

4. Развитие отраслевых низкоуглеродных брендов и систем сертификации низкоуглеродных продуктов, а также стимулирование продвижения данной продукции на европейский рынок.

Данные направления, комплексно реализованные в рамках стратегии низкоуглеродного развития на государственном, отраслевом и корпоративном уровне, позволят не только минимизировать негативный эффект СВМ, но и станут существенным стимулом для модернизации производства и повышения его эффективности за счет внедрения передовых энергосберегающих технологий и эффективного использования ресурсов. Таким образом, международные инициативы в области углеродного регулирования могут стать стимулом технологического развития и экономического роста. ●

KEYWORDS: decarbonization of production, carbon-containing products, technological development, greenhouse gas emissions, quotas.

26–29.10.2021

www.chemistry-expo.ru



24-я международная выставка химической промышленности и науки

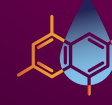
ХИМИЯ

Генеральный информационный партнер

ЦЕНОВОЕ АГЕНТСТВО
ЖИМ
КУРЬЕР
www.chem-courier.com
КОНФЕРЕНЦИИ



Инновации и современные материалы



Нефтегазохимия



Startup ChemZone



Автоматизация и цифровизация производства

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- ФГУП «НТЦ «Химвест»
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова
- РХТУ им. Д.И. Менделеева

Под патронатом ТПП РФ



Химмаш. Насосы



Хим-Лаб-Аналит



Зеленая химия



Индустрия пластмасс

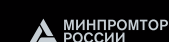


Защита от коррозии «КОРРУС»

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Организатор

12+ Реклама



ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ НА ШЕЛЬФЕ И МОРСКОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ



**Шабалин
Николай Вячеславович**
исполнительный директор

**Евдокимова
Елизавета Сергеевна**
руководитель управления
Проектно-изыскательских работ

**Калениченко
Владислав Олегович**
начальник отдела Экологии

**Крючков
Никита Романович**
ведущий специалист отдела
Экологии

**Прохоров
Николай Викторович**
начальник отдела
Экологического проектирования
и разрешительной документации

**Семёнова
Марина Ивановна**
руководитель Управления
Геоинформационных технологий

**Михайлюкова
Полина Геннадьевна**
начальник отдела Спутникового
мониторинга

Центр морских исследований
МГУ имени М.В. Ломоносова

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА, РАЗНОСТЬ ПОДХОДОВ К ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ МОНИТОРИНГУ, ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ

THE ARTICLE DEALS WITH THE MAIN TYPES OF ENVIRONMENTAL SUPPORT OF COMMERCIAL ACTIVITIES ON THE SHELF OF THE ARCTIC REGION, THE DIFFERENCE IN APPROACHES TO ENVIRONMENTAL MONITORING, APPLIED RESEARCH METHODS AND STORAGE OF RECEIVED DATA

Ключевые слова: экологическое сопровождение проектов, нормативные требования к выполнению экологических исследований, экологический мониторинг, хозяйственное освоение Арктики, экологическая безопасность.

Введение

Арктические морские экосистемы являются местом обитания для более 5000 видов животных, включая млекопитающих и морских птиц, примерно 2000 видов водорослей, десятков тысяч микроорганизмов и 243 видов рыб [3]. В настоящее время, помимо влияния климатических изменений, к которым данные арктические экосистемы очень чувствительны [1], в регионе также нарастает и влияние техногенного фактора: осваиваются новые месторождения, увеличивается роль Северного морского пути как важной и перспективной транспортной магистрали. К примеру, с 2014 по 2020 гг. динамика импортно-экспортных и каботажных

перевозок по Северному морскому пути, согласно официальным данным, выросла в 8 раз: с 4 млн тонн до 32 млн тонн [17]. К 2035 году Северный морской путь в целом планируется развить до уровня конкурентноспособного международного морского транспортного коридора. Данные процессы при ненадлежащем контроле могут приводить к ухудшению состояния арктических экосистем, их деградации и, как следствие, снижению качества предоставляемых экосистемных услуг. В связи с этим важное значение приобретает регламентируемое и качественно исполняемое экологическое сопровождение хозяйственной деятельности в Арктическом регионе.

В настоящий момент хозяйственная деятельность, связанная со строительством и эксплуатацией хозяйственных объектов в морской акватории Арктического региона, сопровождается различными исследованиями состояния окружающей среды, условно подразделяющимися на следующие виды:

- регулярный (фоновый) экологический мониторинг лицензионных участков нефтегазовых месторождений;
- инженерно-экологические изыскания (ИЭИ) конкретных площадок, запланированных для строительства сооружений или проведения бурения;
- производственный экологический контроль и мониторинг (ПЭКМ) в процессе строительства и эксплуатации объектов;
- регулярные экологические исследования в комплексе работ по контролю технического состояния ликвидированных или законсервированных поисково-оценочных и добычных скважин.

Вышеперечисленные работы являются в большинстве случаев этапами производственного цикла освоения нефтегазовых месторождений либо – в части ИЭИ и ПЭКМ – этапами производственного цикла строительства любого хозяйственного объекта на морской акватории или прибрежных территориях.

Проблематика

Очевидно, что экологические исследования являются неотъемлемой составляющей хозяйственного освоения Арктики. Однако активное покорение Арктических просторов ставит как перед природопользователем, так и перед государством острый вопрос наличия четко закрепленных и унифицированных нормативных требований к выполнению экологических исследований, которые будут учитывать уникальность осваиваемых акваторий и прибрежных территорий, а также устанавливать требования к сбору и хранению получаемой информации.

Наиболее упорядоченным видом экологических работ в РФ являются инженерные изыскания. Проведение инженерно-экологических изысканий для строительства хозяйственных объектов, работ по разведке

и обустройству нефтегазовых месторождений на морской акватории регламентируются ведомственными нормативными документами – СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» [19], отдельные пункты которого утверждены как обязательные к исполнению Постановлением Правительства РФ от 4 июля 2020 г. № 985 [13], а также СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства» [18], указания которого носят в настоящий момент рекомендательный характер. Требования, указанные в данных документах, лишь в незначительной степени учитывают специфику морской среды и обитающих в ней объектов животного мира. Поэтому дополнительно к ним часто используется составленный более 20 лет назад руководящий нормативный документ Министерства газовой промышленности РД 51-01-11-85 «Экологические исследования при инженерных изысканиях на континентальном шельфе. Требования к методам и результатам» [16]. Во многом унифицировать и систематизировать подход к выполнению данных исследований в сфере инженерных изысканий призваны готовящиеся к утверждению новые свод правил по инженерно-экологическим изысканиям (взамен СП 11-102-97) и свод правил по инженерным изысканиям для строительства на континентальному шельфе, разработанные в соответствии с Планом разработки и утверждения сводов правил и актуализации ранее утвержденных строительных норм и правил, сводов правил на 2017 год, утвержденных приказом Минстроя России от 14 декабря 2016 года № 940/пр, с учетом положений, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2014 г. № 366 (в редакции ПП РФ от 31 августа 2017 г. № 1064) «Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации».

В то же время на морской акватории Арктического региона большей масштабностью и регулярностью проведения обладает другой вид экологических работ – *экологический мониторинг*. Являясь важным инструментом экологической безопасности,

экологический мониторинг выполняется на обязательной основе во многих странах по всему миру, в том числе и в России. Однако подход к его выполнению отличается от страны к стране, как по ответственному исполнителю (природопользователь или государство), так и по принципам проведения, основным параметрам, методикам и прочему.

Подходы к экологическому мониторингу

В Российской Федерации Единая система государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды) была создана в целях обеспечения охраны окружающей среды (ст. 63 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [20]). Положение о государственном экологическом мониторинге (государственном мониторинге окружающей среды) и государственном фонде данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды) утверждено постановлением Правительства РФ от 9 августа 2013 г. № 681 [15].

Осуществлением государственного мониторинга состояния и загрязнения окружающей среды, а также формированием государственной системы наблюдений за состоянием окружающей среды занимается Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды с участием других уполномоченных федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» в соответствии с Положением о государственном мониторинге состояния и загрязнения окружающей среды, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июня 2013 г. № 477 [14].

Также экологический мониторинг выполняют отдельные природопользователи – держатели лицензии на право пользование недрами. Требования к проведению мониторинга и его параметры прописываются в условиях лицензии.

УДК 502.65; 622.242

При этом результаты экологических мониторингов, выполняемых недропользователями, разрознены и не формируют единую базу данных состояния всех необходимых для контроля параметров окружающей среды и биоразнообразия. Кроме того, данные экологического мониторинга, выполняемого недропользователями, никак не коррелируют и не взаимодействуют с данными мониторинга, выполняемого государством. Озвученные выше подходы приводят к недостаточности результатов о состоянии экосистем, не дают комплексно и всесторонне оценить современное состояние окружающей среды, не говоря о динамике ее изменения за последние десятилетия.

В частности, гидрохимические исследования морских вод, являющиеся неотъемлемой частью экологического блока работ на морской акватории, могут осуществляться в соответствии с различными стандартами и методами, что приводит к результатам с кратно различающейся аналитической чувствительностью количественного анализа. Так, например, государственные учреждения при осуществлении программ мониторинга окружающей среды морской акватории при консервации проб на определение загрязняющих веществ (тяжелые металлы, органические загрязнители и пр.) могут придерживаться рекомендаций ГОСТ 31861-2012 «Вода. Общие требования к отбору проб» [8] (с 01.08.2021 – ГОСТ Р 59024-2020 [9]) и проводить последующий количественный химический анализ в собственных лабораториях, не аккредитованных в национальной системе Росаккредитации. В то же время одним из основных требований при проведении схожих по охвату исследуемых компонентов и параметров видов работ – экологических мониторингов, инженерно-экологических изысканий и пр. – является обязательное проведение химико-аналитических исследований в аккредитованных испытательных лабораторных центрах. Таким образом, исполнители работ и привлекаемые ими испытательные лаборатории в первую очередь руководствуются требованиями методик выполнения измерений, аттестованных в их области аккредитации, а также пределами их чувствительности.

Помимо вышеперечисленных проблем, остро стоит вопрос инвентаризации данных и консолидации методов исследований компонентов окружающей среды. На данный момент отсутствует открытая единая база данных, в которой могли бы быть представлены результаты всех основных исполнителей упомянутых работ: научных организаций, частных экологических компаний, а также исполнительных органов власти. Но даже при наличии такой базы данных остро встает проблема их разнородности по одним и тем же измеряемым параметрам. К примеру, на данный момент известно более 6 методов определения нефтепродуктов в воде [11], при этом каждый из методов обладает собственным уровнем чувствительности и диапазоном определяемых компонентов нефтяных углеводородов.

Суммируя вышесказанное, с точки зрения выполнения экологического сопровождения хозяйственной деятельности на морской акватории российская база нормативно-правового регулирования инженерно-экологических изысканий, экологического мониторинга и контроля нуждается в систематизации и унификации методов выполнения исследований, которая сможет обеспечить получение репрезентативных и сравнимых данных для разных видов работ и тем самым формировать наиболее корректную картину современного состояния окружающей среды.

Так, например, в Европейском союзе за экологический мониторинг отвечает как природопользователь, реализующий проект, потенциально опасный для окружающей среды, так и соответствующий государственный орган. Кроме того, в экологическом мониторинге участвуют и муниципальные власти. В итоге обеспечивается всесторонний мониторинг окружающей среды в конкретной области. При этом природопользователь ведет наблюдения на своем объекте и прилегающих территориях, передает все данные в государственный орган по той отчетности и тем параметрам, которые были строго обговорены до реализации проекта [10]. В свою очередь государственный орган и муниципалитет проводят фоновый экологический мониторинг по своим программам в рамках развития региона. Программы экологического

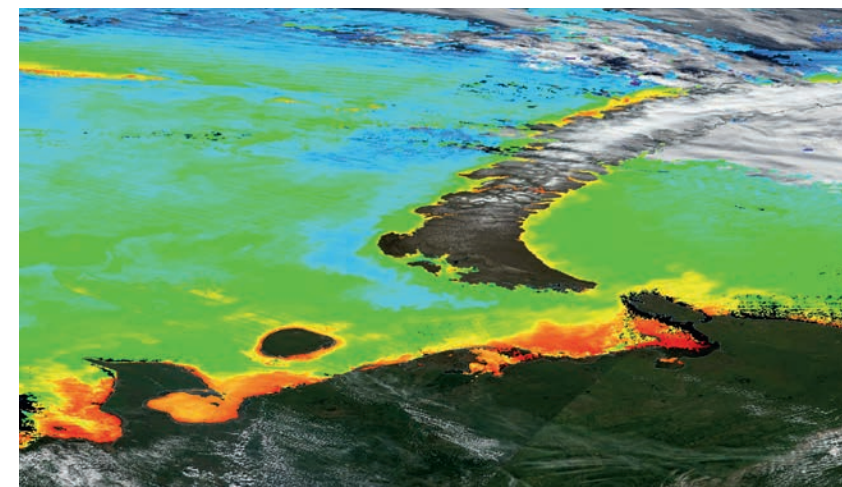
мониторинга разрабатываются на основе Директив Европейского союза, таких как: Рамочная морская стратегия [6], Рамочная стратегия использования водных ресурсов [4], Европейская климатическая политика [7], Директива по качеству атмосферного воздуха [5]. Также в странах Европы введена цифровая система сбора данных экологического мониторинга, например, Европейская сеть экологической информации и наблюдения за окружающей средой EIONET или платформа Коперникус (Copernicus). Таким образом, Европейский союз разработал как регулирующие документы, так и базы данных, куда направляются данные всех проводимых мониторингов, что позволяет комплексно проанализировать современное состояние окружающей среды и проследить динамику изменения того или иного компонента окружающей среды.

Помимо оптимизации методологических подходов к исследованиям и хранению полученных данных, отрасль экологического сопровождения проектов повсеместно нуждается во внедрении комплексного подхода к ведению экологических работ, который будет включать как общепринятые, так и высокотехнологичные методы исследований, в т.ч. увеличение роли дистанционных методов зондирования и автоматизированного анализа и визуализации получаемой информации.

ООО «ЦМИ МГУ» как инновационная научно-техническая организация, с 2014 года активно участвует в экологических исследованиях акваторий Арктических морей РФ, выполняя все виды экологических работ:

- оценка воздействия на окружающую среду;
- фоновый экологический мониторинг и эколого-рыбохозяйственные исследования;
- инженерно-экологические изыскания;
- производственный экологический мониторинг и контроль;
- разработка биологических нормативов качества окружающей среды;
- разработка и реализация программ сохранения биологического разнообразия;

РИС. 1. Пример спутниковых расчетов значений концентрации хлорофилла *a* по данным MODIS



- другие работы в области мониторинга окружающей среды и экологического проектирования.

Основной целью создания центра является практическое применение научного потенциала и внедрение результатов интеллектуальной деятельности Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова. К основным сферам деятельности Центра относятся инновационные, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, а также комплексные морские исследования с применением традиционных и современных методов.

По состоянию на 2021 год ООО «ЦМИ МГУ» выполнило более 225 проектов по экологическим работам на акваториях морей РФ, более 2/3 из которых реализовывались в арктических широтах, включая даже наиболее отдаленные моря России, такие как Восточно-Сибирское и море Лаптевых.

Помимо стандартных, общепринятых методик экологических исследований, значительное количество проектов Центра основано на применении методов дистанционного зондирования Земли для получения качественных и количественных характеристик состояния поверхности акватории. В настоящее время в компании разрабатываются научно-технические подходы к мониторингу пленочных загрязнений в акватории арктических морей, где осложняющим фактором является наличие ледяного покрова большую часть года. Некоторые возрастные фазы льда на радиолокационных изображениях,

которые используются для такого типа мониторинга, могут выглядеть как пленочные загрязнения антропогенного происхождения. Для исключения ошибок дешифрирования и требуется осуществлять параллельный ледовый мониторинг. В этой области в Центре накоплен большой опыт по применению современных технологий для выявления границ ледяных полей и анализу их дрейфа. В качестве примеров проектов можно выделить оперативный ледовый мониторинг в Байдацкой губе на основе снимков сверхвысокого разрешения оптического (WorldView-3) и радиолокационного (Iceye) диапазонов.

В рамках выполнения работ по одному из объектов компании выполняется оперативный спутниковый мониторинг пленочных загрязнений на основе использования радиолокационных космических снимков Sentinel-1, TerraSAR-X, PAZ. Для этих целей была разработана автоматизированная система экологического мониторинга, в которую поступает информация по результатам экспертного анализа о выявленном пленочном загрязнении и его вероятном источнике. Далее в автоматическом режиме моделируется дрейф пятна с учетом прогноза гидрометеорологических параметров и формируется оповещение, которое рассылается по согласованному с заказчиком перечню адресатов через электронную почту.

Другим примером выполненных работ в области спутникового экологического мониторинга

является анализ точности спутниковых расчетов значений концентрации хлорофилла *a* на основе полевых измерений (рисунок 1). Ключевым регионом стала акватория Карского моря. Эта методика была апробирована в нескольких проектах компании и результаты подтвердили высокую точность спутниковых измерений. Также в этой области присутствует и успешный опыт автоматизации обработки многолетних массивов спутниковой информации и тематических продуктов на их основе (концентрация хлорофилла *a* в поверхностном слое воды).

При решении задач по изучению местообитаний морских млекопитающих в рамках работ по сохранению биоразнообразия специалисты Центра используют сверхвысокодетальные космические снимки и беспилотные летательные аппараты. Так, космические снимки позволяют находить лежбища моржей, а съемка с БПЛА – подсчитывать количество особей (рисунок 2). В 2020 году специалистами по применению БПЛА были проведены съемки залежей моржей на островах архипелага Земля Франца-Иосифа и произведены учеты морских млекопитающих (численные и половозрастные). Всего за 26 часов полетов было зафиксировано более 3000 животных. Таким образом, применение БПЛА не только дополняет традиционные методики экспедиционных работ, но и повышает информативность и качество выполняемых работ.

Полученные навыки работы в нестандартных арктических условиях, обработка больших и уникальных массивов данных позволяют приобретать уникальный опыт, который в совокупности с комплексом традиционных и инновационных методов исследований морской акватории позволяет совершенствовать методические подходы в изучении, анализе и интерпретации получаемых данных, а также успешно осуществлять мониторинг экологической обстановки в границах исследуемых объектов. В настоящий момент все полученные результаты исследований сотрудники Центра интегрируют в единую базу данных, которая при дальнейшей обработке поможет более эффективно и комплексно оценить масштабы и чувствительность Арктических



экосистем, а также оценить риски воздействия активно развивающейся хозяйственной деятельности на них.

Выводы

Активное развитие нефтегазовых проектов и усиление роли Северного морского пути как перспективного и растущего в объемах маршрута морской транспортировки грузов, свидетельствуют о существенном нарастании темпов хозяйственного освоения морских акваторий и прибрежных территорий полярных широт. В связи с усиливающейся на международной арене «зеленой» повесткой очень важным конкурентным условием использования Северного морского пути как полномасштабной транспортной магистрали, становится его обязательное соответствие экологическим стандартам, в особенности в таком чувствительном к антропогенному вмешательству регионе, как Арктика.

Для минимизации экологических рисков и корректного комплексного анализа состояния окружающей среды при освоении Арктического региона требуется:

- Разработка унифицированных требований к методикам экологических исследований;
- Внедрение стандартизированных форм систематизации получаемых данных для всех исполнителей экологических исследований — как для государственных структур, так и частных экологических организаций-исполнителей, выполняющих исследования на контрактной основе;

- Развитие применения комплексного подхода к ведению экологических работ, который будет включать как общепринятые, так и высокотехнологичные методы исследований.

Таким образом, при соблюдении унифицированных и систематизированных методов в изучении экосистем Арктического региона в совокупности с объединением научно-методических подходов, современных технологий, нормативном обеспечении их использования, результатом которых будет возможно формирование единой базы данных о состоянии морской экосистемы, становится возможным обеспечение экологической безопасности ведения хозяйственной деятельности в Арктической акватории. ●

Литература

1. Asmus H., & Asmus R. (2011). Material Exchange Processes between Sediment and Water in Coastal Ecosystems and Their Modeling. Treatise on Estuarine and Coastal Science, 355–382. doi:10.1016/b978-0-12-374711-2.00915-3
2. Bluhm, B.A., A.V. Gebruk, R. Gradinger, R.R. Hopcroft, F. Huettmann, K.N. Kosobokova, B.I. Sirenko, and J.M. Weslawski. 2011. Arctic marine biodiversity: An update of species richness and examples of biodiversity change. Oceanography 24(3):232–248, <https://doi.org/10.5670/oceanog.2011.75>.
3. C. Michel, B. Bluhm, V. Gallucci, A.J. Gaston, F.J.L. Gordillo, R. Gradinger, R. Hopcroft, N. Jensen, T. Mustonen, A. Niemi & T.G. Nielsen (2012) Biodiversity of Arctic marine ecosystems and responses to climate change, Biodiversity, 13:3–4, 200–214, DOI:10.1080/14888386.2012.724048.
4. Directive 2000/60/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2000 establishing a framework for Community action in the field of water policy.
5. Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe.

6. Directive 2008/56/EC of the European Parliament and of the Council of 17 June 2008 establishing a framework for community action in the field of marine environmental policy (Marine Strategy Framework Directive).
7. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law).
8. ГОСТ 31861–2012. Межгосударственный стандарт. Вода. Общие требования к отбору проб (введен в действие Приказом Росстандарта от 29.11.2012 № 1513-ст). М.: Стандартинформ, 2013.
9. ГОСТ Р 59024–2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Вода. Общие требования к отбору проб (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 10.09.2020 № 640-ст). М.: Стандартинформ, 2020.
10. Институт по исследованию перспективных технологий Европейского союза, Справочный документ по общим принципам мониторинга, Севилья, Испания, 2003.
11. Леоненко И.И. «Методы определения нефтепродуктов в водах и других объектах окружающей среды (обзор) / Леоненко И.И., Антонович В.П., Андрианов А.М., Безлуцкая И.В., Цымбалюк К.К. / Методы и объекты химического анализа, т. 5, № 2, с. 58–72, 2010.
12. Постановление Правительства РФ «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» от 30.03.2021 № 484.
13. Постановление Правительства РФ «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» от 04.07.2020 № 985.
14. Постановление Правительства РФ от 6 июня 2013 г. № 477 «Об осуществлении государственного мониторинга состояния и загрязнения окружающей среды».
15. Постановление Правительства РФ от 9 августа 2013 г. № 681 «О государственном экологическом мониторинге (государственном мониторинге окружающей среды) и государственном фонде данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды)».
16. РД 51-01-11-85. Руководящий нормативный документ. Экологические исследования при инженерных изысканиях на континентальном шельфе. Требования к методам и результатам (утв. Распоряжением Мингазпрома СССР от 29.01.1986 № ВГ-103), ВНИПИморнефтегаз, Москва 1986.
17. Северный морской путь. Итоги 2020 года. Макеты инфографики. Доклад 19 января 2021 г., Москва. Электронный ресурс: <https://arctic.gov.ru/wp-content/uploads/2021/02/2020.pdf>.
18. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства (одобрен Письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69), М.: ПНИИИС Госстроя России, 1997.
19. СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», Москва, 2016.
20. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

KEYWORDS: *environmental support of projects, regulatory requirements for the implementation of environmental research, environmental monitoring, economic development of the Arctic, environmental safety.*

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

На стол каждому руководителю

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	2000 ₽	20 000 ₽
Печатная версия	2500 ₽	24 000 ₽
Электронная версия + печатная версия	4000 ₽	34 000 ₽



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU
+7(495) 778-41-01
subs@neftgaz.ru

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

Подписное агентство (Урал-Пресс) |
подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов —
индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ
УДОБСТВА НАШЕЙ
АУДИТОРИИ!

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ГАЗОПОДГОТОВКИ «ЭНЕРГАЗ»

Типы и применение



**Рубанов
Александр Витальевич**
ведущий специалист
Департамента развития
ООО «ЭНЕРГАЗ»

ПЕРВЫЙ БЛОЧНЫЙ ПУНКТ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ПРОИЗВОДСТВА ГК ЭНЕРГАЗ БЫЛ ВВЕДЕН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ДЕВЯТЬ ЛЕТ НАЗАД НА 5-М ЭНЕРГОБЛОКЕ ЮЖНО-САХАЛИНСКОЙ ТЭЦ-1. ЭТОТ ПРОЕКТ ДАЛ СТАРТ ВНЕДРЕНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК ГАЗОПОДГОТОВКИ. С ТЕХ ПОР НАКОПЛЕН ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ОПЫТ ПОСТАВОК ТАКОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАСКРЫТЫ ЕГО УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ, ДОКАЗАНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ

THE FIRST UNIT GAS CONDITIONING STATION, PRODUCED BY SC "ENERGAZ", WAS PUT INTO OPERATION NINE YEARS AGO AT POWER UNIT NO. 5 OF YUZHNO-SAKHALINSK TPP-1. THIS PROJECT LAUNCHED COMMISSIONING OF MULTIFUNCTIONAL GAS TREATMENT UNITS. SINCE THEN, CONSIDERABLE EXPERIENCE HAS BEEN ACCUMULATED IN SUPPLYING SUCH PROCESS EQUIPMENT, ITS UNIVERSAL FACILITIES HAVE BEEN REVEALED, AND ITS EFFICIENCY AND RELIABILITY HAVE BEEN PROVEN

Ключевые слова: газоподготовка, попутный газ, газораспределительная станция, газовая турбина, автоматизация.

Группа компаний ЭНЕРГАЗ ежегодно реализует десятки проектов и получает новые подтверждения тому, что подготовка газа (Upstream, Midstream) – это выверенный и согласованный инженерный расчет комплексного технологического процесса, позволяющего достигать и устойчиво поддерживать установленные значения газа по чистоте, влажности, температуре, давлению, расходу и другим параметрам.

По своему типу установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» делятся на компактные и многоблочные.

Компактные комплекты установки состоят из 1–2 модулей, внутри которых оборудование интегрировано на единой раме. Это:

- блоки подготовки попутного газа;
- блочные пункты подготовки газа (природного);
- системы подготовки топливного и пускового газа;

- газоприемные станции;
- газорегуляторные пункты блочные;
- автоматизированные газораспределительные станции.

Многоблочные установки применяются в сложных и масштабных проектах. Они отличаются высокой производительностью (расходом подготавливаемого газа) и состоят из нескольких обособленных блок-



ФОТО 1. Отдельные блок-боксы при монтаже создают общее технологическое пространство многоблочной установки

боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже стыкуются в единое здание (фото 1). При этом ряд элементов могут иметь внешнее исполнение.

Эти установки функционируют на генерирующих объектах с газовыми турбинами большой мощности, а также на нефтегазодобывающих площадках, где необходимо одновременно снабжать качественным газом (с отличающимися параметрами) сразу несколько основных и вспомогательных объектов.

В целом комплектные и многоблочные установки в автоматическом режиме непрерывно обеспечивают очистку, осушку, подогрев, редуцирование, определение состава и измерение различных параметров газа, одоризацию, технологический или коммерческий учет, контроль качества газа перед его подачей в газоиспользующее оборудование:

- газовые турбины;
- газопоршневые установки;

- котельные;
- печи прямого нагрева нефти;
- газоперекачивающие агрегаты и др.

Многофункциональные установки «ЭНЕРГАЗ» характеризуются максимальной степенью заводской готовности при поставке (98 %), высокой ремонтопригодностью и длительным сроком службы – не менее 25 лет. Коэффициент технического использования составляет 0,92+, подтвержденный показатель надежности в эксплуатации – 0,95+

Комплектация многофункциональных установок

Минимальный (базовый) функционал технологических установок «ЭНЕРГАЗ» – это фильтрация и учет газа.

Такое оборудование включает пять обязательных элементов:

- систему фильтрации;
- узел дренажа конденсата;
- блок учета газа;
- систему автоматизированного управления;
- системы жизнеобеспечения и безопасности.

Установки в базовой комплектации на практике применяются редко. Как правило, для эффективного решения проектных задач в технологическую схему встраиваются дополнительные узлы и системы:

- сепаратор-пробоуловитель (рис.1);
- блок осушки;
- узел подогрева газа;
- блочно-модульная котельная;
- система редуцирования;
- узел одоризации;
- система контроля качества газа.

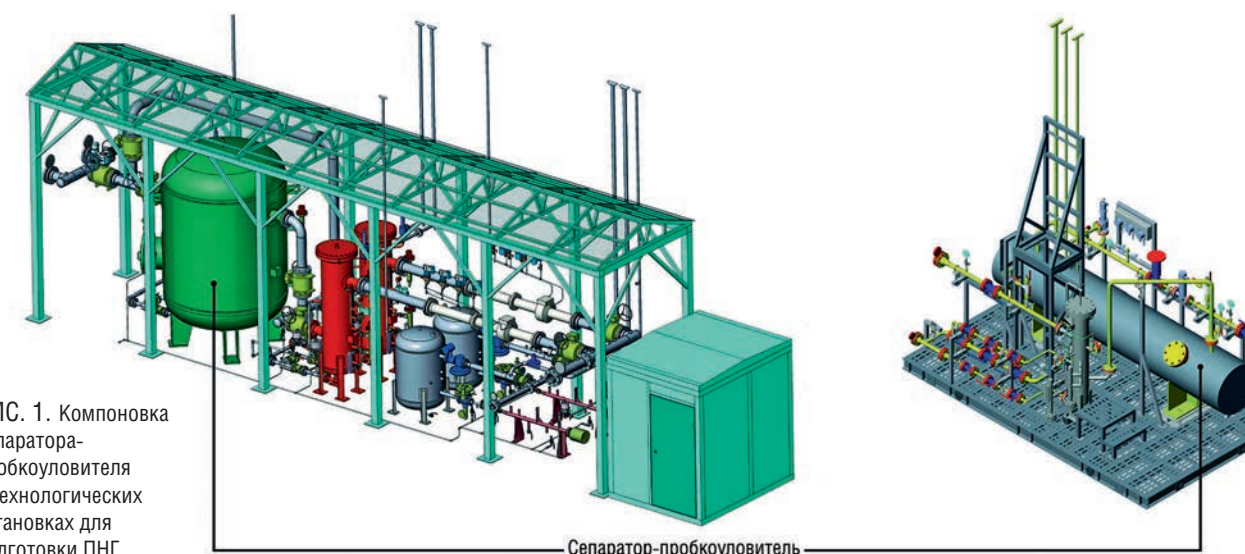


РИС. 1. Компонировка сепаратора-пробоуловителя в технологических установках для подготовки ПНГ

Сепаратор-пробоуловитель



ФОТО 2. Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГК на Восточном Уренгое – основной (слева) и резервный модули

Примеры действующих установок

Проекты Группы ЭНЕРГАЗ в нефтегазовом комплексе и электроэнергетике дают представление о технологических особенностях и возможностях оборудования газоподготовки. Рассмотрим применение установок «ЭНЕРГАЗ» на примерах практической подготовки природного и попутного нефтяного газа для газоиспользующего оборудования разного типа и назначения.

Многоблочная установка подготовки топливного газа для объектов УКПГК Восточно-Уренгойского лицензионного участка

Установка комплексной подготовки газа и конденсата АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) оснащена многоблочной установкой подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ».

УПТГ предназначена для фильтрации, учета, подогрева, редуцирования газа и параллельного снабжения им основных и вспомогательных объектов УКПГК. Среди них: газотурбинная электростанция, котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, узлы входных шлейфов, установка низкотемпературной сепарации, горелочное устройство для сжигания промстоков, установка

регенерации метанола, факельная установка, дожимная компрессорная станция низконапорных газов, установка стабилизации конденсата. Для каждого потребителя подаваемый газ имеет индивидуальные параметры по давлению, температуре и расходу.

УПТГ включает 8 блоков различного назначения, объединенных в два модуля (фото 2) – основной (МПТГ-1) и резервный (МПТГ-2). Максимальная производительность МПТГ-1 по газу составляет 90 400 $\text{м}^3/\text{ч}$. Номинальный расход газа МПТГ-2 – 32 612 $\text{м}^3/\text{ч}$.



ФОТО 3. Автоматизированная газораспределительная станция производства ГК ЭНЕРГАЗ

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС «Александровка»

АГРС «Александровка» (фото 3) осуществляет отбор газа из магистрального газопровода, очистку, коммерческий учет, контроль качества, снижение давления, подогрев и одоризацию газа перед его транспортировкой на отдаленную теплоэлектростанцию.

Комплектация АГРС: две линии фильтрации с фильтрами-коалесцерами; узел дренажа конденсата (с резервуаром 3 м^3); две измерительные линии с расходомерами ультразвукового типа; узел подогрева газа из двух кожухотрубных теплообменников; две нитки редуцирования; калориметр; анализатор влажности; узел одоризации (с емкостью для хранения одоранта объемом 2,1 м^3); система автоматизированного управления; системы жизнеобеспечения и безопасности; резервный генератор.

Подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа обеспечивает блочно-модульная котельная, укрытие которой пристыковано к модулю АГРС. Основа котельной – два водогрейных котлоагрегата общей (полезной) тепловой мощностью 1 МВт.



ФОТО 4. Блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭС Усинского месторождения ЛУКОЙЛ-Коми

Блок подготовки ПНГ для газотурбинного энергоцентра Усинского месторождения

На Усинском нефтяном месторождении (ЛУКОЙЛ-Коми) действует энергоцентр установленной электрической мощностью 100 МВт и тепловой – 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель».

Основное и резервное топливо для энергоцентра – попутный нефтяной газ. Его подготовку и подачу в турбины ГТУ-ТЭС выполняет многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» в составе трех компрессорных установок и блока подготовки попутного газа (БППГ).

БППГ (фото 4) осуществляет измерение расхода и фильтрацию газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и системой фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм.

Подготавливается также топливо для котельной собственных нужд месторождения. Для этого БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования.

Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге

В городе Елабуга (Республика Татарстан) действует ГТУ-ТЭС электрической мощностью порядка 20 МВт и тепловой – 28 Гкал/час. Основное оборудование состоит из четырех газотурбинных установок Taurus 60 GS (Solar) с котлами-утилизаторами. Топливо для турбин – природный газ.

На электростанции функционирует система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» в составе дожимной компрессорной станции и блочного пункта очистки газа. БПОГ – это типичный пример компактной установки в базовой комплектации.



ФОТО 5. Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге – компактная установка в базовой комплектации

Все технологическое оборудование интегрировано на единой раме. Комплексный пункт имеет небольшую производительность (8240 $\text{м}^3/\text{ч}$), обусловленную малой мощностью сопряженных газовых турбин.

БПОГ (фото 5) обеспечивает очистку газа от твердых частиц и капельной влаги до проектных требований производителя турбин, сбор уловленной жидкости в дренажный резервуар с перекачкой в передвижную емкость или спецтранспорт, измерение расхода газа, определение и регистрацию состава газа и его изменений, определение теплоты сгорания, измерение температуры точки росы газа.

Система подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов на месторождении «Алан»

На месторождении «Алан» в Узбекистане (НХК «Узбекнефтегаз») действует дожимная компрессорная станция для транспортировки природного газа в составе двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» (КМПО). ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ».

СПТПГ – это многофункциональная установка для очистки, нагрева и редуцирования газа. На открытой раме размещено следующее технологическое оборудование: коалесцирующие фильтры-



ФОТО 6. УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (слева) в составе газопоршневой электростанции Барсуковского месторождения Роснефти

сепараторы (степень фильтрации газа 99,98%), блок автоматического дренажа конденсата, электрические подогреватели с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

Проект реализован в максимально сжатые сроки – проектирование, производство, заводские испытания и поставка были выполнены за два месяца.

Многоблочный пункт подготовки газа для парогазовых энергоблоков Прегольской ТЭС

Самый крупный объект новой калининградской генерации – Прегольская теплоэлектростанция мощностью 455,2 МВт – состоит из четырех парогазовых энергоблоков, каждый из которых включает газовую турбину типа 6F.03 («Русские газовые турбины»), генератор («Элсиб»), паротурбинную установку («Силовые машины»), котел-утилизатор («Подольский машиностроительный завод»).

Снабжение топливом энергоблоков ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»: пункт подготовки газа (ППГ), дожимная компрессорная станция и модуль управления.

Многоблочный ППГ производительностью 106 000 м³/ч изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Это технологическая установка из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые состыкованы в единое здание. Исключение составляют блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата, имеющие внешнее исполнение на открытой раме.

Помимо внешних элементов ППГ оснащен системой тонкой очистки газа, блоком коммерческого учета с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования и блоком контроля качества газа.

Установка подготовки ПНГ для газопоршневого энергокомплекса Барсуковского месторождения

На Барсуковском месторождении («РН-Пурнефтегаз», Роснефть) в Ямало-Ненецком автономном округе действует автономный энергоцентр из 10 газопоршневых агрегатов Cummins мощностью по 1,5 МВт. Электростанция, построенная ООО «Альянс Генерация», снабжает электрической энергией инфраструктурные и технологические объекты промысла.

Топливо – попутный нефтяной газ. Проектные параметры ПНГ по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 6) номинальной производительностью 5000 м³/ч.

В состав этого многофункционального комплекса входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами (степень очистки составляет 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц размером свыше 2 мкм); узел дренажа конденсата с подземным резервуаром; блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами; узел подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника; двухлинейная система редуцирования; блочно-модульная котельная тепловой мощностью 0,19 МВт.

Во всех проектах полный цикл предпусковых мероприятий (шефмонтаж, наладку, собственные и интегрированные испытания, обучение эксплуатационного персонала) выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ», входящей в Группу ЭНЕРГАЗ. Сервисные инженеры ведут здесь и техническое обслуживание оборудования газоподготовки

Перспективные проекты

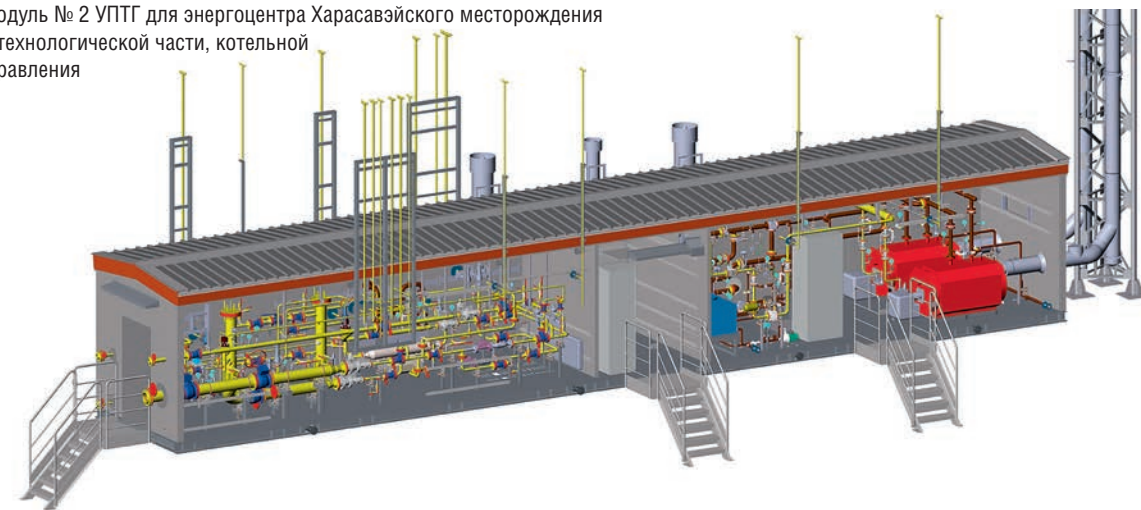
Среди проектов, реализуемых в настоящее время, отметим наиболее значимые.

Газоприемные станции для турбин пиково-резервных ГТЭС в Республике Беларусь

В Республике Беларусь создаются пиково-резервные энергетические источники на базе 16-ти газотурбинных установок Siemens SGT-800. На Минской ТЭЦ-5 будет действовать газотурбинная электростанция мощностью 300 МВт из 6 ГТУ, на Березовской ГРЭС – ГТЭС-254 МВт (5 турбин), на Лукомльской ГРЭС – ГТЭС-150 МВт (три турбины), на Новополоцкой ТЭЦ – ГТЭС-100 МВт (две турбины).

ЭНЕРГАЗ поставит комплект оборудования газоподготовки и топливоснабжения. Это четыре газоприемные станции (по одной ГПС на каждую пиковую ГТЭС), которые смонтируют на питающих трубопроводах для фильтрации, подогрева и коммерческого учета топливного газа, поступающего в турбины энергоблоков.

РИС. 2. Модуль № 2 УПТГ для энергоцентра Харасавэйского месторождения состоит из технологической части, котельной и отсека управления



Установка подготовки топливного газа для энергоцентра Харасавэйского месторождения

При обустройстве Харасавэйского месторождения ПАО «Газпром» на Ямале создается энергоцентр для обеспечения электричеством объектов строительства. Здесь применены восемь газопоршневых электростанций MWM мощностью от 1,2 до 2 МВт и четыре передвижные автоматизированные газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 мощностью по 2,5 МВт.

Топливо для энергоцентра – добываемый здесь природный газ. Его рабочие параметры по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечит установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ», которая уже монтируется на эксплуатационной площадке.

Многофункциональный комплекс состоит из двух отдельных модулей, действующих по каскадной схеме. Модуль № 1 предназначен для предварительной сепарации, фильтрации и снижения давления поступающего газа. После первого этапа подготовки топливный газ направляется в модуль № 2 (рис. 2), где происходит его доочистка, измерение расхода, подогрев и дополнительное редуцирование.

Максимальная производительность установки – 8 000 м³/ч, в том числе расход газа на газопоршневые агрегаты – 5 000 м³/ч, на турбины ПАЭС – 3 000 м³/ч.

Газорегуляторный пункт на установке подготовки нефти «Уса-Тяжелая нефть»

В рамках технического перевооружения УПН Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми) оснащается газорегуляторным

пунктом (фото 7). ГРП «ЭНЕРГАЗ» – это модульная технологическая установка для очистки, подогрева и редуцирования газа до стабильных проектных показателей перед его подачей на печи прямого нагрева нефти. ГРП также осуществляет измерение расхода и контроль качества газа.

Эффективность системы фильтрации ГРП – 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц крупнее 2 мкм. Система редуцирования снижает давление газа с 1,6...2,5 МПа до 0,6 МПа. Взрывозащищенные электрические подогреватели обеспечивают расчетную температуру газа на уровне +25 °С. Блочный газорегуляторный пункт готовится к монтажу на объекте.

В заключение констатируем, что многофункциональные установки – это состоявшийся фактор в технологической сфере комплексной газоподготовки. Опираясь на мировой опыт и наращивая собственную практику, Группа ЭНЕРГАЗ совершенствует возможности оборудования подготовки газа для проектов различной сложности и масштаба. ●

KEYWORDS: gas treatment, associated gas, gas distribution station, gas turbine, automation.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru



ФОТО 7. Газорегуляторный пункт обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ

внутренней полости технологических трубопроводов компрессорных станций

ПРОВЕДЕН ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ПО СПОСОБАМ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ. РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ НЕДОСТАТКИ СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБОВ, ПРЕДЛОЖЕНЫ ПУТИ РЕШЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ САМОХОДНЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ ТЕЛЕИНСПЕКЦИИ

A REVIEW OF LITERATURE SOURCES AND NORMATIVE AND TECHNICAL DOCUMENTS ON METHODS OF QUALITY CONTROL OF CLEANING THE INTERNAL CAVITY OF TECHNOLOGICAL PIPELINES OF COMPRESSOR STATIONS IS CARRIED OUT. THE MAIN DISADVANTAGES OF EXISTING METHODS ARE CONSIDERED, SOLUTIONS ARE PROPOSED USING THE USE OF SELF-PROPELLED ROBOTIC TELE-INSPECTION DEVICES

Ключевые слова: газоперекачивающая компрессорная станция, технологический трубопровод, контроль чистоты полости трубопровода, телеинспекция, роботизированный сканер.

**Кожаева
Ксения Валерьевна**

кафедра сооружения и
ремонта газонефтепроводов
и газонефтехранилищ,
факультет трубопроводного
транспорта,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
доцент, к.т.н.

**Ахмадыльшин
Дмитрий Александрович**
студент,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет

Важнейшей составляющей системы обеспечения природным газом промышленности, энергетики и населения России был и остается трубопроводный транспорт.

Увеличение объемов добываемого и транспортируемого газа, рост количества эксплуатируемого физически и морально устаревшего оборудования, увеличение протяженности трубопроводного транспорта в связи с освоением новых мест добычи диктует потребность в новых программах строительства, реконструкции

и капитальном ремонте трубопроводного транспорта.

В соответствии с действующими строительными нормами и правилами и локальными нормативными актами ПАО «Газпром», до ввода объектов магистрального транспорта газа в эксплуатацию после строительства, реконструкции и капитального ремонта предусмотрена их очистка, испытание на прочность и проверка на герметичность [7–8]. Цель очистки внутренней полости –

удалить случайно попавшие при строительстве внутрь газопроводов грунт, воду, снег, лед и различные предметы, а также поверхностный рыхлый слой продуктов коррозии, окарины и т.п. Выполнение данных работ подтверждается актом по очистке, подписываемым заказчиком и технадзором заказчика, который свидетельствует о соответствии чистоты внутренней полости трубопроводов требованиям нормативно-технической документации.

Наличие загрязнений, воды и посторонних предметов во внутренней полости технологических трубопроводов компрессорных станций (ТТ КС) приводит к существенным технологическим и финансовым потерям:

- поставляемый по таким трубопроводам газ может не соответствовать техническим требованиям ПАО «Газпром» по природному газу, транспортируемому по магистральным газопроводам. Данный факт является нарушением условий договоров поставки;
 - наличие посторонних предметов и механических примесей приводит:
- 1) к выходу из строя запорно-регулирующей арматуры и, как следствие, к срыву сроков запуска объекта в эксплуатацию;
 - 2) к засорению контрольно-измерительных приборов – увеличению вероятности возникновения аварийных ситуаций на компрессорных станциях;
 - 3) значительно увеличивает гидравлическое сопротивление газового потока, снижая пропускную способность газопроводов.

Очистка полости трубопровода производится в два этапа: предварительная очистка и окончательная. Предварительная очистка полости трубопровода проводится на трубосварочных базах при сварке труб в секции и на трассе при сварке секции труб в плети или сплошную нитку путем протаскивания через секции труб очистного устройства. Окончательная очистка полости трубопроводов выполняется после полной готовности всей трубопроводной обвязки

компрессорной станции: промывкой (вытеснением загрязнений в потоке жидкости), продувкой (вытеснением воды воздухом) и осушкой полости. Очистку полости трубопровода следует вести поточным методом специализированными участками (бригадами, звеньями), обеспечивающими непрерывность всех работ в строгой технологической последовательности [7–8].

Контроль качества очистки при сварке труб в секции и при сварке секции труб в плети осуществляется внешним осмотром представителем строительного контроля [7–8].

Контроль качества очистки при промывке – удалением загрязнений скоростным потоком жидкости осуществляется путем фиксации струи незагрязненной жидкости на выходе из сливного патрубка [7–8].

Контроль качества очистки при продувке – вытеснением воды и загрязнений воздухом осуществляется путем фиксации струи незагрязненного воздуха на выходе из продувочного патрубка [7–8].

Контроль качества осушки, а именно контроль влагосодержания воздуха на выходе из осушаемого газопровода осуществляется с помощью портативного гигрометра с потоковым датчиком с периодичностью 30 минут, до достижения особых требований, установленных проектом [7–8].

Вышеуказанные методы контроля качества очистки внутренней полости технологических трубопроводов компрессорных станций позволяют своевременно обнаружить и устранить из трубопровода различные загрязнения до пуска объекта в эксплуатацию.

Традиционные методы очистки (промывка, продувка, осушка) не позволяют достичь нужного результата очистки в связи со сложной пространственной конфигурацией трубопроводов компрессорных станций [11], а существующие методы контроля (внешний осмотр) не позволяют проконтролировать внутреннюю полость трубопроводов после выполнения всех строительно-монтажных работ и сдаточных гидравлических испытаний.

Невозможность внешнего визуального осмотра контролирующим органом

внутренней полости после монтажа и испытаний всей трубопроводной обвязки и перед пуском объекта в эксплуатацию является серьезной проблемой трубопроводного транспорта, поэтому актуальной задачей является совершенствование контроля качества внутренней полости ТТ КС при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов капитального строительства, а именно – необходимость в получении полной и достоверной информации о качестве проведения очистки с локализацией, количественной оценкой, фото- и видеофиксацией имеющихся загрязнений.

Среди различных методов исследования труб одним из наиболее современных и эффективных способов контроля качества очистки является телеинспектирование. Система телеинспекции трубопровода позволяет произвести детальный осмотр внутренней поверхности трубы и выявить различные повреждения и загрязнения. Используя специализированное оборудование, возможно проведение видеоинспекции полости трубопровода и точное определение характера и места загрязнения.

В настоящее время как в России, так и за рубежом существуют различные типы телеинспекционных систем: проталкиваемая, плавающая и самоходная.

Плавающая система – система видеодиагностики трубопроводов с плавающим модулем выполняется в виде миниатюрного плавсредства (лодки или поплавка), на котором установлена видеокамера. Основное предназначение систем видеодиагностики данного класса – обследование самотечных коллекторов с частичным заполнением, в основном это канализационные и ливневые стоки [6], применение данных систем телеинспекции на газопроводе невозможно.

Проталкиваемая система телеинспекции – система перемещение модуля внутри трубы осуществляется проталкиванием. Проталкивающая система имеет жесткий кабель, для проталкивания оператором видеокамеры по трубе. Одновременно кабель является и средством электропитания для видеокамеры, а также

УДК 621.51; 621.643



передачи информации на экран. Основным предназначением систем видеодиагностики данного класса является обследование трубопроводов, канализаций, дымоходов, воздуховодов и других инженерных сооружений диаметром (Ду) от 50 до 500 мм [6]. Применение данных систем на трубопроводах компрессорной станции невозможно в связи с ограничением по длине проталкивающего кабеля до 100 м, использованием в трубопроводной обвязке компрессорной станции труб большего диаметра до 1400 мм и не способности проникать в труднодоступные разветвленные сети с большим количеством отводов, что характерно для компрессорной станции.

Самоходные системы – самоходные роботизированные устройства, перемещение происходит посредством самоходного транспортера, который управляется оператором. Роботизированные самоходные системы телеинспекции являются высокотехнологичным устройством, позволяющим проводить осмотр труднодоступных мест с наибольшим эффектом сложных по конфигурации элементов технологических трубопроводов компрессорных станций.

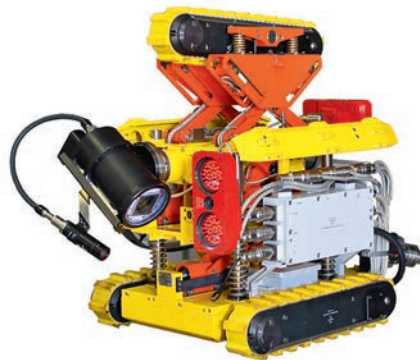
За последнее время разработано и представлено достаточно самоходных роботизированных систем телеинспекции с использованием различных подходов и принципов.

Телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л Диаконт (ЗАО Диаконт), С.-Петербург

Применение

Роботизированная внутритрубная диагностика (ВТД) газовых трубопроводов. Диагностика проводится уникальным робототехническим комплексом с помощью аттестованных методов электромагнитно-акустического и визуально-измерительного контроля. Обеспечивается толщинометрия и контроль тела трубы, а также контроль кольцевых сварных швов. Основное предназначение – внутритрубная диагностика газопроводов, находящихся в эксплуатации.

РИС. 1. Телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л [2, 3, 5, 10]



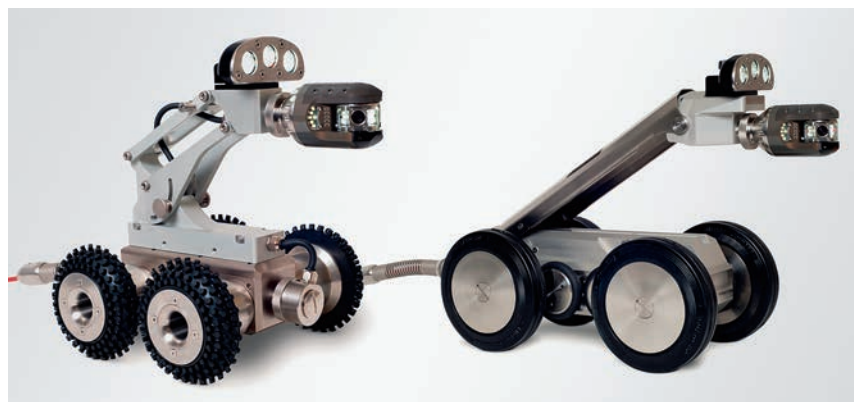
Достоинства

Возможность прохождения участков сложной геометрии; не требуются загрузочные камеры – загрузка через обратный клапан и люк-лаз от Ду 700 мм или технологический рез; диагностический робот движется самостоятельно – давление в трубе не требуется; оперативное предоставление отчета – длительная расшифровка данных не требуется; внесен в реестр диагностических комплексов для внутритрубного технического диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром».

Недостатки

низкая надежность вхождения подвижного внутритрубного аппарата в боковые отводы и невозможность их самостоятельного перехода в вертикальные отводы, расположенные на удалении от открытого конца основной трубы; невозможность объезда значительных загрязнений и дренажных трубок; возможность прохождения трубопроводов только от Ду 700 до 1400 мм; заход в боковой отвод тройника только от Ду 1000 мм; данный

РИС. 2. Роботы Riezler FWL-100 и FWL-150 [4]



дефектоскоп может перемещаться от места загрузки на расстояние около 160 метров – длина соединительного кабеля.

Роботы для телеинспекции трубопроводов Riezler FWL-100 и FWL-150, ООО «Вистарос», Россия

Применение

В основном инспекция водопровода, канализации, вакуумных систем, сантехнических сооружений.

Достоинства

Диапазон применения от DN 100 мм до DN 600 мм (в зависимости от типа видеокамеры и наличия дополнительных светильников); возможность проходить повороты в 45° с DN 200 мм; запись цифрового видео и изображений с текстовой информацией; моторизованный кабельный барабан с длиной кабеля от 100 до 300 метров; поворотная цветная камера.

Недостатки

Максимальное удаление от места загрузки ограничено длиной кабеля до 300 м; использование кабеля затрудняет перемещение в трубопроводной обвязке, имеющей множество ответвлений и поворотов, т.к. кабель прижимается к стенке трубопровода при поворотах под действием силы собственного веса и под действием нормальной составляющей силы тяжения, в результате этого существенно возрастает усилие, необходимое для протяжки кабеля, что может повлечь за собой пробуксовку или опрокидывание инспекционного робота; невозможность перемещения по вертикальным участкам.

Комплекс P200-5M, Taris, Россия

Применение

Робототехнические системы для телеинспекции трубопроводов атомной промышленности и нефтегазового комплекса.

Достоинства

Наличие датчиков уклона и крена; наличие системы бортового поворота для маневрирования в трубах большого диаметра; возможность использования видеокамеры с zoom и стеклоочистителем; шарнир основного разъема для защиты кабеля от повреждений; возможность дооснащения рабочей станции на базе переносного компьютера (notebook) для управления комплексом, для документирования полученной информации, а также для измерения размеров дефектов (и других объектов) в трубопроводе, построение графика уклона трубопровода; телеинспекция трубопроводов от Ду 100 до 900 мм.

РИС. 3. Комплекс P200-5M [9–10]



Недостатки

Возможность дистанционного просмотра на расстоянии до 200 м от оператора; использование кабеля затрудняет перемещение в трубопроводной обвязке, имеющей множество ответвлений и поворотов, т.к. кабель прижимается к стенке трубопровода при поворотах под действием силы собственного веса и под действием нормальной составляющей силы тяжения, в результате этого существенно возрастает усилие, необходимое для протяжки кабеля, что может повлечь за собой пробуксовку или опрокидывание инспекционного робота; невозможность движения по вертикальным трубам.

РИС. 4. Modular Crawler System (кроулеры) [8, 12]



Modular Crawler System (Кроулеры), Великобритания

Применение

Обследование городских водостоков, ливневых систем, канализационных коллекторов, газопроводов, нефтепроводов диаметром от 100 мм до 1500 мм и длиной до 350 м (зависит от комплектации).

Достоинства

Видеоинспекция трубопроводов диаметром 100–1500 мм; привод на все колеса; кабель с кевларовым покрытием; несколько комплектов колес; водонепроницаемая камера с сапфировым стеклом; регулируемая скорость движения тележки; прохождение через сужения трубы, большие смещения и выступающие краны; водонепроницаемый корпус обеспечивает защиту в условиях влажности; малый вес кроулера способствует легкости его установки и удаления.

Недостатки

Не могут работать в вертикальных трубопроводах; использование кабеля затрудняет перемещение в трубопроводной обвязке, имеющей множество ответвлений и поворотов, т.к. кабель прижимается к стенке трубопровода при поворотах под действием силы собственного веса и под действием нормальной составляющей силы тяжения, в результате этого существенно возрастает усилие, необходимое для протяжки кабеля, что может повлечь за собой пробуксовку или опрокидывание инспекционного робота; возможность дистанционного просмотра на расстоянии до 250 м от оператора.

Aquam's Amplus ROV.AQUAM CORP., США

Применение

Amplus – это передовое дистанционно управляемое транспортное средство, или ROV, которое проверяет воду, сточные воды и промышленные трубы. Amplus предназначен для оценки трубопроводов в реальном времени.

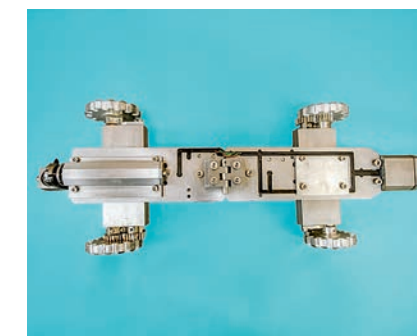
Достоинства

Устройство может получать доступ к точкам шириной до 4 дюймов (около 100 миллиметров) и перемещаться по линиям независимо от потока или давления; Amplus использует камеры высокой четкости, ультразвуковые сканеры и датчики акустических гидрофонов, для сбора и передачи данных высокого разрешения о состоянии трубопровода в режиме реального времени; длина кабеля – около 1 км.

Недостатки

Невозможность работать в вертикальных трубопроводах; использование кабеля затрудняет перемещение в трубопроводной обвязке, имеющей множество ответвлений и поворотов, т.к. кабель прижимается к стенке трубопровода при поворотах под действием силы собственного веса и под действием нормальной составляющей силы тяжения, в результате этого существенно

РИС. 5. Amplus [13]



возрастает усилие, необходимое для протяжки кабеля, что может повлечь за собой пробуксовку или опрокидывание инспекционного робота.

Робот-змея ACM-R5H, HiBot, Япония

Применение

Полуавтономный робот для осмотра труб. Уникальная конструкция тяги позволяет ему перемещаться внутри труб со сложной геометрией, таких как последовательные изгибы в разных направлениях, вертикальные трубы и сварные швы. Его можно использовать для визуального контроля. Предназначен в основном для визуального контроля в 3, 4, 6 или 8-дюймовых трубах в нефтяной, газовой и водной промышленности.

Достоинства

Получает живое видео с «головы» робота, которая оборудована LED-подсветкой и видеокамерой, удаленно панорамируемой и наклоняемой по мере необходимости, наряду с управлением скоростью и направлением робота; благодаря навесной сегментированной конструкции ACM-R5H легко может проделать свой путь через трубы с поворотами и тройничные разводки; может подниматься вертикально и горизонтально, используя для этого свои колеса; одинаково хорошо движется в любом направлении, вперед или назад; управление осуществляется с дистанционного пульта через Wi-Fi.

РИС. 6. Робот-змея ACM-R5H [15, 17]



Недостатки

Использование в трубопроводах малого диаметра в основном в 3, 4, 6 или 8-дюймовых трубах; аккумулятор в каждом сегменте и полного заряда хватает на 1,5 часа работы; конструкция робота ACM-R5H делает его идеальным устройством для проведения операций по осмотру подводных конструкций, подводных частей морских судов, для исследований и для проведения поисков на морском дне.

РИС. 7. Краб-робот серии X [14]



Краб-робот, Россия

Применение

Краб-роботы предназначены для проведения телеинспекции трубопроводов с большим количеством поворотов, ответвлений, труб с изменяемым уклоном диаметром от 50 до 750 мм. Благодаря своей конструкции краб-робот способен проводить обследование труб даже на вертикальных участках.

Достоинства

Система освещения с мощными светодиодами белого света; легко преодолеваются такие препятствия, как: неровная поверхность, изменение внутреннего диаметра, отвод и небольшие препятствия; ручное или дистанционное управление фокусом; быстросъемная цветная видеокамера (прямого обзора/поворотная); водозащищенность; система может быть оперативно собрана без каких-либо дополнительных инструментов прямо на объекте обследования.

Недостатки

Возможность проведения контроля ограничивается длиной кабеля в 90 м; телеинспекция трубопроводов диаметром только до 750 мм; не способен преодолевать значительные загрязнения, препятствия и дренажные трубки.

Телеинспекционная система ROVION от компании iPEK, Германия

Применение

Мобильная роботизированная система телеинспекции iPEK ROVION представляет собой наборы базовых конфигураций для обследования трубопроводов

разного диаметра (от 100 до 2000 мм и более) на длину до 500 м.

Достоинства

Телеинспекция труб диаметром от 100 до 2000 мм и более; видеокамера с функцией поворот/вращение, мощным светодиодным освещением и встроенным параллельным лазером для измерений повреждений; моторизованный кабельный барабан.

Недостатки

Максимальное удаление от места загрузки ограничено кабельным барабаном с длиной кабеля до 500 м; использование кабеля затрудняет перемещение в трубопроводной обвязке, имеющей множество ответвлений и поворотов, т.к. кабель прижимается к стенке трубопровода при поворотах под действием силы собственного веса и под действием нормальной составляющей силы

РИС. 8. Мобильная роботизированная система телеинспекции ROVION [16]



тяжения, в результате этого существенно возрастает усилие, необходимое для протяжки кабеля, что может повлечь за собой пробуксовку или опрокидывание инспекционного робота; невозможность перемещения по вертикальным участкам; основное направление системы – проверка канализационных коллекторов.

Внутритрубный роботизированный диагностический комплекс A2072 «IntroScan» (СД), АО «ИнтроСкан Технолоджи», Россия

Применение

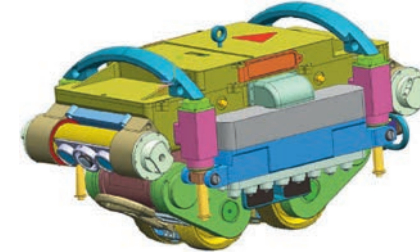
Основные направления – диагностика технологических трубопроводов на объектах

транспорта нефти и газа, оценка технического состояния трубопроводных систем.

Достоинства

Проведение ВТД с наименьшими затратами на подготовительные работы; перемещение по горизонтальным ферромагнитным поверхностям, потолку и вертикальным стенам;

РИС. 9. Внутритрубный роботизированный диагностический комплекс A2072 «IntroScan» [5, 7, 18]



обследование всей номенклатуры деталей (трубы, отводы, тройники, переходы с Ду в диапазоне 300–1400 мм) на всех участках ТТ КС; реализации ВТД с высокой производительностью; высокая степень роботизации процессов ВТД; высокая степень информативности, детализации и визуализации отчетных материалов; внесен в реестр диагностических комплексов для внутритрубного технического диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром».

Недостатки

Автомобильная схема поворота данной платформы исключает заявленную возможность маневрирования в тройниках Ду 300 мм из-за наличия значительного радиуса поворота и габаритов самих платформ.

Для выполнения телеинспекции внутренней полости ТТ КС после испытаний и перед вводом объекта в эксплуатацию телеинспекционное средство должно обладать следующими характеристиками:

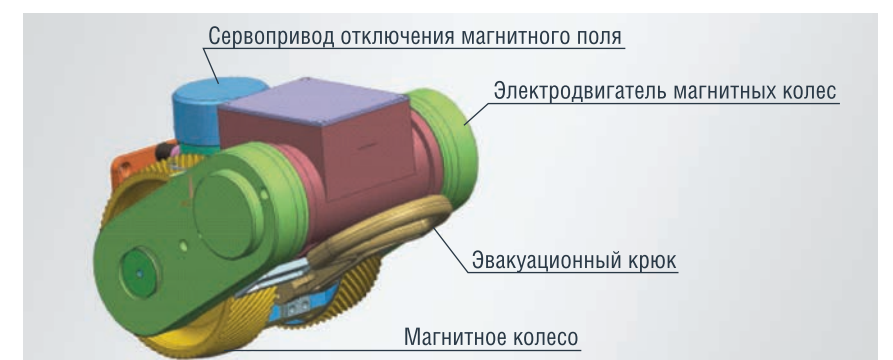
- Возможность проведения телеинспекции в трубопроводах диаметром от Ду 400 до 1400 мм (основной сортамент труб ТТ КС представлен в данных диаметрах);
- Иметь малые размеры для загрузки в технологические

люки-лазы Ду 400–500 мм и вскрытые крышки обратных клапанов Ду 700–1000 мм, с целью исключения операций шурфования, вырезки катушек для загрузки и сохранения целостности газопровода;

- Иметь оптический модуль для проведения контроля в «реальном» времени;
- Возможность перемещения по вертикальным и наклонным поверхностям с целью проведения контроля на всей протяженности трубопроводной обвязки, возможности объезда значительных загрязнений и препятствий для дальнейшего контроля и уменьшения дополнительных мест загрузки;
- Автономность, отсутствие влияния соединительного кабеля на удаление телеинспекционного средства от мест загрузки в ТТ КС (как правило, в среднем протяженность трубопроводов компрессорной станции составляет 1000–2000 м);
- Возможность реализации обследования с высокой производительностью с целью сокращения сроков запуска объекта в эксплуатацию.

Среди вышерассмотренных технологий для усовершенствования контроля качества внутренней полости трубопроводов компрессорных станций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов капитального строительства с целью повышения производительности, эффективности и обеспечения безопасности наиболее эффективной технологией является внутритрубный роботизированный диагностический комплекс A2072 «IntroScan».

РИС. 10. Магнитный мотор-колесный модуль СД



Внутритрубный роботизированный диагностический комплекс A2072 «IntroScan»

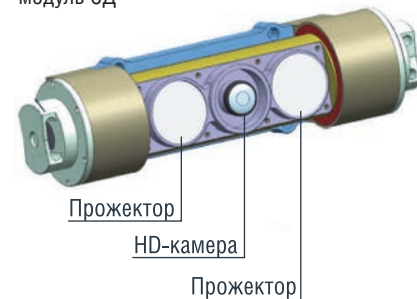
Основным элементом A2072 «IntroScan» (рисунок 9) служит компактная транспортная платформа, обеспечивающая перемещение СД внутри деталей ТТ КС (трубы, тройники, отводы, трубопроводная арматура) диаметром более 300 мм.

Благодаря четырем магнитным мотор-колесам (рисунок 10), суммарное усилие отрыва которых превышает 120 кг, СД перемещается по горизонтальным ферромагнитным поверхностям, потолку и вертикальным стенам. В мотор-колесный модуль встроены датчики Холла, контролирующие напряженность магнитного поля контура «колесо – поверхность», что обеспечивает как регистрацию переезда стыковых сварных швов, так и предотвращение «отрыва» колеса от ферромагнитной поверхности при наезде на препятствие. Независимое управление поворотом и реверсом мотор-колес обеспечивает СД необходимую маневренность, а большой клиренс (зазор между поверхностью трубы и рамой транспортной платформы) – преодоление препятствий типа «угол 90°», например для заезда в ответвления тройников и тройниковых соединений. Перечисленные транспортные и массогабаритные характеристики были заданы и реализованы с целью обеспечить загрузку СД в ТТ КС через технологические люки, обратные клапана и свечные линии условным диаметром (Ду) ≥ 300 мм.

A2072 «IntroScan» использует бортовое аккумуляторное питание,

рассчитанное на 10 ч автономной работы. Это позволило отказаться от питающе-связного кабеля, ограничивающего максимальное удаление СД от места загрузки в ТТ КС. В процессе работы осуществляется контроль остаточной емкости батареи с целью обеспечения достаточного энергозапаса для гарантированного возврата СД к точке загрузки. Полная зарядка аккумуляторной батареи осуществляется за 30 мин, что дает возможность полноценно использовать комплекс при трехсменной работе. Оператор управляет СД из салона специализированного автомобиля, дополнительно оснащенного необходимым диагностическим и вспомогательным оборудованием, со стационарного пульта через внутритрубный радиоканал, действующий по принципу волноводного эффекта. На борту СД размещен WiFi-модуль с антеннами, а в точке загрузки ТТ КС установлены стационарные антенны, связанные кабелем с рабочим местом оператора. Максимальное удаление контролируемого участка от места загрузки определяется бортовым энергозапасом СД и дальностью устойчивой радиосвязи. Расчетное значение этого параметра составляет 1500 м.

РИС. 11. Магнитный мотор-колесный модуль СД



В состав модуля оптического контроля (рисунок 11) входят HD-камера (матрица 5 мегапикселей, угол зрения объектива 180°), два светодиодных прожектора и привод поворота модуля в вертикальной плоскости. Скорость передачи видеоинформации с учетом пропускной способности радиоканала – до 20 кадров в секунду, что обеспечивает потенциальную производительность визуального контроля до 5 пог. м / мин.

На транспортной платформе размещены два идентичных оптических модуля – в передней и задней частях корпуса. Направление обзора определяется оператором. Необходимость второй камеры обусловлена возможностью реверсного перемещения сканера в трубах малого диаметра (Ду < 500 мм), где невозможно выполнить разворот. С помощью видеокамер осуществляются визуальный контроль внутреннего состояния ТТ КС, операции управления и маневрирования [1].

В результате анализа имеющихся систем телеинспекции внутренней полости ТТ КС выявлена наиболее эффективная система для контроля внутренней полости трубопроводов – телеинспекция с применением внутритрубного роботизированного диагностического комплекса А2072 «IntroScan», удовлетворяющая требованиям ПАО «Газпром», а именно:

- проведение контроля с наименьшими затратами на подготовительные работы (исключение операций шурфования, вырезки катушек для загрузки, восстановительных работ и пр.);
- обследование всей номенклатуры деталей (трубы, тройники, отводы, переходы с Ду 300–1400 мм) на всех участках ТТ КС (трубопроводная обвязка пылеуловителей, газоперекачивающих агрегатов, аппаратов воздушного охлаждения);
- реализация контроля с высокой производительностью – до 5 пог. м / мин;
- локализация и идентификация загрязнений и особенностей в трубопроводе;
- высокая степень роботизации процессов диагностики (автоматизация прохождения трубопроводов сложной конфигурации, контроля качества процесса обследования в «реальном» времени);
- высокая степень информативности, детализации и визуализации отчетных материалов. Наличие схемы обследуемого трубопровода позволяет в кратчайшие сроки принять обоснованные решения по очистке трубопровода от загрязнений. ●

Литература

1. Ворончихин С.Ю. Оценка технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» с применением роботизированных сканеров / С.Ю. Ворончихин, А.А. Самокуров, Ю.А. Седелев // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 3 (27). – С. 120–130.
2. ООО «Газпрокт-ДКР» [Электронный ресурс]. <http://gazproekt-dkr.ru/vnutritrubnaya-diagnostika/vtd-dlya-gazovoj-promyshlennosti>.
3. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [Электронный ресурс]. <https://vniigaz.gazprom.ru/research-and-development/transportation-and-storage/reestrysto-gazprom-2-3-5-046>.
4. ООО «Вистарос» [Электронный ресурс]. <https://vistaros.ru/product/samohodnaya-videoinspeksiya-fw-150>.
5. Певзжаева Е.В. Модернизация роботизированной внутритрубной диагностической системы / Е.В. Певзжаева, В.А. Горетова. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2019. – № 1 (239). – С. 43–46.
6. Рыльцева Ю.А. Системы визуального обследования и ремонта водопроводных и водоотводящих трубопроводов / Ю.А. Рыльцева, В.А. Орлов // Инженерный вестник Дона. – 2020. – № 4 (64). – С. 23.
7. СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов. – М.: ПАО Газпром, 1996. – 69 с.
8. СП 411.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов – М.: Стандартинформ, 2019. – 42 с.
9. «ТАРИС» [Электронный ресурс]. <http://okbtaris.ru>.
10. Федеральный институт промышленной собственности [Электронный ресурс]. Российский патент 2014 года по МПК G01N29/04 G01N27/83. G01N27/90 № документа 2 516 364. <http://www1.fips.ru>.
11. Федеральный институт промышленной собственности [Электронный ресурс]. Российский патент 2018 года по МПК F17D5/06 F16L55/26 № документа 2 647 173. <http://www1.fips.ru>.
12. Чурикова Л.А. Анализ методов и средств очистки внутренней полости магистральных газопроводов / Л.А. Чурикова, Мейирбек Болатулы Смагулов. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2015. – № 7 (87). – С. 216–219. – URL: <https://moluch.ru/archive/87/16738/> (дата обращения: 12.11.2020).
13. Forbes [Электронный ресурс]. <https://www.forbes.com/sites/jeffkarr/2018/07/26/this-pipe-inspecting-transformer-can-help-cities-heal-themselves>.
14. Gasworld [Электронный ресурс]. <https://gasworld.ru/ru/news/russia/krab-roboty-dlya-vizualnogo-osmotra-truboprovodov>.
15. HiBot [Электронный ресурс]. <https://www.hibot.co.jp/products/thes-dual>.
16. IPEK [Электронный ресурс]. <https://www.ipek.at>.
17. Lenta.ru [Электронный ресурс]. <https://lenta.ru/news/2013/11/05/hibot>.
18. Pearpoint [Электронный ресурс]. <https://www.pearpoint.com/en/products/commercial-video-inspection>.

KEYWORDS: gas-pumping compressor station, process pipeline, monitoring the cleanliness of the pipeline cavity, tv inspection, robotized scanner.

XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2021

ОПЛАТЧИК: ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ • ЮГОРСКИЙ ЦЕНТР ТЕХНИЧЕСКОГО ПОДДЕРЖКИ EXPROTECH

+7 (3462) 94-34-54

sales@yugcont.ru

www.sngexpo.ru

vk.com/sngexpo

@sngexpo

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVI МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2021»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2021» принимаются до 09.09.2021 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальном сайте: **www.sngexpo.ru**

XXVI INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT. OIL AND GAS 2021

22-24 СЕНТЯБРЯ 2021

г. Сургут, СОК «Энергетик» ул. Энергетиков, 47

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2021 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтегаз #2021 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Exprotech

ПРОИЗВОДСТВО РЕМОНТНЫХ РАБОТ при закреплении трубопроводов на проектных отметках

ПОТРЕБНОСТЬ УЧЕТА МНОГООБРАЗИЯ ВЗАИМОСВЯЗАННЫХ ФАКТОРОВ ПРИ МОНИТОРИНГЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ (ЛЧ) МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (МГ) В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕННОЙ МЕСТНОСТИ ВЫЗЫВАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ РЕШЕНИЯ ВОПРОСОВ, НЕ УКЛАДЫВАЮЩИХСЯ В ТРАДИЦИОННУЮ ТЕХНОЛОГИЮ ПРОВЕДЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ. РАСШИРЕНИЕ ГРАНИЦ ПРИМЕНИМОСТИ АППАРАТА МАТЕМАТИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ ВОЗМОЖНЫМ БЛАГОДАРЯ РАЗРАБОТАННОЙ ОБОБЩЕННОЙ МОДЕЛИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ, В ОСНОВУ КОТОРОЙ ПОЛОЖЕНЫ ИДЕИ ПРОГРАММНО-ЦЕЛЕВОГО МЕТОДА. ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ ПРАКТИКИ РЕМОНТА ЛЧ МГ, КОТОРЫЙ ПОКАЗАЛ, ЧТО НЕОБХОДИМО ВЫПОЛНИТЬ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МОНИТОРИНГА ПРОЦЕССОВ РЕМОНТА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕННОЙ МЕСТНОСТИ, СФОРМИРОВАТЬ ОБОБЩЕННУЮ МОДЕЛЬ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ, РАЗРАБОТАТЬ МЕТОДЫ И КРИТЕРИИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛЧ МГ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ ВЫЯВИТЬ НАИБОЛЕЕ ПРИЕМЛЕМЫЕ РЕШЕНИЯ И ПОДХОДЫ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА. НА ОСНОВЕ НАУЧНОГО АНАЛИЗА СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО РЕМОНТУ ЛЧ МГ ОПРЕДЕЛЕНЫ ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ОСНОВНЫХ И ВЗАИМОСВЯЗАННЫХ МЕЖДУ СОБОЙ НАПРАВЛЕНИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ОРГАНИЗАЦИОННОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ: ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ЛЧ МГ; ПРИОРИТЕТНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ; МЕТОДОВ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ; КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ

THE NEED TO TAKE INTO ACCOUNT A VARIETY OF INTERRELATED FACTORS WHEN MONITORING REPAIR WORK ON SECTIONS OF THE LINEAR PART (LP) OF MAIN GAS PIPELINES (MG) IN A FLOODED AREA MAKES IT NECESSARY TO ADDRESS ISSUES THAT DO NOT FIT INTO THE TRADITIONAL TECHNOLOGY OF OPTIMIZATION CALCULATIONS USING MODELS AND METHODS OF MATHEMATICAL PROGRAMMING. EXPANDING THE BOUNDARIES OF APPLICABILITY OF THE APPARATUS OF MATHEMATICAL PROGRAMMING IS POSSIBLE THANKS TO THE DEVELOPED GENERALIZED DECISION-MAKING MODEL, WHICH IS BASED ON THE IDEAS OF THE PROGRAM-TARGET METHOD. THE ANALYSIS OF THE DOMESTIC AND FOREIGN PRACTICE OF REPAIRING THE MAIN SECTION OF THE MAIN GAS GENERATOR WAS CARRIED OUT, WHICH SHOWED THAT IT IS NECESSARY TO PERFORM MATHEMATICAL MODELING OF MONITORING OF REPAIR PROCESSES IN THE CONDITIONS OF A FLOODED AREA, TO FORM A GENERALIZED MODEL OF DECISION-MAKING IN THE TECHNOLOGICAL MODELING OF REPAIR WORK, TO DEVELOP METHODS AND CRITERIA FOR THE FORMATION OF A PROGRAM OF REPAIR WORK ON THE MAIN PART OF THE MAIN GAS GENERATOR, ALLOW TO IDENTIFY THE MOST ACCEPTABLE SOLUTIONS AND APPROACHES TO THE ORGANIZATION OF OVERHAUL PRODUCTION. ON THE BASIS OF A SCIENTIFIC ANALYSIS OF THE EXISTING METHODS OF ORGANIZING WORK ON THE REPAIR OF THE MAIN ENGINE SECTION, THE WAYS OF IMPROVING THE MAIN AND INTERRELATED DIRECTIONS OF THE FORMATION AND DEVELOPMENT OF ORGANIZATIONAL AND TECHNOLOGICAL DESIGN OF THE REPAIR WORK WERE DETERMINED: DIAGNOSTICS OF THE STATE OF THE MAIN SECTION; PRIORITY OF REPAIR WORK; METHODS OF CARRYING OUT REPAIR WORK; QUALITY CONTROL OF THE PRODUCTION OF REPAIR WORK

Ключевые слова: магистральный газопровод, эксплуатационная надежность, промышленная безопасность, технологическое проектирование, ремонтные работы, контроль технического состояния, обводненная местность.

**Гладков
Илья Вячеславович**

ассистент кафедры
«Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение»,
ФГАОУ ВО РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н.

Эксплуатационная надежность ЛЧ МГ – это способность выполнять заданные функции в заданном объеме в течение рассматриваемого периода времени при определенных условиях эксплуатации. Функцией участка ЛЧ МГ является стабильное удовлетворение потребностей производства согласно оговоренным заранее условиям [1, 2].

Надежность можно трактовать как комплексное понятие, т.е. как совокупность следующих главных единичных свойств: безотказность – способность непрерывно сохранять работоспособность, т.е. поддерживать нормальный режим работы; безопасность – способность не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды; ремонтпригодность – приспособленность

к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и устранению их последствий путем технического обслуживания и проведения ремонтных работ; режимная управляемость – способность поддерживать нормальный режим посредством управления (например, с использованием резервов); долговечность – способность объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния (полного износа) при установленной системе технического обслуживания и ремонта; живучесть – способность противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития.

Каждое из этих свойств оценивается некоторой совокупностью показателей или качественных характеристик. Таким образом, проблемы обеспечения надежности участка ЛЧ МГ сосредоточены в основном на проблемах синтеза свойств безотказности, безопасности и ремонтпригодности при проектировании или ремонте.

Обоснование мероприятий по обеспечению надежности является неотъемлемой частью процедуры проектирования и проведения ремонтных работ [3, 4]. Эти мероприятия имеют результатом повышение безотказности элементов магистральных газопроводов за счет использования более надежных единиц оборудования, повышение качества строительства и эксплуатации участков ЛЧ МГ, создание различного рода резервов (структурных, нагрузочных, временных, эксплуатационных, функциональных).

Анализ характеристик надежности промышленного сооружения, формируемых при его эксплуатации, зависит от состояния составляющих его систем, определенных проектными решениями и их реализацией в процессе строительства, от внешних условий, а также от качества эксплуатации.

Безопасность объектов оценивается их способностью не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Многие отказы сопряжены с утечками, выбросами взрыво- и пожароопасного или токсичного газа. Аварийные ситуации могут не только приводить к нарушению нормальных технологических процессов, но и

причинять вред здоровью людей и наносить ущерб природе. В соответствии с этим, наряду с технологическими отказами, следует рассматривать отказы по безопасности.

Недостаточная безопасность промышленного сооружения есть всегда результат чьих-то ошибок – неудовлетворительного качества проектирования, строительства, эксплуатации или непредусмотренных воздействий внешней среды.

Безопасность обеспечивается в основном теми же мероприятиями, что и надежность функционирования промышленного сооружения, поскольку значительная часть отказов по безопасности (разрывы, повреждения) одновременно являются отказами работоспособности.

При проектировании, строительстве и ремонте промышленного сооружения должны быть выполнены специальные исследования по выявлению и оценке возможных источников опасности, по применению специальной строительной техники и разработке методов эффективного контроля за строительством (значительная часть экологических ущербов вызывается отклонениями от проектных требований при строительстве), по применению методов экологической диагностики [5, 6].

Обеспечение безопасности при проектировании промышленного сооружения является сложной и малоизученной проблемой, в решении которой решающую

роль играют качественные оценки экспертов. Как и в проблеме надежности, здесь необходимо искать приемлемые компромиссы между затратами на поддержание безопасности и вероятными ущербами из-за отказов.

Безопасность промышленного сооружения как важнейшая составляющая его надежности допускает количественную оценку. Количественная оценка безопасности предполагает, с одной стороны, знание частоты или вероятности возникновения аварий, с другой стороны – оценку возможных последствий такого события. При этом суждение о степени безопасности объекта выносится на основании количественной оценки противоположного свойства – опасности промышленного сооружения или технологического процесса.

В качестве меры потенциальной опасности промышленного сооружения, учитывающей как вероятность появления отказов, так и последствия их наступления, может использоваться характеристика технологического риска. Количественное измерение опасности или безопасности промышленного сооружения путем оценки риска согласуется с принятым международным стандартом для анализа технологического риска, в котором под риском понимают сочетание вероятности и последствий нежелательных событий.

Если ущерб оценивается стоимостными показателями, говорят об оценке технико-



экономического риска. Интервал времени, за которое вычисляется величина технико-экономического риска, оговаривается особо (например, год, расчетный период эксплуатации объекта и т.д.). Социальный риск выражает среднее число пострадавших людей в результате возможных аварий объекта за выбранный интервал времени (например, год).

Оценки безопасности так же, как и оценки надежности магистрального газопровода, могут производиться на различных уровнях иерархии: на уровне отдельных элементов (технологических установок, агрегатов и т.д.), отдельных проектируемых или действующих промышленных сооружений. Таким образом, при условии обоснования и введения нормативов приемлемого уровня риска, могут быть исследованы ожидаемые технико-экономические и социальные риски, соответствующие определенным нормативным требованиям, техническим условиям функционирования промышленного сооружения, конструктивным и технологическим решениям.

Для формирования автоматизированной процедуры оценки технологического риска эксплуатации промышленного сооружения можно использовать метод анализа иерархий.

Проблема обеспечения надежности промышленного сооружения неразрывно связана с разработкой математических моделей, которые с достаточной степенью точности описывали бы явления, происходящие в системе

технологического проектирования ремонтных работ на участках ЛЧ МГ. Для расчетов параметров эффективного проведения ремонтных работ должны быть разработаны соответствующие алгоритмы. Кроме того, для решения практических задач, связанных с совершенствованием организационных и технологических процессов производства ремонтных работ на участках ЛЧ МГ, необходимо разработать такие мероприятия, которые, будучи направленными на повышение качества выполнения работ, обеспечат снижение технологического риска эксплуатации магистрального газопровода в целом.

Эффективность контроля за техническим состоянием участков ЛЧ МГ в значительной степени связана с общим уровнем автоматизации. Современные средства вычислительной техники позволяют не только автоматизировать сбор информации о техническом состоянии участков ЛЧ МГ, но и осуществлять моделирование исследуемых объектов, явлений и процессов, изучение которых традиционными средствами затруднено или невозможно. Решению этих вопросов служат интеллектуальные диалоговые системы анализа результатов наблюдений.

Разработано большое количество программных средств для анализа технического состояния участков ЛЧ МГ. В составе подобных систем решаются и такие задачи, как ведение баз данных сложной структуры, организация информационных, справочных и вычислительных систем, моделирование различных непрерывных и дискретных процессов и т.п.

Конечной целью системы анализа технического состояния является интерпретация получаемых результатов наблюдений за исследуемым объектом. Под интерпретацией результатов наблюдений мы подразумеваем сравнение их с существующей суммой эмпирических и теоретических знаний с целью получения в результате такого сравнения новых знаний. Содержательная часть новых знаний может быть выражена утверждениями следующих типов: совокупность полученных в результате наблюдения и контроля данных полностью согласуется с существующей совокупностью знаний об объекте; для согласования некоторой группы результатов наблюдения и контроля с совокупностью знаний об объекте наблюдений требуется внести в эти знания такие-то изменения; для того, чтобы понять причины расхождения некоторой группы результатов наблюдения и контроля за техническим состоянием объекта с совокупностью имеющихся знаний об объекте наблюдений, требуется провести такие-то дополнительные исследования.

Под существующей совокупностью знаний об объекте наблюдений и контроля подразумевается принятая к моменту интерпретации модель предметной области, включающая физическую и математическую модели, и настроенная на объект наблюдений, а также имеющийся набор констант, рассчитанных и измеренных параметров, необходимых для количественного описания свойств объекта и процессов, происходящих в нем.

Источником информации о константах и параметрах является база данных предметной области. В данной работе рассматривается концепция использования персональных компьютеров для автоматизации процедуры интерпретации результатов контроля за техническим состоянием объекта (количественных и качественных данных) и, как результат, автоматизация технологического проектирования ремонтных работ на участках ЛЧ МГ.

С функциональной точки зрения под автоматизированной системой контроля технического состояния объекта мы понимаем систему, которая осуществляет анализ

РИС. 1. Структура системы интерпретации результатов наблюдений за ЛЧ МГ



результатов наблюдений с целью их интерпретации, используя систему понятий некоторой конкретной, узкоспециализированной предметной области и знания специалистов об этой предметной области. Применяемый в автоматизированной системе контроля технического состояния метод интерпретации может быть основан на определенной системе правил, близких по форме к правилам, используемым человеком-экспертом, что позволит обеспечить относительно подробное представление знаний и возможность объяснения полученных результатов на понятном пользователю языке.

На стадии проектирования автоматизированной системы контроля технического состояния необходимо построить систему концепций, ввести необходимые определения, назначить метод интерпретации результатов наблюдений и контроля.

Моделью предметной области будем называть систему математического описания процессов и явлений, непосредственно исследуемых в процессе контроля за техническим состоянием объекта. Модель предметной области универсальна по отношению к различным конкретным однотипным объектам наблюдения и контроля, однозначно определяет множества констант

и параметров, необходимых для описания объектов наблюдения и взаимодействия с базой данных предметной области.

Модель объекта наблюдений и контроля порождается из модели предметной области при конкретизации некоторых характерных параметров, описывающих объект, например, диаметр и толщина стенки трубопровода, характеристики грунта, теоретическое значение коэффициента гидравлического сопротивления и т.п. При этом модель предметной области взаимодействует с базой данных предметной области под управлением некоторой процедуры.

Под прямой задачей мы понимаем задачу расчета параметров, непосредственно получаемых в процессе наблюдения за объектом и контроля за его техническим состоянием, с использованием констант из базы данных предметной области и математической модели объекта исследований, а под обратной – задачу расчета переменных предметной области на основе наблюдаемых и некоторых специальных математических процедур.

Рассмотрим функциональную структуру автоматизированной системы контроля технического состояния. В процессе

интерпретации текущей информации о значении качественных и количественных показателей функционирования ЛЧ МГ и обработки экспертных оценок различных параметров технического состояния ЛЧ МГ используется значительное количество трудоемких процедур [7, 8]: поиск различной справочной информации; пересчет справочных данных к условиям, адекватным объекту наблюдения и контроля; выполнение оценочных расчетов, необходимых для восполнения недостающих данных; использование различных форм представления информации (графики, матрицы, графы и т.д.); решение систем алгебраических и дифференциальных уравнений, операции с матрицами и векторами и т.п.; запоминание и сохранение полученных результатов для последующего использования.

Исходя из этого, могут быть намечены некоторые пути автоматизации технологического проектирования ремонтных работ [9–11]: создание проблемно ориентированных баз данных и баз знаний; создание проблемно ориентированных пакетов прикладных программ; создание пакетов программ машинной графики; создание диалоговых систем для обеспечения эффективного взаимодействия с пользователем.

Однако перечисленные средства остаются разнорезимными компонентами, эффективность которых не будет достаточно высока, пока они не будут объединены в систему. Другими словами, должна быть создана некоторая ведущая процедура (не обязательно полностью автоматизированная), обеспечивающая формирование модели наблюдаемого объекта путем использования различных машинных процедур и знаний эксперта – специалиста в соответствующей предметной области.

Для того, чтобы использовать в процессе построения модели ту интуитивную информацию, которой располагают эксперты, необходимо включение в систему блока поддержки решений, который в процессе диалога ПЭВМ с пользователем (обрабатывая его ответы на поставленные ПЭВМ в продуманной и четкой форме вопросы) извлекает эту информацию косвенным путем и превращает ее в формализованную информацию (в так называемых базах знаний), учитывая свойственную человеку несогласованность суждений о сложных предметах.

Автоматизированная система интерпретации результатов наблюдения за объектом исследований должна уметь формировать альтернативные варианты согласования модельных и непосредственно измеряемых значений физических величин и осуществлять согласование посредством внесения корректирующих изменений в текущую или исходную модель объекта исследований или в базу данных предметной области.

Предполагается, что система должна работать в режиме диалога с экспертом, выполняющим анализ и интерпретацию результатов. При этом эксперт получает возможность вмешательства в работу системы на любой стадии (изменения в исходных данных, в любых промежуточных и конечных результатах, в процесс вычислений). Все действия системы по желанию пользователя должны комментироваться необходимыми сообщениями.

Таким образом, речь идет об интеллектуальных системах поддержки принятия решений

экспертом. Структура обобщенной системы анализа результатов наблюдения за объектом исследований и поддержки принятия решений экспертом и схема взаимодействия составляющих ее функциональных блоков приведена на рисунке 1.

Управление функционированием системы осуществляется экспертом – специалистом в соответствующей предметной области, который, выбирая из базы данных набор экспериментальных данных, инициирует формирование априорной текущей модели объекта исследований, модели наблюдаемых данных и организует их согласование с наблюдаемыми данными.

Отметим, что процесс решения задачи интерпретации в общем случае является итеративным. Первоначально построенная модель наблюдаемых данных сравнивается в блоке анализа противоречий с наблюдаемыми данными.

Сравнение в общем случае приводит к получению результатов, не удовлетворяющих эксперта, после чего он вырабатывает корректирующие предположения, используя предложенный системой набор альтернатив по корректировке, получает и оценивает новые результаты и т.д., пока не будет достигнуто согласование модели с наблюдаемыми данными. Согласованная подобным образом априорная модель объекта исследований (наблюдений) становится согласованной рабочей моделью объекта исследований (наблюдений).

Для обеспечения эффективного взаимодействия эксперта и ПЭВМ при решении задачи необходимо наличие интеллектуального интерфейса в составе единой человеко-машинной системы. Интерфейс должен обеспечить эксперту возможность управления функционированием системы с использованием терминов и понятий из области его профессиональной деятельности, а также обмен информацией с ПЭВМ в процессе решения задачи в естественной для него форме представления.

Функционирование средств интеллектуального интерфейса основано на развитых методах работы со знаниями,

обеспечивающих их представление, хранение, преобразование и т.д. При этом под термином знания понимается вся совокупность информации, необходимой для решения задачи, в том числе о системе понятий предметной области наблюдений, построенных теоретических моделях, методах решения задач, правилах принятия решений и т.д. ●

Литература

1. Торопов Е.С., Дорофеев С.М., Пономарева Т.Г., Торопов С.Ю. Проведение ремонтно-восстановительных работ на основании данных эксплуатации нефтегазопроводов / Торопов Е.С. – Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 94–103.
2. Разбойников А.А., Барсуков, Н.С. Усовершенствование методики оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов. – Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 102–111.
3. Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 397 с.
4. Земенкова М.Ю. Методологическое обеспечение экспертных систем мониторинга показателей надежности объектов трубопроводного транспорта углеводородов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. – 411 с.
5. Квасов И.Н., Шендалева Е.В., Штенгаузэр О.В., Александров М.А. Анализ экологических рисков на магистральных и технологических нефтепроводах. – Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 2. – С. 107–119.
6. Гилева Л.Н., Егорова Н.В. Исследование и оценка воздействия объектов нефтегазового комплекса на окружающую природную среду северных территорий в целях предотвращения и снижения неблагоприятных техногенных последствий / Л.Н. Гилева, Н.В. Егорова. – Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 121–132.
7. Колотилов Ю.В., Плотников А.Ю., Шейхгасанов Ш.К., Ковалев А.А. Принятия решений при реализации принципов промышленной безопасности больших систем энергетики. – Все материалы. Энциклопедический справочник. – 2020. – № 8. – С. 35–39.
8. Колотилов Ю.В., Шадлов Д.В., Плотников А.Ю. Системный анализ напряженного состояния конструкции в процессе взаимодействия с агрессивной окружающей средой. – Все материалы. Энциклопедический справочник. – 2019. – № 11. – С. 39–42.
9. Воронин А. Непрерывный вибромониторинг оборудования. Решения для предотвращения незапланированных простоев. – Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – № 8 (104). – С. 74–76.
10. Захарченко В.Е., Зарубин Н.А., Ледаков Я.А. Опыт виртуальной пусконаладки АСУ ТП в нефтяной отрасли. – Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – № 6 (102). – С. 46–49.
11. Юша В.Л., Гошля Р.Ю. Программно-аппаратный комплекс для исследования теплофизических и гидродинамических процессов в жидкостях при их транспортировке. – Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – № 6 (102). – С. 106–110.

KEYWORDS: *main gas pipeline, operational reliability, Industrial Safety, technological design, repair work, control of technical condition, flooded area.*



РОССИЯ ВЫБРОШЕНА ИЗ ТЕНДЕРА ПО АЭС «ДУКОВАНЫ» В ЧЕХИИ



Несмотря на политическое сближение между Москвой и Сеулом, экономические интересы у них разные. Стоимость контракта на строительство нового энергоблока АЭС «Дукованы» в Чехии 6 млрд евро. После того, как чешское правительство выбросило Россию из тендера, между Южной Кореей, США и Францией развернулась ожесточенная конкуренция. Южная Корея имеет большой опыт строительства атомных электростанций за рубежом. Суммарно он превосходит даже соответствующий опыт США и Франции.

Первоначально было маловероятно, что Южная Корея получит заказ на чешскую АЭС. Традиционно восточноевропейские государства заказывали строительство АЭС у России, которая поддерживает проекты крупномасштабными кредитами. Однако ситуация изменилась в апреле, когда чешское правительство исключило Россию и Китай из потенциальных источников новой ядерной энергетики по соображениям безопасности.

Немалую роль в возникновении такой ситуации сыграло общественное мнение, в котором стали преобладать взгляды, что Чешская Республика и другие страны Восточной Европы сильно зависят от России в отношении поставок природного

газа, а также строительства атомных электростанций и что такое положение необходимо преодолеть.

В КАКИХ ОБЛАСТЯХ ЭКОНОМИКАМ МИРА БЕЗ РОССИИ НЕ ОБОЙТИСЬ



Эдуард Штайнер

При попытках выстрелить по российской экономике пуля часто ricoшетит в стреляющего. Потому что от сырьевой части российской экономики зависит не только Россия, но и весь мир. Почти две трети российского нефтяного газового и угольного экспорта идут в Европу. Доходы от него наполняют российский бюджет на 40 %. Но и ЕС зависим: он получает 26 % своего нефтяного и газового импорта из России. С глобализацией рынков поставки сырья из России в ЕС тоже стали глобальными. Взаимозависимость



проявилась, например, в том, что Россия приняла решение через экспортные пошлины уменьшить вывоз из страны некоторых видов сырья начиная с августа. Это будет касаться алюминия, никеля,

меди и стали. Теперь цена может вырасти на 20–25 %. Рынок уже отреагировал на эти прогнозы. Доля России в мировой добыче алюминия всего 5,8 %, но она является второй по размеру после китайской. Китай большую часть потребляет сам. Значительна также доля России в добыче никеля и золота, где она занимает третье место, кроме того, России принадлежит первое место в экспорте пшеницы и второе в экспорте древесины. А в добыче палладия роль России исключительна.

БРИТАНИИ ВСЕ-ТАКИ НУЖЕН РОССИЙСКИЙ ГАЗ – НЕСМОТЯ НА ПЛОХИЕ ОТНОШЕНИЯ



Западная Европа переходит с угля на газ, и газа начинает не хватать. Тем не менее «Газпром» не спешит увеличивать поставки. Цены на газ в Европе достигли тринадцатилетнего максимума



из-за сокращения поставок из России. Газовые контракты в Великобритании и континентальной Европе впервые с 2008 года превысили 30 евро за мегаватт-час, что привело к росту цен для предприятий и потребителей. «Газпром» выполняет свои контрактные обязательства, но не желает наращивать поставки с помощью продажи на спотовом рынке с немедленной отгрузкой. Одновременно Москва пытается завершить строительство «Северного потока-2». У Великобритании нет прямого газопровода в Россию, но она импортирует газ из Европы, куда он, в свою очередь, поступает из России. Основная часть британского газа поступает из Норвегии. Тем не менее Великобритания и из России импортирует недостающие ей объемы СПГ. ●

КРИТЕРИИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ХРАНЕНИЯ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА

в месторождениях природного газа

ГАЗ МНОГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ (ЧАЯНДИНСКОЕ, КОВЫКТИНСКОЕ, СОБИНСКОЕ, ЧИКАНСКОЕ И ДР.) ИМЕЕТ СЛОЖНЫЙ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ГЕЛИЯ. ЧТОБЫ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПРЕИМУЩЕСТВО УНИКАЛЬНОЙ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМО НА ПРАКТИКЕ РЕАЛИЗОВАТЬ РЕШЕНИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОМУ ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГЕЛИЯ, ЕГО ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ. ОДНИМ ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ РЕШЕНИЯ УКАЗАННЫХ ПРОБЛЕМ ЯВЛЯЕТСЯ СОЗДАНИЕ ВРЕМЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА (ВПХГК) В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ В НЕПОСРЕДСТВЕННОЙ БЛИЗОСТИ ОТ ГАЗОХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ. ЭТО ПОЗВОЛИТ ОБЕСПЕЧИТЬ ГИБКОСТЬ ПОСТАВОК И СНИЗИТЬ ПОТЕРИ ГЕЛИЯ

THE GAS OF MANY FIELDS IN EASTERN SIBERIA (CHAYANDINSKOYE, KOVYKTINSKOYE, SOBINSKOYE, CHIKANSKOYE, ETC.) HAS A COMPLEX COMPONENT COMPOSITION WITH A HIGH HELIUM CONTENT. IN ORDER TO REALIZE THE ADVANTAGE OF A UNIQUE RAW MATERIAL BASE, IT IS NECESSARY TO PUT INTO PRACTICE SOLUTIONS FOR THE INDUSTRIAL IMPLEMENTATION OF TECHNOLOGIES FOR THE EXTRACTION OF HELIUM, STORAGE AND TRANSPORTATION. ONE OF THE DIRECTIONS FOR SOLVING THESE PROBLEMS IS THE CREATION OF TEMPORARY UNDERGROUND STORAGE OF HELIUM CONCENTRATE IN A POROUS MEDIUM NEXT TO GAS CHEMICAL PLANTS. THIS WILL ENSURE SUPPLY FLEXIBILITY AND REDUCE HELIUM LOSSES

Ключевые слова: гелий, гелиевый концентрат, подземное хранение гелия, месторождения Восточной Сибири.

Головачев
Андрей Олегович

аспирант кафедры автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности, ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

Староконь
Иван Викторович

заведующий кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности, ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», к.т.н.

В соответствии с восточной газовой программой ПАО «Газпром» и энергетической стратегией России на Востоке формируются новые крупные центры газодобычи и единая система транспортировки газа, которая на долгосрочную перспективу позволит организовать новый канал экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. На данный момент

времени сформированы несколько региональных центров газодобычи в соответствии с расположением крупных месторождений^[1]:

- Якутский на базе Чаяндинского месторождения с перспективой освоения соседних месторождений – Соболох-Неджелинское, Верхневилучанское, Тас-Юряхское и Среднетюнгское;
- Иркутский на базе Ковыктинского месторождения с освоением Чиканского месторождения и месторождений севера Иркутской области;
- Красноярский на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений с перспективой освоения Оморинского, Куюмбинского, Агалеевского и других месторождений. (Данные месторождения не относятся к Газпрому.)

Газ большинства из этих месторождений имеет сложный компонентный состав, но главная их отличительная особенность – это высокое содержание гелия^[2].

Суммарные запасы российского гелия на основных перспективных

гелиеносных месторождениях оцениваются на уровне 14,5 млрд м³. Из них запасы гелия по категориям А+В+С1 составили около 7,6 млрд м³, а по категории С2 – 6,9 млрд м³.

К крупнейшим гелиеносным месторождениям России по категориям А+В+С1, относятся:

- **Ковыктинское месторождение** – объем разведанных запасов гелия 3,9 млрд м³ (Иркутская область, содержание гелия – 0,26–0,28 %);
- **Чаяндинское месторождение** – 1,85 млрд м³ (Республика Саха, содержание гелия – 0,43–0,65 %);
- **Собинское месторождение** – 0,8 млрд м³ (Эвенкийский АО, содержание гелия – 0,50–0,70 %);
- **Среднеботуобинское месторождение** – 0,6 млрд м³ (Республика Саха, содержание гелия – 0,2–0,67 %);
- **Тас-Юряхское месторождение** – 0,4 млрд м³ (Республика Саха, содержание гелия – 0,38 %)

УДК 553.981.2: 622.691

ТАБЛИЦА 1. Характеристики наиболее перспективных гелийсодержащих месторождений

Ранг: крупное (уникальное) месторождение, запасы которого превышают 300 млн т нефти или 500 млрд м³ газа		
	Чаяндинское	Ковыктинское
Страна	Россия	Россия
Регион	Якутия (Республика Саха)	Иркутская область
Лицензия	ПАО «Газпром», 2008 г.	ОАО «РУСИА Петролеум», 1992 г. ПАО «Газпром», 2011 г.
Полезные ископаемые	Газ, нефть, конденсат	Газ, конденсат
Открытие	1989 г.	1987 г.
Начало обустройства месторождения	2015 г.	2001 г.
Проектная годовая производительность	25 млрд м³ газа, 1,9 млн тонн нефти и 0,4 млн тонн газового конденсата	25 млрд м³ газа в год
Глубина залегания	1450–1850 м	2838–3388 м
Извлекаемые запасы	В1-В2, 1,4 трлн м³ газа и около 76,7 млн тонн нефти и конденсата	С1-С2, 2,7 трлн м³ газа и 90,6 млн тонн газового конденсата (извлекаемые)
Содержание гелия	0,43–0,65 %	0,26–0,28 %

В таблице 1 представлены характеристики наиболее перспективных гелийсодержащих месторождений.

В соответствии с классификацией эти месторождения относятся к богатым и весьма богатым гелийсодержащим газам.

Наименование группы	Концентрация гелия, %
Бедные	0,02–0,05 %
Богатые	0,05–0,30 %
Весьма богатые	0,30–1,0 %
Уникально богатые	> 1,0 %

Данные месторождения являются ключевыми элементами в формировании ресурсной базы для магистрального газопровода «Сила Сибири» и попадают под контракт поставок природного газа в Китай.

Для переработки и выделения ценных компонентов из природного газа перед поставкой в Китай в октябре 2015 года началось строительство Амурского ГПЗ.

Начало строительства	2015 г.
Проектная мощность (по переработке)	42 млрд м³ природного газа в год
Производство гелия	до 60 млн м³ в год

Производство этана	около 2,5 млн тонн в год
Производство пропана	около 1 млн тонн в год
Производство бутана	около 500 тыс. тонн в год
Площадь завода	800 га

Поставщиком основного технологического оборудования для криогенного разделения газа с получением гелия и других компонентов для нефтехимии является немецкая компания Linde AG. Проектная мощность по производству гелия составит около 60 млн м³/год или 10 тыс. тонн/год, степень извлечения – 99,2 %.

Основываясь на предположениях специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», максимальный годовой приток гелиевого концентрата приходится на 2025 год. В этом году максимум составляет 195,7 млн м³/год, среднее значение 134,1 млн м³/год, а минимум 59,6 млн м³/год. Таким образом при обращении с гелием необходимо руководствоваться принципом рационального распределения и накопления добытых запасов гелия Восточной Сибири и Дальнего Востока. Спрос на гелий на внутреннем рынке достаточно

низкий, а при реализация крупных объемов гелия на мировом рынке могут возникнуть проблемы с периодичностью и объемами закупок российского гелия. В связи с этим вопрос по аккумулярованию гелия стоит наиболее остро.

Одним из направлений решения данной проблемы является создание подземных хранилищ гелиевого концентрата (ПХГК) в пористой среде в непосредственной близости от газохимических производств. Это позволит обеспечить гибкость поставок и снизить потери гелия.

В настоящее время технические и технологические аспекты создания ПХГК изучены недостаточно.

Анализируя отечественный и зарубежный опыт подземного хранения гелия и гелиевого концентрата в пористых средах, было выявлено что для хранения гелиевого концентрата хорошо подходят более мелкие залежи месторождений, которых всегда больше, чем крупных, и поэтому имеется возможность выбрать объект, расположенный ближе к ГХК, освободив место для гелиевого концентрата, либо путем разработки месторождения, либо путем перекачки необходимого объема газа в залежь крупного месторождения^[3].

При выборе объектов для хранения гелиевого концентрата, необходимо соблюдать требования, предъявляемые при строительстве подземных хранилищ газа в пористых средах, но существуют и специфические требования. Геологическая и техническая группа требований, предъявляемых к объектам хранения гелия, определяется в первую очередь тем, что гелий является газом с высокой проникающей способностью^[4].

Важным фактором для моделирования процессов диффузии, являются характеристики породы коллектора и покрышки^[4]. В упрощенном варианте хранилище будет состоять из двух разных фаз: первая – фаза-коллектор, вторая – фаза-покрышка. Весь процесс массопереноса можно разбить на три основных этапа: перенос гелия внутри фазы коллектора, переход через границу раздела двух фаз и последующий перенос в фазе покрышки. При этом необходимо учитывать ряд условий, при которых происходит перенос гелия, это – температура и высокое давление. Основными формами миграции гелия являются фильтрация и диффузия. Но вследствие особенностей гелия доля диффундирующих атомов сквозь породу значительно выше.

Атомы диффундирующего гелия при неоднородности концентрационных полей проходят сквозь структуры пород на атомно-молекулярном уровне. Диффузия гелия идет повсеместно в то же время фильтрация гелия носит более локальный характер и, как правило, происходит в смеси с другими веществами по капиллярам, трещинам, порам. Механизмы, по которым протекает диффузия, будут различаться в зависимости от свойств и характеристик фаз (пород).

Как правило, поры породы покрышки и породы коллектора всегда заполнены флюидом. В случае с коллектором на механизм диффузии это не сильно влияет, но для покрышки имеет большое значение, поскольку скорость диффузии в жидкости значительно выше скорости диффузии в твердом теле. При этом гелий будет диффундировать на всю толщину покрышки, а не будет останавливаться при каком-то значении насыщения.

Благоприятным фактором при создании хранилищ гелиевого

концентрата является наличие вышележащего резервуара, содержащего природный газ. При создании хранилища в нижнем объекте, даже при утечках гелия из объекта хранения, он попадет в вышележащую газовую залежь и может быть впоследствии извлечен. Также довольно высокие требования предъявляются к герметичности скважин на хранилище, следовательно, необходимо стремиться к уменьшению числа скважин на месторождении. Таким образом, на основе проведенного анализа литературных источников были сформулированы критерии первичного отбора перспективных месторождений:

- 1) наиболее подходит для длительного хранения газовая залежь с высоким начальным содержанием гелия. Это критерий непроницаемости покрышки для гелия;
- 2) наличие вышележащего резервуара, содержащего природный газ;
- 3) в качестве объекта хранения подходят месторождения небольших размеров;
- 4) наличие небольшого количества скважин;
- 5) объекты для хранения гелиевого концентрата должны быть расположены в непосредственной близости от мест, где планируется строить газоперерабатывающие заводы.

Для оценки возможности и целесообразности создания подземных хранилищ гелиевого концентрата (ПХГК), требуется проводить математическое моделирование процессов создания, эксплуатации и контроля содержания гелия в пластовом газе геофизическими методами на базе существующих месторождений природного газа. Это позволит перейти к обоснованным проектным решениям, связанными с техническими и технологическими аспектами создания ПХГК.

Методы математического моделирования должны обеспечивать возможность оценки параметров, оказывающих влияние на эффективность эксплуатации подземного хранилища гелиевого концентрата (ПХГК), а именно:

- оценка герметичности покрышки по гелию;
- оценка возможных потерь гелия при эксплуатации хранилища;

- оценка влияния диффузии и дисперсии при закачке гелиевого концентрата;
- обоснование режимов закачки и отбора гелия из хранилищ;
- моделирование молекулярной диффузии, которая оказывает влияние на режим эксплуатации ПХГК и изменение состава газа в процессе хранения;
- обоснование методов контроля содержания и распространения гелия в хранилище.

Использование указанных методов математического моделирования позволит обосновать оптимальное размещение скважин и интервалов перфорации и оптимальные режимы эксплуатации скважин.

Необходимость построения уточненной геолого-технологической модели связана с принципиально другим подходом к моделированию подземного хранилища гелиевого концентрата (ПХГК), в отличие от газовых месторождений или подземных газохранилищ. Такое отличие прежде всего связано с необходимостью:

- исследования процессов смешения природного газа и гелия и процессов взаимодействия газов с водой;
- учета влияния изменения состава газа на удерживающие свойства покрышки. ●

Литература

1. Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона, утвержденная приказом Минпромэнерго России от 03.09.2007 № 340.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимук – М.: Недра, 1981.
3. Хан С.А., Игошин А.И., Казарян В.А., Скрабина А.С., Сохранский В.Б. Подземное хранение гелия. М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2015. – 272 с.
4. Семенов Е.О. Оценка экранирующей способности глинистых пород и критерии их герметичности при создании газохранилищ в водоносных пластах / Е.О. Семенов // Газовая промышленность. – 684/2012. – С. 19–23. – (Спецвыпуск «ПХГ»).
5. Конторович А.Э., Удуд В.Н., Пак В.А., Довгань А.В. Прогноз развития гелиевой промышленности Восточной Сибири: региональные, общероссийские и глобальные аспекты // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2006. Т. 5. С. 67–75.
6. Поручение Заместителя Председателя Правительства РФ о разработке федеральной целевой программы по выделению и хранению гелия. Протокол совещания у Заместителя Председателя Правительства РФ И.И. Сечина от 31.08.2008 № ИС-И9-33пр.

KEYWORDS: *helium, helium concentrate, underground storage of helium, deposits of Eastern Siberia.*

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

Прогнозы развития мировой энергетики

6 июля 2011 г. прошла пресс-конференция на тему: «Прогнозы развития мировой энергетики: роль природного газа». Поводом к проведению стал план Евросоюза по сокращению эмиссии парниковых газов на 85–90 %. Участники конференции единодушно называли заявления Евросоюза экстремистскими. По их мнению, это продиктовано не соображениями экологической безопасности, а политическим бэкграундом.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2020 г. Минэкономразвития подготовило стратегию долгосрочного развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Заявленные в ней цели выглядят скромнее, чем у других стран. Дело в тяжелом состоянии лесов и нежелании нагружать сборами бизнес. В базовом сценарии Россия снизит выбросы парниковых газов к 2050 г. на 36 %, при интенсивном сценарии – на 48 %. Германия планирует сократить выбросы на 80–95 %, Великобритания – на 80 %, Япония, Франция и Канада – на 73–78 %.



Австралия вводит налог на выбросы CO₂

Власти Австралии определили размер налога на выбросы углерода, который с 1 июля 2012 г. будут платить примерно 500 предприятий, наиболее сильно загрязняющие атмосферу. Размер налога составит 23 австралийских доллара за тонну выбросов.

План предусматривает сокращение в стране выбросов парниковых газов на 60 % к 2020 г.

• Комментарий Neftegaz.RU

Австралия имеет один из самых высоких показателей выбросов парниковых газов на душу населения в мире. Благодаря проводимой политике по наращиванию ВИЭ выбросы должны были снизиться до 1 % к 2100 г. Но в результате лесных пожаров в 2019 г. в атмосферу было выброшено 50 % годового количества углекислого газа.

В 2018 г. общий объем выбросов парниковых газов в Австралии составил 532 млн т.

Британцы пересаживаются на общественный транспорт из-за дорогого бензина

Цены на бензин заставили жителей Великобритании менять свои привычки. За последние 12 месяцев 1,3 млн жителей страны полностью отказались от вождения личного автотранспорта, а 16,5 млн человек стали ездить на нем меньше.



• Комментарий Neftegaz.RU

К 2030 году Великобритания планирует запретить продажу в стране автомобилей на двигателях внутреннего сгорания и гибриды. Не из-за дороговизны бензина, разумеется. Запрет продавать любые автомобили, кроме электрических, соответствует плану Лондона добиться нулевого выброса парниковых газов к 2050 г. Изначально власти планировали ввести полный запрет на продажу «вредных» автомобилей к 2040 г., однако в феврале 2021 г. сдвинули этот срок на пять лет – к 2035 г. Борис Джонсон хочет сдвинуть эту дату еще ближе – к 2030 г. ●

ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ОПИСАНЫ ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ ПРИ ГЛУШЕНИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, А ИМЕННО: СНИЖЕНИЕ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ, ПОВЫШЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ЖИДКОСТИ, ОБРАЗОВАНИЕ ВРЕМЕННОЙ МАЛОПРОНИЦАЕМОЙ КОРКИ И СОЗДАНИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ПЛАСТА НЕРАЗЛАГАЕМОГО БАРЬЕРА. ОПИСАНЫ ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ КАЖДОГО ИЗ МЕТОДОВ, СДЕЛАН ВЫВОД О ПРИМЕНИМОСТИ ТОГО ИЛИ ИНОГО МЕТОДА НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

THIS ARTICLE DESCRIBES THE MAIN PECULIARITIES OF ABNORMALLY LOW FORMATION PRESSURE CONTROL WHEN KILLING EXPLOITATION WELLS, NAMELY: REDUCTION OF HYDROSTATIC PRESSURE, INCREASE OF FLUID VISCOSITY, GENERATION OF A TEMPORARY LOW-PERMEABILITY SURFACE SCUM AND FORMATION OF AN UNDECOMPOSABLE BARRIER ON THE LAYER SURFACE. THE MAIN ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF EACH METHOD ARE DESCRIBED AND THE CONCLUSION ABOUT APPLICABILITY OF ANY GIVEN METHOD AT THE NATIONAL DEPOSITS IS MADE

Ключевые слова: глушение скважин, аномально низкие пластовые давления, борьба с поглощением.

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

Исламов Шамиль Расихович
ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета, к.т.н.

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

Состояние нефтегазовой промышленности говорит о достаточной выработанности основных залежей. Чем больше крупных месторождений переходит в заключительную стадию эксплуатации, тем более остро перед нефтегазодобывающими компаниями встает вопрос о текущем и капитальном ремонте скважин. Процесс ремонта скважин неизбежно сопряжен с их глушением. Процесс глушения, однако, сам по себе является достаточно опасной процедурой. Чем хуже пластовые условия,

чем меньше изучены физические и геологические свойства пласта, тем выше вероятность ошибиться при составлении рецептуры жидкости глушения скважины (ЖГС). И тем сложнее становится задача при неизбежном снижении пластового давления, когда традиционные жидкости глушения скважин уже не дают должного эффекта и происходят нежелательные поглощения. В данной статье будут рассмотрены основные методы борьбы с поглощениями при глушении скважин, а также их основные преимущества и недостатки.

Основные методы борьбы с поглощением

К поглощению жидкости пластом может относиться полное поглощение всей жидкости (потеря циркуляции), поглощение значительной доли ЖГС или незначительные потери фильтрата. Важно бороться с поглощениями на всех этапах эксплуатации скважины, потому что в случае проникновения в пласт различных жидкостей они могут оказывать негативное влияние как на матрицу горной породы, так и на пластовые флюиды и мелкодисперсные твердые частицы. Также такие

жидкости способны переносить в поровое пространство коллектора твердые частицы, которые в свою очередь могут существенно снижать продуктивность проницаемых зон. Описанные выше факторы неизбежно повлияют и на экономическую составляющую, повышая стоимость обслуживания скважины (даже в случае успешного подбора жидкости глушения).

Выделяют три основных метода борьбы с поглощениями:

1. Снижение плотности технологической жидкости для уменьшения гидростатического дифференциального давления столба скважинной жидкости и пластового давления.
2. Повышение вязкости жидкости с помощью растворимых полимеров с высокой молекулярной массой для снижения скорости ухода жидкости в пласт.
3. Добавление нерастворимых взвешенных частиц с разным гранулометрическим составом для механического перекрытия и закупорки пор в пластовой породе и на поверхности вскрытого пласта непроницаемой фильтрационной коркой.

В случае использования бурового раствора для капитального ремонта и заканчивания скважин, необходимо помнить, что он уже обладает необходимой вязкостью, содержит взвешенные частицы и добавки для снижения фильтрации. Напротив, в случае использования в роли технологической жидкости рассола, необходимо добавлять структурообразователи и закупоривающие материалы. И пусть для достижения удовлетворительных свойств буровой раствор еще необходимо подвергнуть обработке, в целом считается, что для операций по глушению он подходит практически сразу [1]. Поэтому имеет смысл остановиться на методах борьбы с поглощением рассолов.

Снижение гидростатического давления

Данный способ борьбы с поглощениями жидкостей глушения является наиболее

предпочтительным, если его можно применить. Иногда в результате операций по заканчиванию и капитальному ремонту скважин пласт может повредиться. Именно способ снижения гидростатического давления способен устранить большую часть из повреждений, потому что никакие дополнительные добавки здесь не требуются. Даже в случае промывки ствола скважины, естественной вязкости рассолов будет достаточно для вымывания твердых примесей. При этом не потребуются добавлять в состав загустители. Однако у данного способа есть и своя область применения – снижение гидростатического давления способно вызывать проявления в скважинах, а также дальнейшие неконтролируемые выбросы. Поэтому его есть смысл применять только на скважинах, оборудованных средствами предотвращения газонефтеводопроявлений (ГНВП), либо там, где риск выброса невелик.

Повышение вязкости жидкости

В случае неэффективности предыдущего метода, необходимо применить следующий – повысить вязкость жидкости с помощью растворимых полимеров с высокой молекулярной массой. Эффективность данного метода напрямую зависит от гидратации и реологических характеристик полимеров. Вязкое поведение этих жидкостей почти всегда характеризуется снижением вязкости при сдвиге. Это явление описывается уравнением:

$$\mu = K\gamma^{n-1}, \quad (1)$$

где μ – вязкость жидкости; γ – скорость сдвига; K – показатель консистенции; n – предел текучести [4]. В случае радиальной схемы движения жидкости в пласте и неизменных гидростатическом давлении и температуре, ее скорость сдвига снижается; соответственно, кажущаяся вязкость, напротив, повышается. Скорость радиального течения степенной жидкости в поровое пространство описывается с помощью модифицированной формы уравнения Дарси [13]. Лау доказал [15], что, проинтегрировав уравнения скорости течения, можно составить уравнение зависимости

между проницаемостью, пористостью пласта, вязкостью жидкости и глубиной ее проникновения, а также протяженностью проницаемой зоны и дифференциальным давлением. Выглядеть такое уравнение будет следующим образом:

$$p_w - p_R = 0,1379K \left[\left(\frac{10,764q}{2\pi h} \right) \left(\frac{3n+1}{nm} \right) \right]^n \left(\frac{m}{8k} \right)^{\frac{n+1}{2}} \cdot \frac{(3,281D)^{1-n} - (3,281r_w)^{1-n}}{1-n},$$

где p_w – гидростатическое давление в стволе скважины, бар; p_R – пластовое давление, бар; K – степенной показатель консистенции, сП; q – скорость поглощения жидкости, м³/с; h – высота проницаемой зоны, м [15].

Данное уравнение имеет два практических применения:

- с его помощью рассчитывается скорость, с которой пачка известной вязкости поглощается пластом;
- с его помощью рассчитывается объем вязкой пачки, необходимый для поддержания заданной скорости поглощения.

Для загущения прозрачных рассолов применяют полимеры с длинной цепью самой разной природы: природные, полусинтетические и синтетические. После добавления полимера начальная вязкость композиции зависит от концентрации гидратированного полимера. Таким образом, экспоненциального роста вязкости и сопротивления течению при заданной концентрации добиваются путем сшивания молекул полимера в растворе. Как правило, для поперечной сшивки регулируется показатель кислотности (pH), а также добавляется соль двух- или трехвалентного металла. В процессе получается вязкопластичный гель с очень высокой вязкостью. Однако сродство молекул такого раствора между собой очень велико, соответственно, к пласту такой гель будет притягиваться слабо. По этой причине эффективность применения таких гелей невелика – молекулы геля заполняют ствол скважины без образования низкопроницаемой пробки, и жидкость проходит между гелевой пробкой и стенками скважины в пласт.



К недостаткам полимерных загустителей можно также отнести потерю вязкости при повышении температуры, неспособность к гидратации при повышенной концентрации солей и реакция с катионами солей с выпадением нерастворимого осадка.

Потеря вязкости с температурой происходит в двух случаях. В первом случае при повышении температуры снижается молекулярное взаимодействие, что ведет к снижению вязкости. Однако при таком варианте вязкость восстановится при снижении температуры. Во втором же варианте происходит разрушение молекул полимера на меньшие по размеру фрагменты, которые уже не способны повысить вязкость состава. Естественно, в этом случае потеря вязкости будет необратимой. Было обнаружено [16], что определенные органические амины оказывают стабилизирующее действие на полимеры и способны повысить температуру разложения на 4 градуса. Дело в том, что амины удаляют растворенный кислород, который является основной причиной разложения, и образуют комплексы с полимерами, стабилизируя при этом наиболее подверженные тепловому воздействию связи.

Еще одним недостатком служит то, что полимеры не растворяются, а образуют коллоидные дисперсии. Длина цепи этих молекул может превышать

0,1 мкм, а ширина сопоставима с шириной пластинок некоторых глинистых минералов. При проникновении такого полимера в пласт неизбежно существенное снижение проницаемости за счет физического перекрытия просветов поровых каналов. Удаление полимера в таком случае будет трудоемким процессом.

В разное время было опробовано множество способов разложения полимера внутри и снаружи порового пространства, такие, например, как гидролиз с минеральными кислотами (HCl); разложение органическими кислотами [10]; реакция с окислителями (гипохлориты, пероксиды, персульфаты); использование реагентов для деструкции энзимов с учетом характерных связей полимеров [16].

Независимо от того, какой полимер используется, в диспергированном состоянии он повышает вязкость в результате гидратации молекул, их разворачивания или набухания. Соответственно, для смачивания и ковалентного взаимодействия с молекулами полимера, в реакции необходим избыток воды. С повышением концентрации соли в растворе уменьшается количество свободной воды для гидратации молекул полимера и повышается вероятность взаимодействия между солью и полимером, то есть выпадение кристаллов соли или полимера из раствора. Все это приводит к тому,

что повысить плотность рассолов может незначительное количество полимеров.

Основной полимер для борьбы с поглощениями – полусинтетический полимер гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) [11]. Он выпускается в виде сухого порошка, либо в виде «активированной» дисперсии в веществе органической природы, способном вызвать набухание (этиленгликоле) [7]. Преимущество густой смеси заключается в том, что при этом снижается вероятность образования в концентрированных рассолах сгустков или комков («рыбьих глаз») частично гидрофильного клейкого полимера. Поскольку полимер уже диспергирован в жидкой среде и частично набух под воздействием водорастворимого органического диспергатора, вода может легко добаться и гидратировать отдельные молекулы. Менее желательный подход предусматривает диспергирование ГЭЦ в дизтопливе. Дизтопливо обволакивает зерна полимера и позволяет ему диспергироваться в рассоле, но, поскольку оно не растворяется в воде, оно не позволяет свободной воде легко добираться к молекулам полимера. Как итог, вода не может вытеснить с гранул ГЭЦ все покрывающее их дизтопливо, и это приводит к существенному замедлению процесса гидратации и образованию микрогелей. После протекания описанного процесса имеем частицу диаметром 3–5 мкм с сухой сердцевинкой, окруженной почти непроницаемым гидратированным гелем.

Основные преимущества ГЭЦ:

- относительная дешевизна в сравнении с прочими полимерными загустителями;
- легкость гидратируемости в большинстве промышленных рассолов;
- слабое влияние состава соли рассола на полимер (в связи с его неионогенной природой).

На последнем пункте остановимся подробнее. Из описанной универсальной растворимости единственным исключением является цинк. Причем именно при конкретной концентрации

цинка (от 2 до 6% масс.) гидроксиэтилцеллюлоза не гидратируется должным образом, образуя плотный гель, плавающий на поверхности рассола. Для успешного диспергирования ГЭЦ в рассолах плотностью от 1870 до 1980 кг/м³ необходимо либо сменить плотность полимера, в котором происходит гидратация, либо повысить концентрацию цинка выше 6% масс. путем добавления необходимого количества $ZnBr_2$. Необходимо также учитывать, что при неправильном перемешивании ГЭЦ, даже в диспергированном виде, может образовывать комки. Решается проблема использованием специальных перемешивателей, которые могут диспергировать эти комки. Однако при использовании таких перемешивателей произойдет деградация полимера, и для достижения того же показателя вязкости потребуются увеличить концентрацию ГЭЦ. Вдобавок при повышении температуры с 25 до 45 °С вязкость ГЭЦ снижается чуть ли не вдвое [3]. Таким образом, для того чтобы эффективно бороться с поглощениями на добывающих скважинах при стандартных температурах, необходимо закачивать либо большие объемы ГЭЦ, либо ГЭЦ высокой концентрации.

Другие полимеры, производные целлюлозы и крахмала, оказались менее эффективными, чем ГЭЦ в большинстве рассолов. Карбоксиметилцеллюлоза, например, анионогенная и, как правило, несовместима ни с какими концентрированными рассолами, содержащими щелочноземельные металлы, такие как Ca^{2+} и Mg^{2+} , или переходные металлы, такие как Zn^{2+} . Так называемая полианионная целлюлоза, как правило, также химически несовместима с большинством рассолов заканчивания. У крахмала или производных крахмала те же ограничения по применению в рассолах, что и у целлюлозы, к тому же они менее термостабильны, чем целлюлоза. Если же эти материалы применяются в жидкостях с твердой фазой, содержащих глинистые минералы, они более пригодны, чем ГЭЦ, для контроля фильтрации из-за их взаимодействия с глинистыми минералами в жидкости. Они точно так же снижают фильтрацию в

жидкостях с твердой фазой, как и в буровом растворе, путем снижения проницаемости глинистой фильтрационной корки.

Для увеличения вязкости рассолов для заканчивания и капитального ремонта скважин применяются некоторые природные полимеры. Обычно их называют смолами, и их можно разделить на две категории, в зависимости от источника их происхождения. Бывают экстракты смол растительного и животного происхождения и биосинтетические смолы. Примерами растительных полимерных смол являются гуаровая смола [5] и ксантановая смола [9], которые применяются в качестве структурообразователей рассолов. Гуаровую смолу получают из семян рожкового дерева. Химически она описывается как галактоманнан, полисахаридный полимер, состоящий из остатков маннозы и галактозы [17]. В своем неизменном виде гуаровая смола гидратируется только в воде, рассолах, приготовленных из солей одновалентных металлов, или рассолах с низкой концентрацией солей. В присутствии двухвалентных и трехвалентных катионов гуаровая смола либо не гидратируется, либо, если она была гидратирована ранее, может образовывать плотный, не поддающийся прокачке гель, который иногда называют поперечно сшитым гелем. Кроме того, гуаровая смола, прошедшая механическую обработку, содержит значительное количество нерастворимого остатка, который остается в смоле в результате процесса отделения эндоспермы от шелухи и зародышей семян. Как было доказано, эти нерастворимые осадки приводят к серьезным повреждениям пласта в тех случаях, когда для загущения жидкостей для заканчивания и капитального ремонта скважин применяется природная гуаровая смола [2]. Другие природные смолы обладают в большей или меньшей степени теми же недостатками, что и гуаровая смола.

Гидроксикалированная гуаровая смола, например оксипропилпроизводное гуаровой смолы, и гидроксиэтилгуаровая смола практически не содержат остатка, который обнаруживается в немодифицированной гуаровой смоле. Они лучше растворяются в рассоле, в том числе в насыщенном

рассоле солей кальция, и иногда менее чувствительны к изменению pH, что может привести к поперечной сшивке природной смолой в рассолах двухвалентных металлов. Модифицированные гуаровые смолы к тому же более термостабильны, чем природная гуаровая смола. Аналогичным образом: модифицированные крахмалы химически и физически более стабильны, чем немодифицированные формы, но они не могут значительно повысить вязкость рассолов, если только они не применяются в очень высоких концентрациях.

Среди различных биосинтетических смол чаще всего промысловых условиях в жидкостях для заканчивания и капитального ремонта скважин применяется ксантановая смола.

Ксантановая смола [8] – это гетерополисахарид, получаемый с помощью бактерии *Xanthomonas campestris* из раствора, содержащего D-глюкозу и различные питательные вещества, усиливающие рост.

Ксантановая смола способна легко загущать рассолы, содержащие как одновалентные, так и двухвалентные катионы щелочных и щелочноземельных металлов. Однако, как и в случае всех полимерных загустителей, при высокой концентрации солей и ограниченном количестве свободной воды для гидратации молекул полимеров загущение затрудняется или даже не происходит вовсе. Ксантановую смолу иногда удается использовать для загущения рассолов $CaCl_2$ / $CaBr_2$, высокой плотности и даже рассолов, содержащих цинк, с применением методов больших сдвиговых усилий и предварительной гидратации.

К ксантановой смоле относится сукциноглицановая смола – анионогенный гетерополисахарид, который также получают путем бактериальной ферментации. В сущности, характеристики сукциноглицана сходны с характеристиками ксантановой смолы, за тем исключением, что сукциноглицановая смола, по-видимому, более эффективно

борется с фильтрацией жидкости в рассоле, чем ксантановая смола [14].

К преимуществам биосинтетических полимеров в борьбе с поглощением относится их способность сохранять свою вязкость при повышенных температурах, к тому же они обладают, при заданной концентрации, более высокой вязкостью при низкой скорости сдвига, чем целлюлозные полимеры или природные смолы. Кроме того, эти полимеры образуют гели, которые улучшают свойства суспензий в тех случаях, когда при закачивании или капитальном ремонте скважин необходимо промыть скважину. Однако при проникновении жидкости в пласт на большую глубину или в больших объемах эта вязкость при низкой скорости сдвига может привести к осложнениям при попытках вызова притока скважины. Еще одним недостатком биополимеров является их повышенная подверженность бактериальному или остаточному ферментативному разложению. Для предотвращения порчи загущенных рассолов и снижения эффективности борьбы с поглощением жидкости в них необходимо добавлять бактерициды в сравнительно больших количествах.

К чисто синтетическим полимерам, способным повысить вязкость жидкостей заканчивания, относятся полимеризованные акрилаты, акриламиды и различные ПАВы промышленного производства с высокой температурной стабильностью по сравнению с природными или полусинтетическими полимерами. При этом для них характерна пониженная растворимость и несовместимость с ионами двухвалентных металлов. Кроме того, из-за их сродства к поверхностям твердых тел (в особенности к поверхностям глинистых минералов) и устойчивости к химическому и ферментативному воздействию они с трудом поддаются удалению из порового пространства пластов. Благодаря этой адсорбционности эти продукты повышают эффективность борьбы с фильтрацией систем с твердой фазой, забивая поровое пространство фильтрационной корки.

Образование временной малопроницаемой фильтрационной корки

Добавление твердой фазы к прозрачным рассолам несколько противоречит причинам, по которым в первую очередь применяется эти рассолы. При этом в тех случаях, когда с фильтрацией жидкости невозможно бороться путем снижения гидростатического давления или повышения вязкости жидкости заканчивания, предпочтительным становится введение закупоривающих добавок. Временная корка для борьбы с фильтрацией образуется из твердых частиц, которые удаляются путем растворения (в воде, ненасыщенном рассоле, кислоте или нефти) или обратным потоком скважинной продукции при пуске скважины в эксплуатацию. В качестве таких твердых частиц, как правило, используются калиброванные кристаллические соли [14], карбонаты металлов, тонкоизмельченная целлюлоза или нефтерастворимые смолы. Полимерные загустители также являются важным компонентом таких систем, они способствуют удержанию твердых частиц жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин во взвешенном состоянии и образованию эффективной фильтрационной корки. В некоторых случаях применяются загущенные или поперечно сшитые полимеры для создания непроницаемой пробки. Они применяются с добавлением или без добавления твердых частиц для механического закупоривания [12].

Применение всех описанных выше систем основано на образовании и стабилизации наружной фильтрационной корки путем механического закупоривания пор пластовой породы. Закупоривание начинается с того момента, когда 2–4 частицы, диаметр которых составляет от 1/3 до 1/7 диаметра просвета пор, пытаются одновременно проникнуть внутрь пространства поры и размещаются напротив друг друга. Присутствие полимерных загустителей помогает уплотнить закупоривающие частицы и ограничивает фильтрацию жидкости через корку благодаря адсорбции полимера на поверхности закупоривающих частиц. Адсорбированный

полимер заполняет оставшееся пространство между частицами, и его становится весьма трудно сдвинуть, кроме как при очень высоком перепаде давления.

Использование калиброванного хлорида натрия для закупоривания ограничивается насыщенными или близкими к насыщению рассолами. Помимо соли, в их рецептуру входят другие почти нерастворимые добавки, такие как лигносульфонат кальция, оксид магния и некоторые частично растворимые синтетические полимеры. Они содержат также полимерные загустители для поддержания твердых частиц во взвешенном состоянии, что способствует образованию фильтрационной корки. Когда полимерным загустителем является биосинтетический полимер, применение этих солевых систем, как правило, ограничивается любыми насыщенными рассолами с плотностью в диапазоне от 1200 до 1560 кг/м³. Если полимерным загустителем является ГЭЦ, то такая система может применяться в любом рассоле при условии, что в ней достаточно свободной воды для растворения соли. Однако будет весьма трудно диспергировать калиброванную соль в рассоле без добавления ПАВ-пеногасителя.

Если составы для борьбы с фильтрацией на базе калиброванной соли используются в качестве пачек в ненасыщенных рассолах, необходимо использовать буферные жидкости насыщенного рассола для отделения пачек от ненасыщенных рассолов с обеих сторон. После того как пачка размещена в намеченном интервале, циркуляцию ненасыщенного рассола необходимо свести к минимуму, чтобы предотвратить растворение закупоривающей соли [1].

Что касается ненасыщенных систем с концентрацией менее 1200 кг/м³, то зачастую адекватно бороться с поглощением можно с помощью калиброванной соли бората натрия и кальция (природный улексит). Поскольку эта соль малорастворима в воде, она дает время завершить работы по заканчиванию или

капитальному ремонту скважин. В конечном счете, чтобы удалить этот временный блок из пласта, его промывают водой, разбавленной рассолом или потоком воды при пуске скважины в эксплуатацию. Если эта соль применяется вместе с каким-либо природным полимерным загустителем, необходимо тщательно отслеживать pH жидкости и не допускать, чтобы борат запустил образование поперечно сшитого полимерного геля. Если такой гель образуется прежде, чем будет закачана пачка понизителя фильтрации, то она может быть непрокачиваемой.

Для борьбы с поглощением рассолов плотностью от 1000 до 1320 кг/м³ довольно успешно применяются также калиброванные закупоривающие нефтерастворимые смолы. Для приготовления таких систем используются органическая смола, полимер для вязкости и/или удержания твердых частиц во взвешенном состоянии и гидрофильный ПАВ для диспергирования смолы в рассоле. Поскольку закупоривающие материалы на основе смол обладают низкими плотностями и плавают в любой более тяжелой жидкости, чем вода, обычно пачки нефтерастворимых понизителей фильтрации на основе смол применяются в рассолах плотностью не менее 1320 кг/м³. Нефтерастворимые смолы целесообразно применять в скважинах, добывающих нефть с низким удельным весом. Поскольку легкие сырые нефти обладают более высокой растворяющей способностью, чем более тяжелые сырые нефти, они лучше удаляют закупоривающие смолы

при работе скважины. Если необходимо удалить смолу при циркуляции нефти, может потребоваться добавление гидрофобного ПАВа, который облегчит контакт со смолой и ее растворение. Нефтерастворимые смолы не следует применять в сухих газовых скважинах, потому что смолы склонны к гидрофобизации и образованию неустраняемых пробок в продуктивных газовых пластах.

Использование измельченных карбонатов и оксидов металлов для временной закупорки и снижения фильтрации основано на их нерастворимости в pH-нейтральной или основной воде, их реакционной способности и дальнейшей растворимости в кислых растворах. Обычно предпочтение при выборе закупоривающего материала отдается калиброванному карбонату кальция, но при необходимости повысить плотность применяется также карбонат железа. В состав понизителей фильтрации входят также как оксид, так и карбонат магния. Типовая пачка состоит из закупоривающих частиц, структурообразователя (обычно ГЭЦ или ксантановая смола) для обеспечения несущей способности и воды или рассола любой плотности. Для максимального ускорения образования непроницаемой фильтрационной корки гранулометрический состав наполнителя должен находиться в широком диапазоне, при этом не менее 5% об. должны иметь диаметр не менее 1/3 среднего размера пор пластовой породы. Суммарная концентрация закупоривающих материалов в пачке контроля фильтрации находится в диапазоне от 71 до 142 кг/м³ [1].

Наиболее значительным недостатком применения кислоторастворимых закупоривающих материалов является их реакционная способность менее 100 %.

Содержание неактивных материалов в технических карбонатах достаточно для того, чтобы закупорить поры пластовой породы даже при полном растворении всего карбоната. Чтобы свести к минимуму содержание нерастворимых примесей, вместо молотого известняка лучше использовать чистый молотый мрамор. Кроме того, реакция твердых частиц карбоната с кислотой — это поверхностная реакция и поэтому требует контакта с концентрированной кислотой для достаточно высокой скорости протекания. После установления первоначального контакта раствор, соприкасающийся с фильтрационной коркой, становится разбавленным, и любая дальнейшая реакция регулируется и замедляется скоростью диффузии более концентрированной кислоты к поверхности частиц. Если поровое пространство полностью заполнено мелкими твердыми частицами, они могут не полностью соприкоснуться с раствором кислоты и поэтому навсегда снизить проницаемость. У карбоната железа есть еще одно ограничение: он образует студенистые оксиды при pH выше 4,5. К тому же, после того как кислоты почти полностью использовались, любые



растворенные ионы железа могут окисляться до оксидов железа, которые выпадают в осадок и образуют пробку, которую очень трудно, если вообще возможно, удалить.

Временные барьеры для фильтрации жидкости можно также создать с помощью разлагаемых материалов, которые образуют дилатантную (вязкость возрастает при увеличении скорости сдвига) жидкость, если эти материалы измельчить и смешать до получения нужного гранулометрического состава в нужной концентрации до пастообразного состояния. При низком сдвиге (низкое давление, низкая скорость) пульпа легко течет. Когда же наполнитель проникает в проницаемую зону, на определенной глубине проникновения реологические потери на трение пульпы становятся равными гидростатическому давлению, под действием которого он продвигается вглубь пласта. В этой точке пульпа перестает проникать дальше в пласт и прекращает любое дальнейшее поглощение жидкости. Гидростатическое давление в стволе скважины удерживает пакку на месте. а пластовое давление и добываемая продукция разбавляют ее и вымывают из пласта при снижении давления в стволе скважины при проведении работ по заканчиванию [6]. Применяемые материалы должны быть разлагаемыми, чтобы, если не удастся удалить весь материал, остатки подвергались разложению и были удалены в ходе кислотной промывки.

Создание неразлагаемого барьера на поверхности пласта

В случае если скорость поглощения не удастся снизить до приемлемого уровня, практически любые понизители фильтрации или материалы по борьбе с поглощениями становятся приемлемыми. При этом следует отметить, что большинство материалов по борьбе с поглощениями к буровому раствору не разлагаются под действием кислоты, растворителей или температуры. Как только они оказываются на забое и попадают в пласт, они могут навсегда снизить проницаемость призабойной зоны.

Среди имеющихся материалов по борьбе с поглощениями – твердые частицы, волокнистые материалы и/или хлопья, которые образуют решетчатую сеть, улавливают твердые частицы определенного гранулометрического состава и в конечном итоге образуют непроницаемый барьер. К твердым частицам относятся фенольные пластмассы, измельченная ореховая скорлупа и различные глинистые минералы. Хлопья и волокна – это измельченные ткани, целлюлозные волокна и минеральные хлопья, например, слюда.

Выводы

1. Методы снижения гидростатического давления следует применять на скважинах, на которых невелик риск ГНВП.
2. Вязкость жидкостей глушения повышают в основном добавлением в рассолы различных полимеров. Самый распространенный – гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ). Он обладает рядом преимуществ, такими как низкая цена в сравнении с другими полимерами, легкость гидратированности в большинстве промышленных рассолов и слабое влияние на него соли рассола (исключение – цинк).
3. Методы представлены в статье в порядке предпочтительности использования их на месторождении. Соответственно, самым предпочтительным методом является снижение гидростатического давления. Затем при риске проявлений применяют повышение вязкости ЖГС. В случае невозможности выполнения двух предыдущих методов используют введение закупоривающих добавок. В качестве закупоривающего вещества применяют, в зависимости от плотности ЖГС, калиброванные кристаллические соли, карбонаты металлов, тонкоизмельченную целлюлозу или нефтерастворимые смолы. ●

Литература

1. Бриджерс К.Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / К.Л. Бриджерс. – М.: Институт компьютерных исследований, 2016. – 236 с.
2. Исламов Ш.Р. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов: диссертация ... кандидата

- технических наук: 25.00.17 / Исламов Шамиль Расихович. – СПб., 2020. – 151 с.
3. Куличихин В.Г. Фазовые равновесия в растворах производных целлюлозы и реологические свойства растворов в разных фазовых состояниях / В.Г. Куличихин, В.В. Макарова, М.Ю. Толстых, Г.Б. Васильев // Высокомолекулярные соединения. – 2010. – Т. 52. – № 11. – С. 2001–2013.
 4. Лесин В.И. Математическая модель вязкости тяжелой нефти, содержащей примеси коллоидных наночастиц оксидов металлов / В.И. Лесин // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2019. – № 2. – С. 199–216.
 5. Меркулов А.П. Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением химическими реагентами группы компаний Zirax / А.П. Меркулов, М.П. Мершиев // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7. – С. 13–15.
 6. Николаев Н.И. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Н.И. Николаев, Е.Л. Леушева // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 194–200.
 7. Окромелидзе Г.В. Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.15 / Окромелидзе Геннадий Владимирович. – Уфа, 2016. – 212 с.
 8. Патент №2630776 Российская Федерация, C11D 3/14 (2006.01), C11D 3/37 (2006.01), C11D 3/22 (2006.01). Жидкая композиция для чистки и/или глубокой очистки: № 2015148028: заявл. 28.05.2014: опубл. 13.09.2017 / Гонсалес Денис Альфред, Гроомбридж Майкл Лесли, Макдоннел Майкл – 38 с.: ил. – Текст: непосредственный.
 9. Перепелкин А.С. Разработка биополимерных растворов для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением / А.С. Перепелкин, А.Ю. Бикметов // Территория «Нефтегаз». – 2014. – № 6. – С. 16–19.
 10. Раупов И.Р. Разработка полимерных составов для внутрипластовой водоизоляции интергенных коллекторов нефтяных месторождений / И.Р. Раупов, Н.К. Кондрашева, Р.Р. Раупов // Научно-технический журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – Т. 14. – № 1. – С. 80–87.
 11. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для глушения скважин / Е.А. Рогов // Строительство нефтяных скважин на суше и на море. – 2017. – № 12. – С. 22–23.
 12. Соловьев В.С. Полимерные водопоглощающие композиции с повышенной прочностью / В.С. Соловьев, М.В. Успенская, Н.В. Сиротинкин // Известия Вузов. Приборостроение. – 2010. – Т. 53. – № 4.
 13. Циберкин К.Б. Течения и тепломассообмен в многофазных жидкостях и пористых средах: диссертация ... кандидата физико-математических наук: 01.02.05 / Циберкин Кирилл Борисович. – Пермь, 2015. – 159 с.
 14. Fischer, P.W. An organic "clay substitute" for nondamaging water base drilling and completion fluids / P.W. Fischer, J.P. Gallus, R.F. Krueger and others // Paper SPE 4651. – 1971. – 11 p.
 15. Lau, H.C. Laboratory development and field testing of succinoglycan as a fluid-loss-control fluid / H.C. Lau // Paper SPE 26724. – 1994. – 6 p.
 16. Zeigman, Yu.V. Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, A.R. Khafizov and others // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – pp. 3339.

KEYWORDS: *silencing of wells, abnormally low reservoir pressures, combating absorption.*

ВЛИЯНИЕ СЖАТИЯ НА ОГНЕЗАЩИТНЫЕ СВОЙСТВА МИНЕРАЛОВАТНОЙ ПЛИТЫ при стандартном и углеводородном режимах пожара

Для теплоогнезащиты строительных конструкций часто используется минеральная вата малой плотности, которая имеет свойство легко деформироваться при монтажных работах. В статье представлены результаты исследования зависимости прогрева стальных и деревянных конструкций, имеющих огнезащитное покрытие из минераловатных плит при их сжатии. Расчетным путем установлено существенное ухудшение огнезащитных свойств такого деформированного покрытия. Расчеты проводились для стандартного и углеводородного режимов пожаров. В результате исследования сделан вывод о том, что при проведении технологических операций по огнезащите строительных конструкций из минеральной ваты, при которых происходит увеличение ее плотности (сжатие), расчет пределов огнестойкости защищаемой конструкции следует производить по фактической плотности и фактической толщине слоя минеральной ваты

LOW-DENSITY MINERAL WOOL, WHICH CAN BE EASILY DEFORMED DURING THE INSTALLATION WORK PERFORMANCE, IS OFTEN USED FOR HEAT AND FIRE PROTECTION OF BUILDING STRUCTURES. THE ARTICLE PRESENTS THE RESEARCH RESULTS WITH REGARD TO THE DEPENDENCE OF HEATING OF STEEL AND WOODEN STRUCTURES, HAVING A FIRE PROTECTION COATING, CONSISTING OF MINERAL WOOL BOARDS, DURING THEIR COMPRESSION. CALCULATIONS HAVE SHOWN SIGNIFICANT DETERIORATION OF FIRE PROTECTION FEATURES OF SUCH A DEFORMED COATING. CALCULATIONS WERE CONDUCTED FOR THE STANDARD FIRE AND HYDROCARBON REGIME. AS A RESULT OF THE RESEARCH IT WAS CONCLUDED THAT DURING PROCESSING PROCEDURES FOR FIRE PROTECTION OF BUILDING STRUCTURES, MADE OF MINERAL WOOL, IN WHICH THERE IS AN INCREASE IN ITS DENSITY (COMPRESSION), THE FIRE RESISTANCE LIMITS OF THE PROTECTED STRUCTURE SHOULD BE CALCULATED WITH REGARD TO THE ACTUAL DENSITY AND THICKNESS OF THE MINERAL WOOL LAYER

Ключевые слова: *огнестойкость, огнезащита, минеральная вата, стандартный пожар, углеводородный пожар, стальные конструкции, деревянные конструкции.*

Черкасов Евгений Юрьевич

ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский университет
ГПС МЧС России,
к.т.н.

Домрачев Сергей Александрович

заместитель начальника отдела пожарной безопасности,
ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский университет
ГПС МЧС России

Воронцова Анна Анатольевна

ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский университет
ГПС МЧС России,
к.ф.-м.н.

Митько Арсений Валерьевич

главный специалист ВНИИМ,
Вице-президент Арктической общественной академии наук,
к.т.н., доцент

Минераловатные плиты широко применяются как в промышленном, так и в гражданском строительстве для тепло- и огнезащиты строительных конструкций [1], в том числе и в судостроении [2]. При монтажных работах по той или иной причине плиты могут претерпевать деформации и пребывают в сжатом состоянии с уменьшенной толщиной. В этом случае остается открытым вопрос, оказывает ли влияние сжатие минераловатной плиты на прогрев защищаемой конструкции.

Для оценки влияния сжатия минераловатной плиты на прогрев защищаемой конструкции проведены расчеты прогрева слоев минеральной ваты плотностью от 50 до 350 кг/м³. Предполагается, что начальная плотность слоя минеральной ваты составляет 50 кг/м³. Толщины слоев разной плотности определяются условием сохранения массы плиты при сжатии:

$$\rho_0 \cdot h_0 = \rho_1 \cdot h_1,$$

где ρ_0 , h_0 – начальные плотность и толщина минеральной плиты, ρ_1 , h_1 – плотность и толщина минеральной плиты при сжатии.

При выполнении расчета приняты следующие начальные толщины слоев минеральной ваты – 50 и 100 мм. Толщины материалов, используемых

в защищаемой конструкции (стойке), приняты следующие: стали – 3,4 мм, 5 и 10 мм, древесины – 25 мм. Коэффициенты теплопроводности минеральной ваты для каждой плотности определяются по справочным данным [3–5] и приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Теплофизические свойства минеральной ваты, где Т – температура минеральной ваты в °С

Плотность ρ, кг/м³	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м·°С)	Ссылка
50	$\lambda = 0,0302 + 0,000139 \cdot T$	[3]
90	$\lambda = 0,043 + 0,000221 T_{cp}$	[4]
150	$\lambda = 0,0487 + 0,000197 T_{cp}$	[4]
200	$\lambda = 0,0604 + 0,00011 \cdot T$	[5]
250	$\lambda = 0,0639 + 0,000105 \cdot T$	[5]
300	$\lambda = 0,0674 + 0,000105 \cdot T$	[5]
350	$\lambda = 0,0708 + 0,0000987 \cdot T$	[5]

Изменение теплоемкости минеральной ваты от температуры прогрева определяется уравнением [6]: $C = 754 + 0,63 \cdot T$, где Дж/(кг·°С).

Степень черноты поверхности минеральной ваты принята $\varepsilon = 0,96$ [4].

Стандартный температурный режим пожара, при котором производят расчетные испытания строительных конструкций, определяется в виде следующей зависимости [7]:

$$T = T_0 + 345 \cdot \lg(8 \cdot \tau + 1),$$

где T_0 – начальная температура; τ – время с момента начала испытаний, мин.

Для нефтехимической промышленности и на морских нефтяных платформах используется углеводородный температурный режим пожара [8]:

$$T = T_0 + 1080 \cdot (1 - 0,325 \cdot e^{-0,167 \cdot \tau} - 0,675 \cdot e^{-2,5 \cdot \tau}).$$

Расчет распределения температуры в поперечном сечении конструкции производился путем численного решения уравнения теплопроводности с учетом зависимости теплофизических характеристик материалов от температуры:

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial \tau} = \operatorname{div}(\lambda \cdot \operatorname{grad} T),$$

где c , ρ , λ – удельная теплоемкость, плотность и теплопроводность материала.

Граничные условия задачи описывались уравнением лучистого и конвективного теплообмена между внутренней поверхностью конструкции и окружающей средой:

$$-\lambda \operatorname{grad} T = \alpha_k (T_f - T_n) + \varepsilon_{np} \cdot \sigma \left((T_f + 273)^4 - (T_n + 273)^4 \right),$$

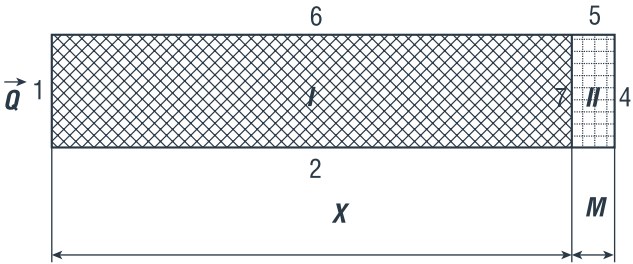
где α_k – коэффициент конвективного теплообмена для обогреваемой поверхности; $\alpha_k = 29$ Вт/м²;

ε_{np} – приведенная степень черноты системы обогревающая среда – поверхность конструкции; σ – постоянная Стефана–Больцмана; T_n , T_f – температура соответственно поверхности конструкции и газовой фазы, °С.

При расчете на поверхностях контакта разных материалов конструкции учитывается условие равенства температур и тепловых потоков, а также предполагается, что целостность конструкции сохраняется.

На рисунке 1 приведена расчетная схема, использованная при проведении тепловых расчетов прогрева конструкции стойки. Область I – сталь (или древесина). Область II – слой минеральной ваты. На линиях 2–6 определено условие теплоизоляции (расчетные линии, на которых тепловой поток равен нулю); 7 – линия, на которой выполняется условие равенства температур и тепловых потоков,

РИС. 1. Расчетная схема прогрева конструкции

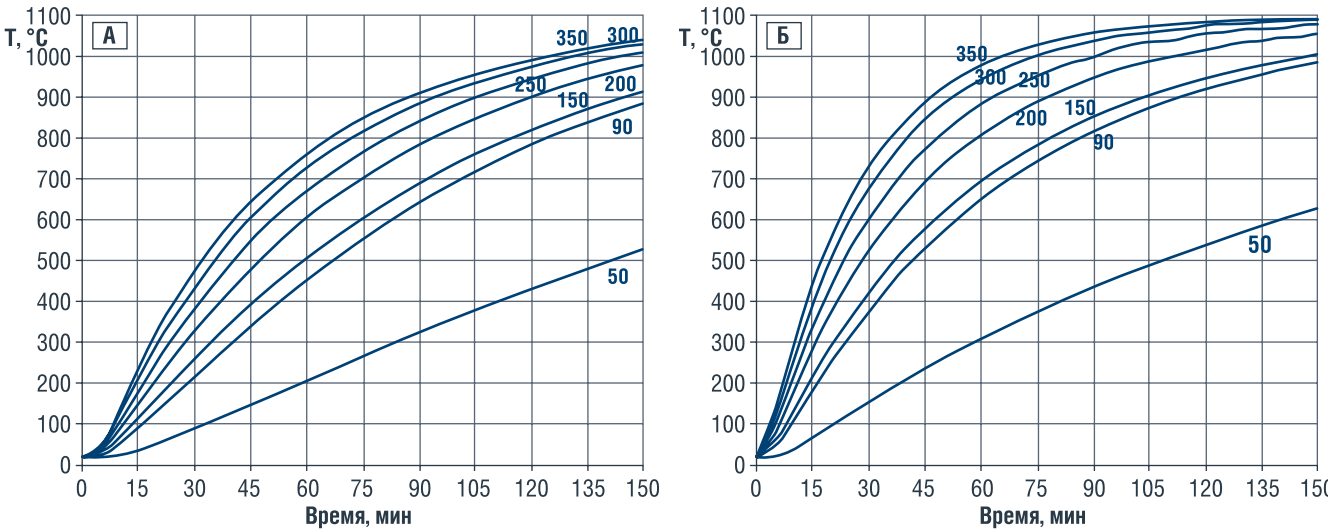


I – минеральная вата; II – сталь; Q – воздействие пожара

совпадает с границами раздела двух материалов. По расчетной линии 1 происходит воздействие стандартного температурного режима пожара. X – толщина огнезащитного слоя. M – приведенная толщина металла конструкции, ПТМ (или толщина древесины).

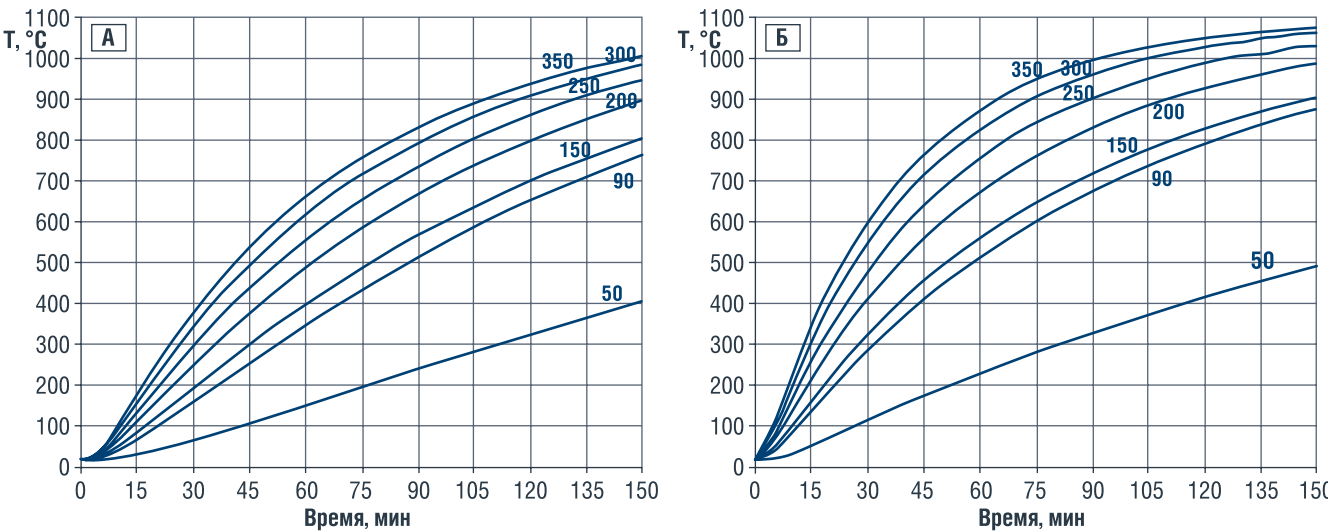
Зависимости температуры стальных конструкций от времени, при разной степени сжатия минеральной ваты, приведены на рисунках 2–7. Зависимости температуры поверхности деревянных конструкций от времени, при разной степени сжатия минеральной ваты, приведены на рисунках 8–9. Цифрами на рисунках обозначены плотности материала, достигнутые при сжатии.

РИС. 2. ПТМ – 3,4 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 50 мм



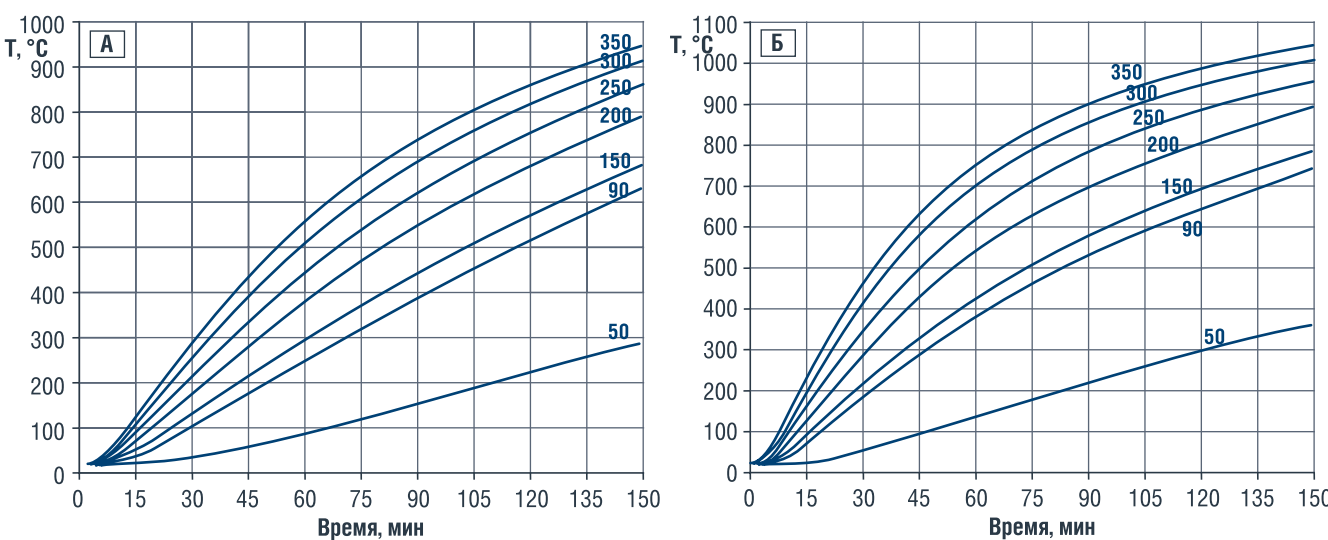
А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

РИС. 3. ПТМ – 5,0 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 50 мм



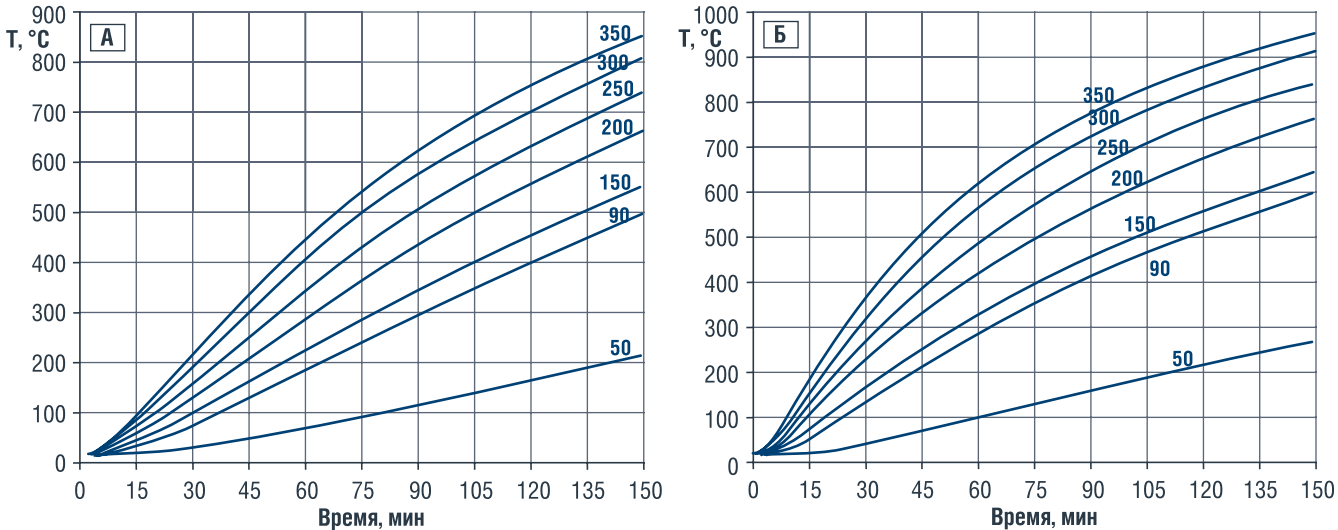
А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

РИС. 4. ПТМ – 3,4 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 100 мм



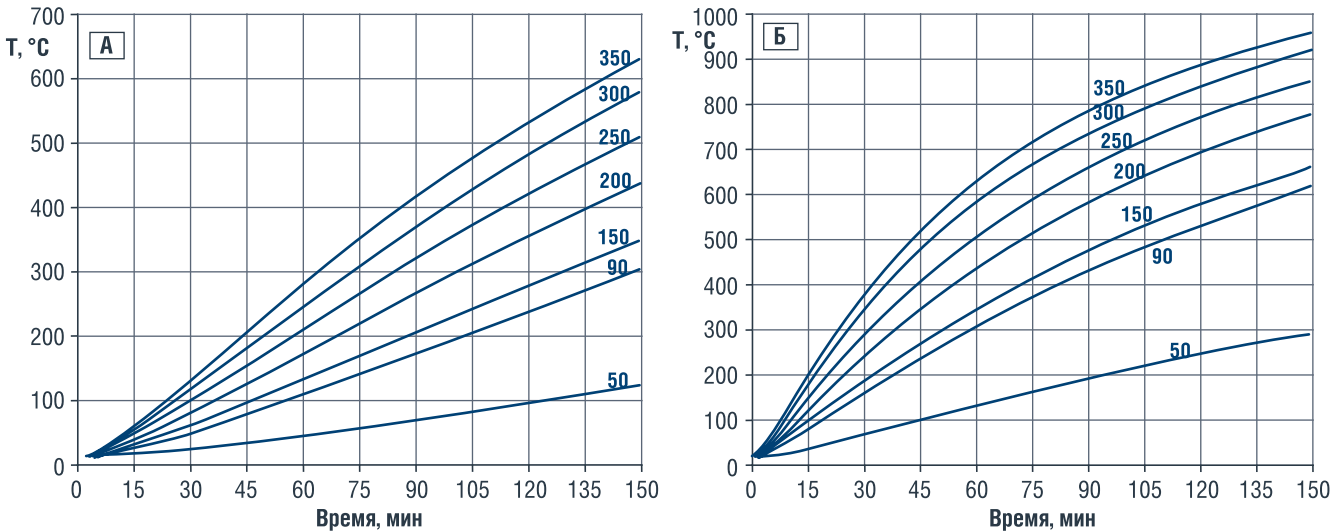
А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

РИС. 5. ПТМ – 5,0 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 100 мм



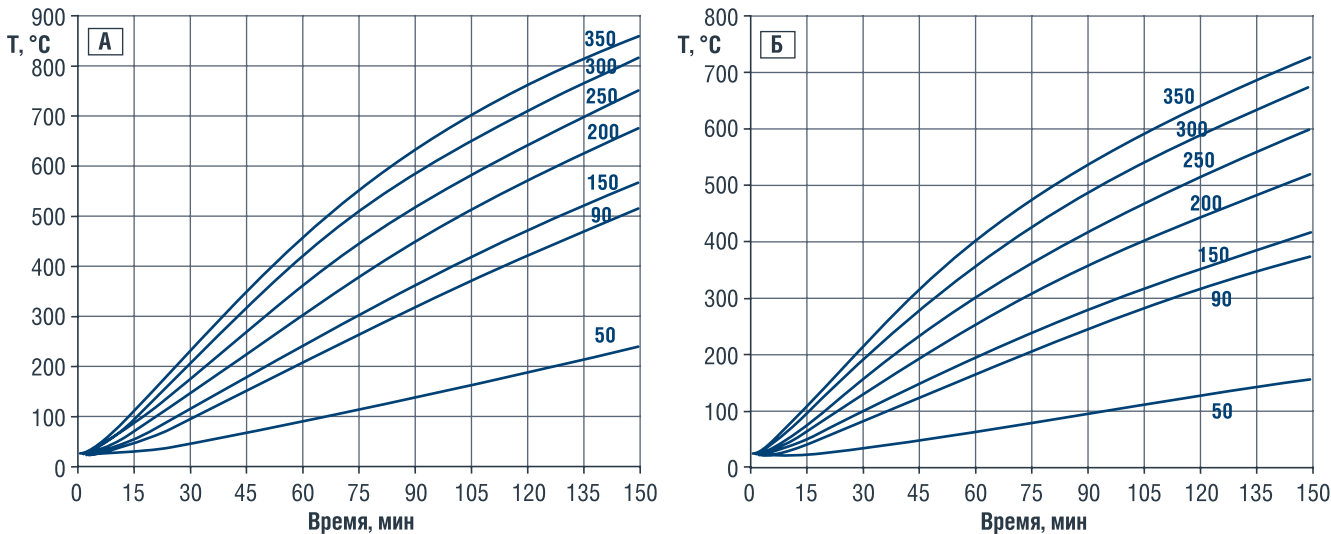
А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

РИС. 6. ПТМ – 10 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 50 мм



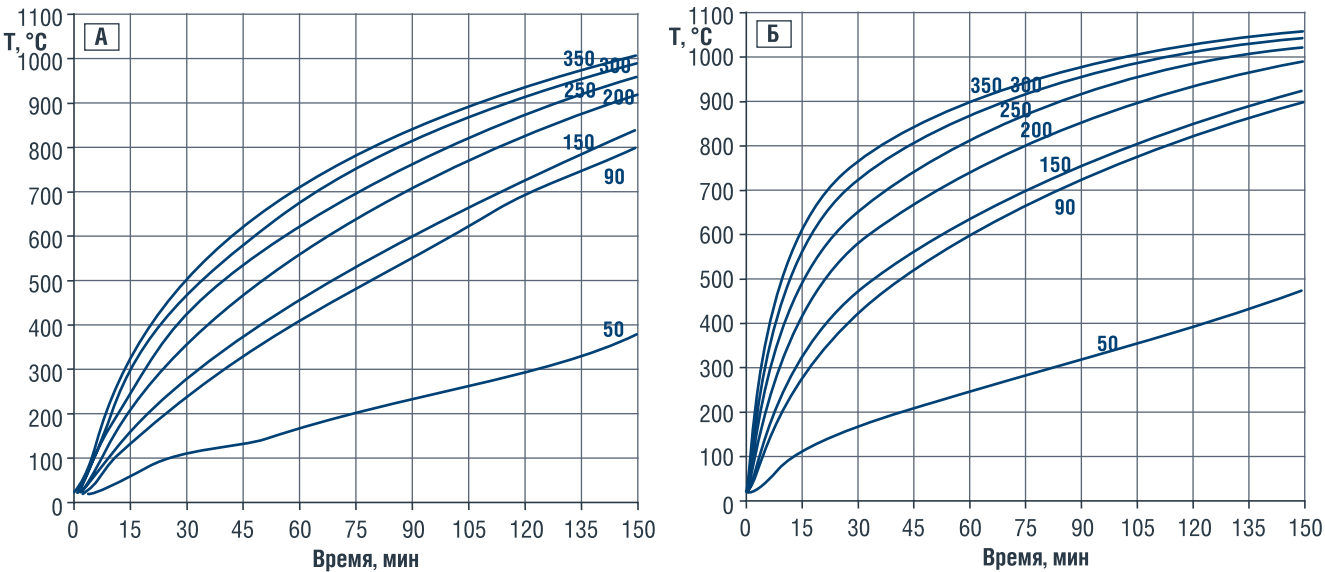
А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

РИС. 7. ПТМ – 10 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 100 мм



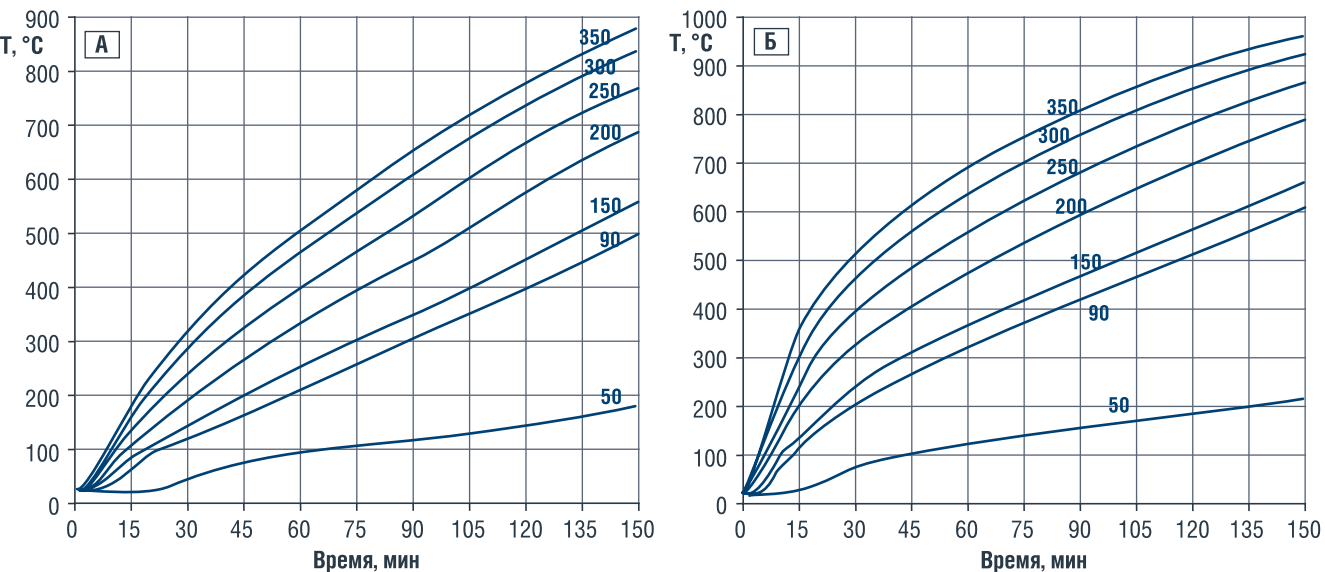
А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

РИС. 8. Толщина древесины – 25 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 50 мм



А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

РИС. 9. Толщина древесины – 25 мм; толщина слоя минваты при плотности 50 кг/м³ – 100 мм



А – стандартный температурный режим пожара; Б – температурный режим углеводородного пожара

Из полученных результатов следует, что при сжати огнезащитного слоя из минеральной ваты температура прогрева и скорость прогрева защищаемой конструкции могут существенно увеличиваться. Следовательно, в случае проведения технологических операций над огнезащитой из минераловатных плит, при которых происходит увеличение ее плотности, расчет пределов огнестойкости защищаемой конструкции следует производить по фактической плотности и фактической толщине слоя минеральной ваты. ●

Литература

1. Сайт компании Paroc: <https://www.paroc.ru/resheniya-paroc/pozharnaya-bezopasnost> Актуализировано 2021.05.17.
2. Судостроение. Корпусная противопожарная изоляция. Альбом технических решений. Июнь 2019. Сайт компании Paroc: <https://www.paroc.ru/related-documents?product=E978842AB1384E59900DDECBD816CC61&related=B57C07AEF6FE4069B6953155A2777739> Актуализировано 2021.05.17.

3. Сергеев В.П., Яценко О.М., кандидаты техн. наук, Божко В.И., Бочарова И.Н., инженеры НИЛБВ ИПМ НАН Украины, Тымчишин С.В., директор Черновицкого завода теплоизоляционных материалов, Тимошенко А.В., инженер. Теплозвукоизоляционные материалы на основе базальтовых волокон: свойства и ассортимент. Строительные материалы и изделия. 1987, № 2, с. 29–31.
4. СНиП II-35-76 «Котельные установки».
5. М.Я. Ройтман Пожарная профилактика в строительном деле. Москва: Издательство министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1961, 368 с.
6. Проектирование, испытание и оценка огнестойкости противопожарных дверей: Рекомендации. – М.: ВНИИПО МВД СССР, 1990 – 91 с.
7. ГОСТ 30247.1-94 «Конструкции строительные. Методы испытаний на огнестойкость. Несущие и ограждающие конструкции».
8. ГОСТ Р ЕН 1363-2-2014. Конструкции строительные. Испытания на огнестойкость. Часть 2. Альтернативные и дополнительные методы.

KEYWORDS: fire resistance, fire protection, mineral wool, standard fire, hydrocarbon fire, steel structures, wooden structures.

2021 – ГОД НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ



Робот-грузчик для опасных объектов от ученых Пермского Политеха



В ПЕРМСКОМ ПОЛИТЕХЕ СОЗДАЮТ ПРОМЫШЛЕННОГО РОБОТА, КОТОРЫЙ СМОЖЕТ ПЕРЕМЕЩАТЬ ТЯЖЕЛЫЕ И ОПАСНЫЕ ПРЕДМЕТЫ.

Разработки такого типа используют для транспортировки грузов и вредных веществ на производстве. Кроме того, они могут помочь в проведении высокоточных хирургических операций. Робот будет в 1,5–2 раза дешевле аналогов, а уникальная конструкция позволит ему перемещать грузы в 5 раз тяжелее. Вся нагрузка распределяется не на вал электродвигателя манипулятора, а на специально разработанный механизм, который позволяет перемещать тяжелые объекты с высокой точностью позиционирования. Другие разработки сделаны на основе приводов в шарнирах, а в новом роботе они расположены в звеньях.



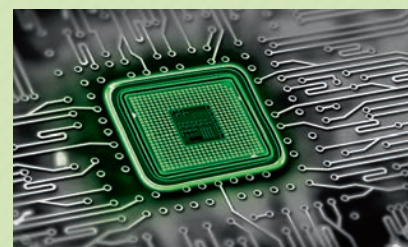
Программный комплекс повышающий прочность композитов

УЧЕНЫЕ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА СОЗДАЛИ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС, КОТОРЫЙ ПОМОЖЕТ ПОЛУЧИТЬ БОЛЕЕ ПРОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ. С помощью цифровых двойников конструкционных материалов можно получить наиболее эффективную структуру сталей, сплавов, керамических изделий и горных пород. Комплекс позволит моделировать двумерные структуры композитов с «зернистой» структурой. Разработка покажет, как меняется поведение материала в зависимости от внешних воздействий. Программа учитывает различные параметры композитов: размеры зерен, их ориентацию, количество и пористость. В основе программы лежит идея «выращивания» зерен структуры из простых геометрических фигур, в частности наиболее удобной стал эллипс. Для создания структур используется большое количество разных эллипсов. Моделируя их рост и обрабатывая результаты выращивания получают разнообразные зернистые структуры композитов. В отличие от аналогов, пермский программный комплекс позволяет более четко определить структуру материала с нелинейными границами между зернами.

Новый класс сверхтонких магнитов



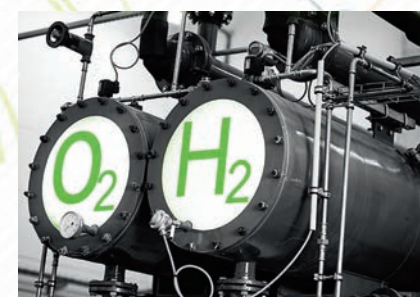
ФИЗИКИ ИЗ КУРЧАТОВСКОГО ИНСТИТУТА СИНТЕЗИРОВАЛИ СУБМОНОСЛОЙНЫЕ МАГНИТНЫЕ ПЛЕНКИ – УПОРЯДОЧЕННЫЕ СТРУКТУРЫ ТОЛЩИНОЙ В ОДИН АТОМ, НО БОЛЕЕ РАЗРЕЖЕННЫЕ, ЧЕМ МОНОСЛОЙ ВЕЩЕСТВА. Это принципиально новый класс двумерных магнитных материалов для создания электронных устройств: квантовых компьютеров, систем хранения и передачи информации. Основные проблемы масштабирования нанoeлектроники связаны с энерговыделением.



Спинтроника, использующая спин в качестве носителя информации, позволяет решить эту проблему. Создание двумерных магнитов обеспечило прорыв в элементной базе спинтроники. Двумерные магниты – это магнитные материалы толщиной в несколько монослоев. Интегрировав углеродную решетку графена с атомами европия, физикам удалось внедрить в систему магнитные свойства. В этом материале на шесть атомов углерода графена приходится лишь один атом европия. Это позволило предположить, что можно создать двумерные магниты с низкой поверхностной плотностью магнитных атомов. Идею удалось воплотить для кремния, базового материала современной электроники. Ученые синтезировали структуры европия на очищенной поверхности кремния, используя методы молекулярно-лучевой эпитаксии. Полученные субмонослойные структуры проявляют магнитные свойства, сходные со свойствами магнитного графена. Двумерная природа ферромагнетизма в субмонослойных системах, интегрированных с кремниевой платформой, позволяет контролировать магнитные свойства системы малыми магнитными полями.

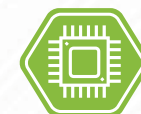


Новые технологии нефтепереработки



от ученых Института катализа СО РАН

УЧЕНЫЕ ИЗ ИНСТИТУТА КАТАЛИЗА СО РАН ПРЕДЛАГАЮТ ЗАМЕНИТЬ ГАЗООБРАЗНЫЙ ВОДОРОД В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ГИДРОКОНВЕРСИИ (ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ) НА СПИРТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ НИКЕЛЬ-КОБАЛЬТОВЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КАТАЛИЗАТОРОВ. Такое решение позволит упростить процессы каталитического гидрооблагораживания и повысить их эффективность. 1 л спирта может дать до 0,5 м³ чистого водорода, этого может хватить для глубокой переработки 4 кг нефти по существующим технологиям. Газообразный водород позволяет увеличить глубину переработки тяжелой нефти и очистки нефтепродуктов от сернистых загрязнителей и улучшает качество товарного топлива, масел и смазочных материалов.

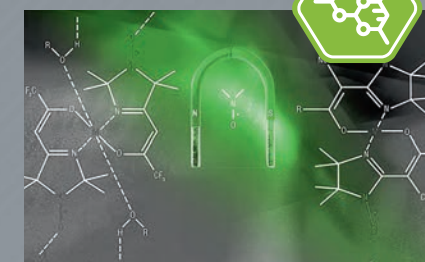


Новые материалы для оптоэлектроники

НАУЧНАЯ ГРУППА ХИМИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА МГУ СОВМЕСТНО С КОЛЛЕГАМИ ИЗ ГРЕЦИИ, САУДОВСКОЙ АРАВИИ И ФРАНЦИИ ПОЛУЧИЛА СОПОЛИМЕРНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ, СВОЙСТВА КОТОРЫХ МОГУТ СТАТЬ КЛЮЧОМ К НОВЫМ ОБЛАСТЯМ ОПТОЭЛЕКТРОНИКИ, ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ И НАНОТЕХНОЛОГИЙ. Ученым удалось получить звездообразные и линейные (диблоковые) сополимеры по отдельности, а также их системы. Они по-разному реагируют на внешнюю среду, что порождает целый спектр возможностей. Можно формировать наноструктуры, полезные для электроники, нанотехнологии и оптоэлектроники. Наличие сополимерной системы, в которой оба блока демонстрируют температуру стеклования значительно ниже температуры окружающей среды, открывает возможность их применения в диапазоне низких температур (до –90 °С).

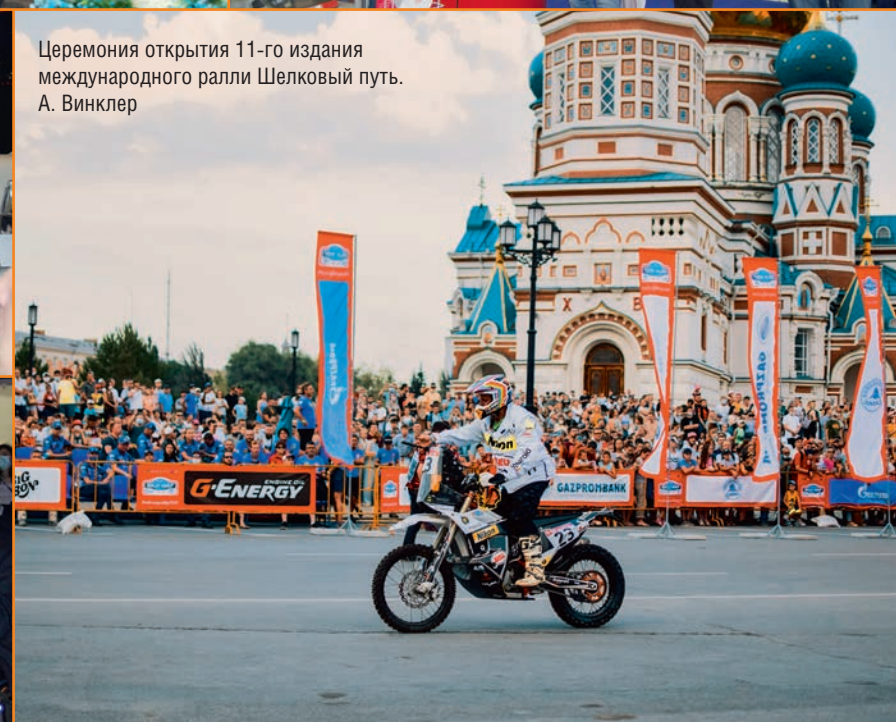
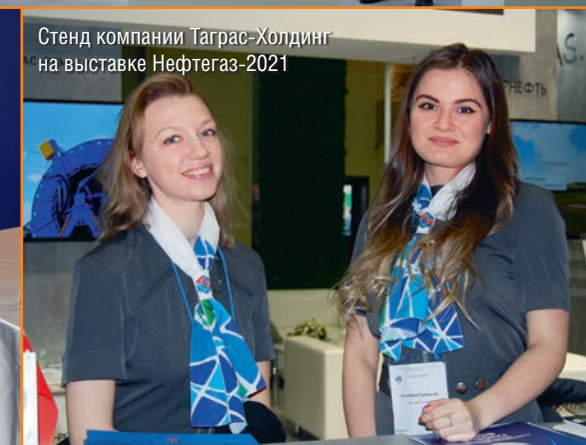
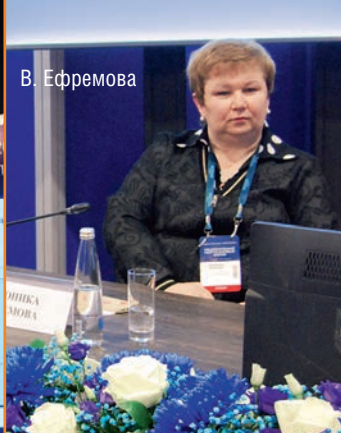
Уникальная молекула

вердазил-нитроксильного трирадикала от российских ученых



МОЛЕКУЛА СТАБИЛЬНА, МОЖЕТ ВЫДЕРЖАТЬ ВЫСОКИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ОБЛАДАЕТ ПЕРСПЕКТИВНЫМИ МАГНИТНЫМИ СВОЙСТВАМИ. Это продолжение работы ученых по поиску перспективных органических магнитных материалов. Магниторезистивная оперативная память – одна из наиболее перспективных технологий для запоминающих устройств. Сейчас ее развитие ограничено в том числе тем, что не удастся создать магнитную ячейку памяти меньшего размера из-за эффекта спонтанной перемангнитченности. Этого недостатка лишены одномолекулярные магнетики на основе органических соединений.

Задача ученых заключалась в создании такой молекулы, которая проявляла бы свои магнитные свойства при больших температурах, была кристаллической и имела небольшое расстояние между радикальными центрами. При создании молекулы ученые работали с тремя радикальными центрами в одной молекуле, объединив их в одной сопряженной структуре. Для синтеза применили палладий-катализируемую реакцию вердазильного радикала с золотым комплексом нитронил-нитроксильного радикала. Протекание реакции осложнено наличием неспаренных электронов в исходных соединениях, а также объединением сразу трех радикальных центров в одной молекуле, что влияет на ее стабильность. Сейчас исследователи подошли к границе сложных молекул и планируют синтезировать практически невозможные молекулы – гетероспиновые и высокоспиновые дендримеры.



ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



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.)

Относятся к линейно-интерактивным ИБП с чистой синусоидой на выходе. Фактически совмещает в себе одновременно функционал нескольких устройств, являясь инвертором, стабилизатором напряжения и ИБП (при подключении аккумулятора).

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. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип	интерактивный
Выходная мощность	1500 ВА / 1050 Вт
Форма выходного сигнала	синусоида
Макс. поглощаемая энергия импульса	405 Дж
Количество выходных разъемов питания	2 (из них с питанием от батарей – 2)
Тип выходных разъемов питания	СЕЕ 7 (евророзетка)
Вход / Выход	
На входе	1-фазное напряжение
На выходе	1-фазное напряжение
Входное напряжение	140 – 280 В
Входная частота	50 – 60 Гц
Стабильность выходного напряжения (батарейный режим)	± 5 %
Выходная частота	49 – 61 Гц
Управление	Интерфейсы
USB	Функциональность
Отображение информации	ЖК-экран
Звуковая сигнализация	есть
Батарея	
Возможность замены батарей	есть
Подключение дополнительных батарей	есть
Защита	
Защита от перегрузки	есть
Защита от высоковольтных импульсов	есть
Фильтрация помех	есть
Защита от короткого замыкания	есть
Дополнительная информация	
Уровень шума	45 дБ
Габариты (ШхВхГ)	130 x 200 x 412 мм
Вес	12,2 кг
Особенности	автоматическая регулировка напряжения (AVR)

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Приборы, системы и средства автоматизации*
- *Датчики прочие*



Назначение

- малые и средние по количеству сигналов ввода/вывода системы;
- малогабаритные решения;
- удаленный ввод/вывод.

Функциональные возможности

- «горячая» замена модулей ввода/вывода (без выключения питания и без прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- до 70 модулей в одном крейте;
- работа в составе контроллеров серии REGUL RX00;
- расширенный температурный диапазон;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	1 мс
точность синхронизации времени	50 мкс
диапазон входного напряжения питания	18...36 VDC
диапазон рабочих температур	-40 ... +60°C

- исполняемая среда Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3;
- возможность web-визуализации.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШхВхГ) 12,9 x 101 x 109 мм;
- установка на стандартную DIN-рейку шириной 35 мм;
- удобное клеммное шасси, позволяющее менять модуль без демонтажа проводов;
- возможность пломбирования;
- кодирование места установки по типу модуля. ●

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

- Оборудование и инструмент в НГК
- Оборудование для переработки нефти и газа
- Прочее технологическое оборудование



Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	до 10000
Давление, атм	до 30
Точка росы, °С	-70
Температура окружающей среды во время работы, °С во время хранения, °С	-50 ... +40 -60 ... +50
Время выхода на рабочий режим	не более 10 мин.

Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция
- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты.

ПЛАСТИНЧАТЫЙ ВАКУУМНЫЙ НАСОС

- Оборудование и инструмент в НГК
- Нефтепромысловое оборудование
- Прочее



Пластинчатый вакуумный насос относится к насосам роторного типа, который сжимает откачиваемую воздушную смесь посредством изменения объема рабочей камеры.

Конструкция пластинчатого насосного оборудования зависит от типа вакуумного насоса, который бывает масляным и безмасляным. Масляный пластинчато-роторный насос дополнительно снабжен системой для смазки и узлами для очистки воздуха.

Устройство

- Литой корпус с крышкой.
- Электрический привод с редуктором.

- Вал с насаженным на него ротором.
- Система смазки (для масляных насосов).
- Система очистки воздуха (для масляных насосов).
- Газобалластное устройство.

Корпус насоса имеет форму цилиндра, внутри которого происходит процесс сжатия. На корпусе и крышке находятся впускное и выпускное отверстия, снабженные специальными клапанами.

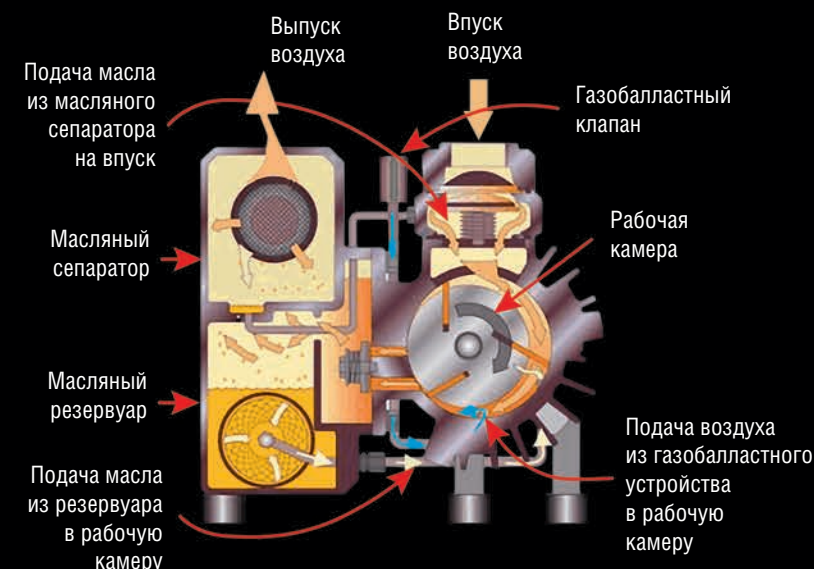
Ротор неподвижно закреплен на валу, смещенного относительно центра корпуса.

Вал соединен с двигателем, который приводит в действие весь механизм. На роторе имеются пазы с пружинами и пластинами. Пластины размещены под определенным углом, сжимая пружины в пазах. При увеличении расстояния между ротором и корпусом, пружина выталкивает лопасть, чтобы сохранялась герметичность рабочей полости.

Лопастей ротора изготавливаются из стали или из графита, все зависит от типа насоса: графитовые пластины применяются в сухих насосах, а металлические – в масляных.

Масло в рабочую камеру масляных насосов подается через систему смазки. Для очистки воздуха предусмотрен специальный масляный сепаратор – резервуар, в котором оседают масляные пары. Дальше отфильтрованное масло снова попадает в систему смазки и используется повторно. Это позволяет экономно расходовать смазочный материал.

Насос снабжен приборами измерения и контроля давления, фильтрами для очистки входящего воздуха и уплотнителями.



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. ●



Г. Греф

В ближайшие 30 лет понадобится от 650 млрд до 1 трлн долл. США инвестиций в декарбонизацию



В. Путин

Наши производители способны не только обеспечить внутренние потребности в качественной продукции, но и занять более весомые позиции на глобальном рынке



А. Чекунков

Любое взаимодействие на Севере должно опираться на стратегические интересы всего человечества



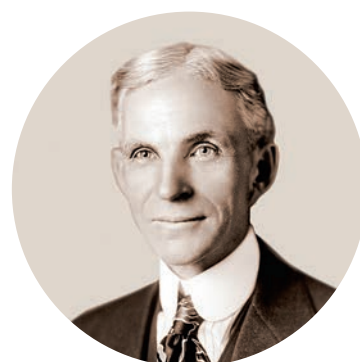
С. Цивилев

Сейчас задача – стать лидерами в мире по добыче метана из угольных пластов



Ю. Шафраник

Необходимо держать руку на пульсе мировой энергетики



Г. Форд

Для предприятия неизменно вредно, если отпадает необходимость напрягаться



С. Степанов

В мире сейчас есть всего три страны, добывающих титан. Поэтому нет места конкуренции, но зато полно возможностей для сотрудничества



А. Иванов

Образ 2025 года – это борьба с той рыночной силой цифровых платформ электронной коммерции, которую мы получили через демократизацию торговли



Д. Баятович

Никто больше в Сербии не будет мерзнуть (после сварки «золотого стыка» МГП Турецкий поток – ред.)

5–8 ОКТЯБРЯ 2021



Х ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



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

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



VITZRO CELL

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ

Скважинные телеметрические системы (MWD / LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий

- | | | | |
|---|--|---|--|
|  БЕЗОПАСНОСТЬ: |  ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ: |  ПРЕИМУЩЕСТВА: |  МОДЕЛЬНЫЙ РЯД: |
| <ul style="list-style-type: none">• повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление• компактность и надежность• соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей | <ul style="list-style-type: none">• проведение испытаний• анализ проблем полевых работ и отчетов• инженерная поддержка | <ul style="list-style-type: none">• надежный испытательный центр• вертикально интегрированные производственные процессы• наличие сертификатов взрывозащиты ATEX/ISO9001 / 14001 / RoHS/UL/Trans. Certi. | <ul style="list-style-type: none">• 10 моделей для MWD и LWD• 3 модели для PIG & subsea• индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG |



VITZROCELL

является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известен в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

770
МИЛЛИОНОВ

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

33
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

2
МИЛЛИОНА

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей



www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL