



ГАЗОМОТОРНОЕ
ТОПЛИВО ДЛЯ
ПОДВИЖНОГО
СОСТАВА

● МЕТОДЫ
ХРАНЕНИЯ
ВОДОРОДА

● ОПТИМИЗАЦИЯ
ПРОИЗВОДСТВА
СПГ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

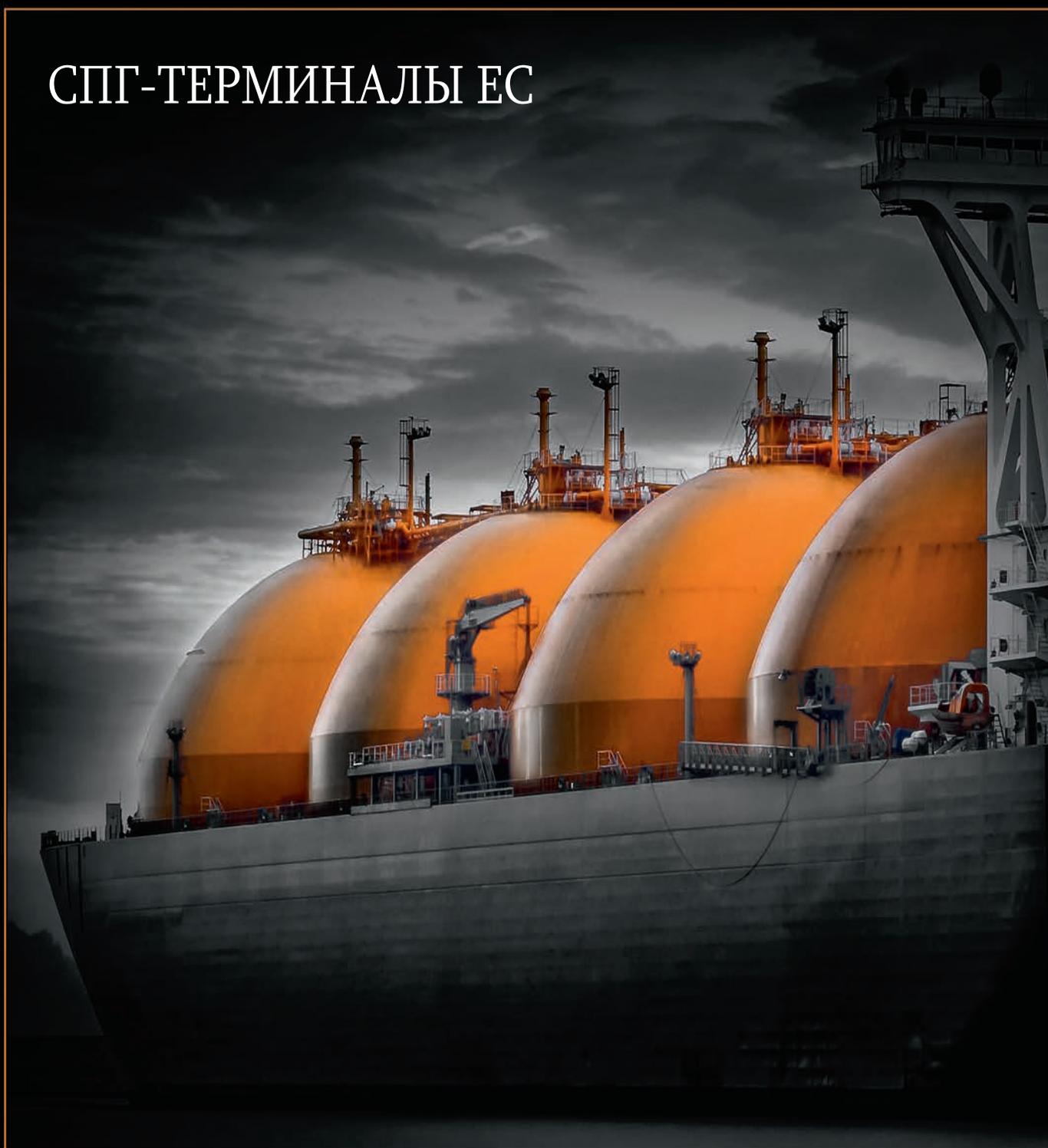
Neftgaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

9 [117] 2021

СПГ-ТЕРМИНАЛЫ ЕС



Входит в перечень ВАК

RESIDENCES
MOSCOW

НАЕДИНЕ С МОСКВОЙ

Резиденции с персональным обслуживанием в шаге от Кремля предлагают комфортабельные условия размещения для всей семьи: легендарные виды Москвы, безупречный сервис и исключительную приватность в самой привилегированной точке страны.

«Резиденции Москва»
сервисные апартаменты
в аренду на удобный срок

+7 495 259 2000

+7 966 376 4062

Охотный Ряд, 2, подъезд 5

sales@residencesmoscow.ru

www.residencesmoscow.ru

Газ vs ВИЭ



6

Региональный стандарт как способ реализации составляющих экологической доктрины



14

СОДЕРЖАНИЕ

Газомоторное топливо для подвижного состава



32

Умный напарник



52

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Газ vs ВИЭ 6

Цены на газ растут 8

Спрос на нефть падает 8

События 10

Первой строчкой 12

ЭКОЛОГИЯ

Региональный стандарт как способ реализации составляющих экологической доктрины 14

ТРАНСПОРТИРОВКА

Компания, построившая отрасль. 75 лет ООО «Газпром трансгаз Москва» 20

ТРАНСПОРТИРОВКА

Влияние абсолютной шероховатости на перепад давления в газопроводах высокого давления 26

Газомоторное топливо для подвижного состава 32

НЕФТЕСЕРВИС

Стратегический партнер Ямальского филиала ССК выразил благодарность буровикам за высокие достижения в работе 38

Обоснование необходимости учета режимов бурения при расчете фактической траектории горизонтальной скважины 40

Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза 48

Аварийно-спасательное обеспечение морских нефтегазопромысловых сооружений в Арктике



62

Оптимизация производства сжиженного природного газа на автогазонаполнительной компрессорной станции



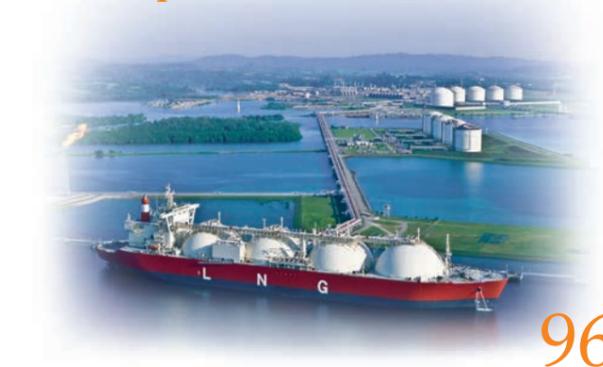
76

Методы хранения водородного топлива



86

СПГ-терминалы ЕС



96

ЦИФРОВИЗАЦИЯ	
Умный напарник	52
<i>Новости науки</i>	56
Предсказуемость – главное понятие ТЭК в 21 веке	58
ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ	
Аварийно-спасательное обеспечение морских нефтегазопромысловых сооружений в Арктике	62
ОБОРУДОВАНИЕ	
Устранение утечек с помощью встроенных фитингов при подключении трубок малых диаметров	72
Оптимизация производства сжиженного природного газа на автогазонаполнительной компрессорной станции	76
ЭНЕРГАЗ: проблемы низконапорного ПНГ решаем комплексно	80
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	
Методы хранения водородного топлива	86
Солнечные электростанции: эксплуатация на незадействованных площадках нефтегазового комплекса	90
ПРАВО	
СПГ-терминалы ЕС	96
<i>Хронограф</i>	106
<i>Календарь событий</i>	107
<i>Россия в заголовках</i>	108
<i>Нефтегаз Life</i>	110
<i>Классификатор</i>	112
<i>Цитаты</i>	120

230 лет назад

В 1791 году Джон Барбер изобрел газовую турбину.

227 лет назад

В 1794 году Томас Мид запатентовал газовый двигатель.

222 года назад

В 1799 году французский инженер Филипп Лебон открыл светильный газ и получил патент на способ его получения путем сухой перегонки древесины или угля.

198 лет назад

В 1823 году на Кавказе вблизи крепости Моздок крепостные крестьяне братья Дубинины соорудили завод по перегонке нефти.

182 года назад

В 1839 году при бурении артезианской скважины в Астрахани с глубины 112 метров появился горючий газ.

157 лет назад

В 1864 году в России начали применять механическое бурение скважин.

142 года назад

В 1879 году Александр II подписал «Высочайше утвержденный Устав «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель»».

131 год назад

В 1890 году инженер Владимир Шухов предложил способ расщепления сложных углеводородов мазута и получения светлых нефтепродуктов. Этот способ получил название «термический крекинг» и успешно применяется до настоящего времени.

114 лет назад

В 1907 году начали осваивать в промышленных масштабах газовые месторождения на территории России в районе Дербента, этот год считается годом рождения газовой промышленности.

101 год назад

В 1920 году по решению правительства Иван Губкин организовал в Московской горной академии первую в стране нефтяную кафедру, выросшую в дальнейшем в нефтяной факультет, на базе которого в 1930 году создан Московский нефтяной институт, ныне Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина.

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
Екатерина Свинцова

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-Данилян 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

Сальгин 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
Артур Оганесян
Анна Егорова

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
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, Благовещенский 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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



Oil & Gas to Energy

Гибкость в меняющемся мире

Виртуальная экспозиция нефтегазовой отрасли | 6-7 октября 2021 года



Если вы связаны с нефтегазовой отраслью, вы можете принять участие в новой торговой выставке компании Parker в онлайн формате. Это мероприятие поможет вам повысить производительность, управлять рисками и изучить новые технологические решения. Темы мероприятия включают выбор материалов, пути перехода к нулевому уровню выбросов углерода и безопасность. Примите участие в бесплатных тренингах и лекциях, посетите наши выставочные стенды, пообщайтесь с представителями отрасли: здесь есть чему поучиться, обсудить и исследовать.

parker.com/oilandgas



ENGINEERING YOUR SUCCESS.



Skydweller Aer сконструировала самолет с солнечными панелями на крыльях



В Германии пустили поезд на водороде



В Германии используют водород для отопления жилья



Датская DFDS разработала судно на водородном топливе

ГАЗ VS ВИЭ

Анна Павлихина

6 сентября была сварена последняя труба первой нитки магистрального газопровода «Северный поток-2». МГП, проложенный через увесистые санкционные пакеты, сотни часов бескомпромиссных переговоров и неприличную даже для искушенных компаний сумму, не раз переносил сроки окончания строительства. В результате потребитель, в канун зимнего отопительного сезона все еще не получает газ, а европейские газохранилища безнадежно опустели. Это, в свою очередь, отразилось на цене газа, которая продолжает перешагивать исторические максимумы. В середине сентября цена перевалила за 800 долл. США за 1000 м³.

Сегодня Европа нуждается в российском газе (или американском, или катарском), но ее зависимость от энергоносителя и поставляющей его страны не будет вечной.

Вся газопроводная драма последних лет может быстро свестись на нет. По сути, сейчас полупустые европейские газохранилища (заполненные на 15,5 п.п. ниже среднего показателя за последние 5 лет) готовы принять и американский СПГ и российский трубопроводный газ, но ни те, ни другие не торопятся обеспечить энергобезопасность европейских стран, по поводу которой было столько шума. Пока Россия хвасталась длиной трубы, а США завистливо вводили санкции, Европа строила ветряные электростанции, производства водорода и солнечные панели.

- Три года назад в Германии пустили пассажирский поезд Coradia iLint, работающий на водородном топливе.
- Бельгийские, немецкие и французские компании сооружают крупные установки производства водорода методом электролиза и ждут возможности поставлять их на рынок.
- Японская компания Yanmar стала одной из первых компаний, создавших 2-топливные судовые двигатели, с резервуарами для водорода.
- Над созданием паромного судна, также на водородном топливе, работает датская DFDS,



судно планируют ввести в эксплуатацию к 2025 г. В компании открыто специальное подразделение для создания экологичного флота.

- В Нидерландах речное судно на водороде уже проходит тестовые испытания.
- Американская аэрокосмическая компания Skydweller Aer создала самолет, крылья которого оснащены солнечными панелями, а на его борту будет предусмотрена резервная система питания, работающая на водородных топливных элементах.
- В Австрии водород применяют на сталелитейных производствах, а в Германии стартует эксперимент по использованию водорода для отопления жилья.
- Во Франции TotalEnergies и Air Liquide декорбанизируют производства водорода на платформе TotalEnergies. Подключение установки к водородной сети создаст первую в мире низкоуглеродистую водородную сеть.

Конечно, все это крайне дорогостоящие проекты (хотя им и не тягаться в этом с газопроводами, тянущимися из России в Европу). Тому, кто первый прокладывает тропу

всегда тяжелее, но, чем больше такие производства будут тиражироваться, тем больше будут дешеветь. Правительства европейских стран активно помогают в этом бизнесу, вводя углеродные налоги и не допуская на свой рынок товары с углеродным следом. Это, безусловно, скажется на производителе во всем мире. Если технологии производства зеленого и голубого водорода развиваются преимущественно в Европе, то страны Азии и Ближнего Востока начинают осваивать уже проторенный европейскими промышленниками путь получения энергии посредством ветрогенерации.

Лидерство по строительству ветряных ферм третий год подряд удерживает Китай, серебро у Голландии, бронза – у Бельгии. Глобальный совет по ветроэнергетике прогнозирует, что в ближайшее десятилетие в мире будет установлено 235 ГВт морских ветроэнергетических мощностей. Сирийская корпорация WDRVM первой в арабском мире организовала производство генераторов, два ветряка уже установлены в провинции Хомс.

До недавнего времени в отношении этого экологичного вида энергопроизводства звучали обвинения

в неэкологичности утилизации отработавших лопастей, которые сегодня просто закапывают. К 2050 году количество необходимых для утилизации лопастей генераторов составит 200 тыс. Решение недавно предложила компания Siemens Gamesa, создавшая перерабатываемые лопасти, которые можно использовать повторно.

На этом фоне заявления о том, что баланс российской энергетики один из самых зеленых в мире, звучат не очень убедительно, хотя нельзя сказать, что запасы углеводородов заставляют Россию игнорировать переход к четвертому технологическому укладу. Выражаясь словами Сенеки «судьба ведет того, кто идет и тащит того, кто упирается». Так, правительство России и Газпром намерены заключить соглашение о развитии водородной энергетики и декарбонизации промышленности и транспорта на основе природного газа.

Сегодня проекты ВИЭ запущены в ряде регионов России. На Сахалине в 2025 г. Росатом и Air Liquide планируют запуск производства водорода в объеме до 30 тыс. т в год. После строительства еще двух заводов к 2030 г. производство водорода достигнет 100 тыс. т в год.

В Самарской области началось строительство ветроэнергетического кластера, который будет включать Гражданскую, Покровскую и Ивановскую ВЭС суммарной мощностью 236,6 МВт. Станции начнут поставлять электроэнергию в конце следующего года.

Но переход на возобновляемые источники энергии все еще очень затратен, и для окончательного отказа от углеводородов, по мнению отраслевых экспертов, понадобится примерно тридцать лет.

Через те же 30 лет окупится «Северный поток-2» (не считая ущерба, нанесенного санкционным режимом всей российской экономике). И это будет наиболее желательным исходом, т.к. как раз через 30 лет, по заверениям г-жи Меркель (и не только), Европа прекратит экспортировать российский газ.

Готовясь к такому пассажиру, была разработана Концепция развития водородной энергетики и ожидается, что реализация намеченных в рамках Концепции проектов сделает Россию одним из лидеров водородного рынка. Однако лидерство определяется не столько объемами поставок энергоносителя, сколько умением в нужный момент меняться самому и менять других, а не пытаться отсрочить неизбежное или максимально удачно вписаться в заданный другими поток. ●

ЦЕНЫ НА ГАЗ РАСТУТ

Цена природного газа на европейском рынке поставила очередной рекорд, превысив 900 долл. США за тысячу м³. Такого в истории еще не было. Об этом свидетельствуют данные биржи ICE в Лондоне.

Резкие колебания цен на газ в Европе фиксируются с середины августа 2021 г. Текущая ситуация на европейском газовом рынке остается сложной на фоне сохраняющегося дефицита и низкого уровня запасов газа в подземных хранилищах. Как ранее сообщал начальник департамента Газпрома А. Иванников, цены на газ в Европе точно сохранятся в ближайшее время на нынешнем уровне, поскольку предпосылок для их снижения пока нет.

СПРОС НА НЕФТЬ ПАДАЕТ

МЭА понизило прогноз мирового спроса на нефть в 2021 г. на 105 тыс. барр. в сутки, до 5,2 млн барр. в сутки (что составит 96,1 млн барр. в сутки), но повысило его на 85 тыс. барр. в сутки в 2022 г. (что составит 99,4 млн барр. в сутки).

В целом у МЭА оценки более сдержанные, чем прогнозы ОПЕК, который резко повысил оценку спроса на 2022 г., ожидая, что в 2021 г. глобальный спрос на нефть составит 96,7 млн барр. в сутки, а в 2022 г. – 100,83 млн барр. в сутки.

Запасы нефти и нефтепродуктов в странах Организации экономического сотрудничества и развития перешли к росту. В июле 2021 г. они выросли на 34,4 млн барр., до 2,850 млрд барр. Но этот показатель ниже среднего уровня 2016–2020 гг. на 185,7 млн барр. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Цены на газ вот уже месяц идут вверх. Причины, вызвавшие повышение, – заполненные на две трети газохранилища и дефицит поставок на фоне приближающихся холодов. Какой может быть верхняя точка стоимости голубого топлива?

До какого предела вырастут цены на газ?

48%

1000 долл. за тысячу м³, беспрецедентно, но допустимо в нынешних условиях

26%

1500 долл. за тысячу м³, за такие деньги можно пожертвовать контрактами с азиатскими странами и перенаправить поставки в сторону Европы

14%

2000 долл. за тысячу м³, такая цена ускорит все согласования по вводу «Северного потока-2» в эксплуатацию

12%

3000 долл. за тысячу м³, после этого предела дешевле топить облигациями

Первый электромобиль был выпущен в 1907 г., но не стал столь популярным, как автомобиль с двигателем внутреннего сгорания. Сегодня, когда технологии производства аккумуляторов шагнули вперед, а развитые страны все настойчивее говорят о проблемах экологии, электромобили отвоёвывают свою нишу на авторынке. Повлияет ли это на производство бензина и какие последствия ждут отрасль нефтепереработки?

Повлияет ли рост рынка электромобилей на нефтепереработку?

35%

Россияне еще не скоро откажутся от двигателей внутреннего сгорания, банально – в силу дороговизны электромобилей

8%

Потребность в бензине отпадет и его производство сократится в разы

2%

Электроэнергия по цене не уступит бензину, особенно при хорошем спросе, поэтому электрокары не смогут полностью вытеснить обычные автомобили

15%

Утилизировать аккумуляторы по-прежнему неэкологично, пока эта проблема не будет решена, спросу на бензин ничего не угрожает

40%

Со временем электрокары вытеснят автомобили с двигателем внутреннего сгорания и нефтеперерабатывающим заводам придется переориентироваться на выпуск продукции более глубоких переделов



Приехать, чтобы почувствовать высоту
и влюбиться в Москву.

Capital Towers — небоскрёбы с квартирами в 500 м от Москва-Сити

495 324 74 44

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

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



Судоремонтный кластер для танкеров

Совкомфлот, Дальневосточный центр судостроения и ремонта и SMART СПГ (совместное предприятия Совкомфлота и НОВАТЭКа) заключили трехстороннее соглашение о сотрудничестве в области развития судоремонтного кластера в Дальневосточном федеральном округе. Документ предполагает расширение взаимодействия по техническому обслуживанию, ремонту судов и судового оборудования на производственных мощностях судоремонтного кластера. В ходе визита на ССК Звезда также состоялась церемония закладки киля очередного танкера-продуктовоза типоразмера MR, дедвейтом 25–44,999 тыс. т., который строится по заказу Совкомфлота. Такие танкеры часто используются как нефтеналивные или для перевозки нефтепродуктов в небольших акваториях. Судно спроектировано для использования СПГ в качестве основного топлива, что позволит сократить объем выбросов в атмосферу. Всего по заказу Совкомфлота ССК Звезда ведет строительство трех таких танкеров для транспортировки

газового конденсата в акватории Балтийского моря. Дедвейт каждого судна составляет 51 тыс. т. Поставка судов этой серии запланирована на 2022–2023 гг.

Карбоновые полигоны

Новый Институт Мирового океана Дальневосточного федерального университета будет развивать проект создания карбоновых полигонов и изучать негативный эффект парниковых газов. В рамках проекта запланированы морские экспедиции, исследования



Арктической зоны и акватории Южно-Китайского моря. В феврале 2021 г. Минобрнауки России запустило пилотный проект по созданию на территории регионов России карбоновых полигонов. Это будут территории с уникальной экосистемой, ученые будут

разрабатывать и испытывать технологии дистанционного и наземного контроля эмиссии парниковых газов и других параметров, значимых для изменения климата.

Гибридный энергокомплекс

Первый автоматизированный гибридный энергокомплекс – АГЭК Табалах – ввели в эксплуатацию в селе Улахан-Кюель в Якутии. Использование высокоэффективного оборудования и технологий позволит снизить расход дизтоплива почти в два раза – до 45%. Гибридная электростанция Табалах



предназначена для выработки электричества на основе энергии солнца. СЭС замещает выработку дизельных электростанций, что приводит к значительной экономии дизельного топлива, моторного масла и увеличению ресурса дизель-генераторных установок. Энергокомплекс будет вырабатывать более 1,34 млн кВт·ч/год электроэнергии, из них 400 тыс. кВт·ч/год будет вырабатываться СЭС. В состав комплекса входит: дизельная электростанция мощностью 600 кВт, солнечная электростанция (СЭС) мощностью 400 кВт, накопитель энергии мощностью 125 кВт. В течение года планируется построить еще четыре гибридных электростанции.



«Зеленая» электроэнергия для Амурского ГХК

РусГидро и СИБУР Холдинг заключили договор поставки зеленой электроэнергии Нижне-Бурейской ГЭС Амурскому газохимическому комплексу, совместный проект СИБУРа и China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec). Срок действия договора – 20 лет. Нижне-Бурейская ГЭС построена на реке Бурея в Амурской области, у поселка Новобурейский, на 90 км ниже створа Бурейской ГЭС. Установленная мощность – 320 МВт; количество гидроагрегатов – 4; среднегодовая выработка – 1670 млн кВт·ч.

Необходимые мощности для Амурского ГХК составляют более 300 МВт.

Крупнейший в мире гелиевый хаб

На территории ТОР Надеждинская в Приморском крае в режиме телемоста ввели в эксплуатацию крупнейший в мире логистический центр обслуживания гелиевых контейнеров для перевозки жидкого гелия на мировой рынок. Гелиевый

хаб расположен вблизи морских портов и является ключевым звеном логистической цепочки поставок товарного гелия с Амурского ГПЗ. Конструкция контейнеров позволяет поддерживать температуру -269 °С для сохранения гелия в сжиженном состоянии. Перевозку контейнеров обеспечивает собственный автопарк оператора гелиевого хаба – Газпром гелий сервис. Запуск логистического центра синхронизирован с последовательным наращиванием мощностей Амурского ГПЗ. 2 сентября 2021 г. запущена вторая



из шести технологических линий завода. Начала работу первая из трех установок выделения, сжижения и затаривания гелия. Мощность установки – 20 млн м³ гелия/год. После выхода Амурского ГПЗ на проектную мощность будет ежегодно производиться 60 млн м³

гелия. Пропускная способность хаба превысит четыре операции с изо-контейнерами в год. Для сравнения: сейчас в мире насчитывается всего две тыс. криогенных изо-контейнеров, которые в совокупности перевозят весь вырабатываемый в мире гелий.

Россия и Китай переходят на нацвалюту

Компания Газпром нефть с сентября 2021 г. меняет систему взаиморасчетов за заправку авиатопливом самолетов, летящих в Китай или из Китая. Выбор валюты (рубли или юани) будет производиться в зависимости от местонахождения воздушного



судна, ранее подобные расчеты производили в долл. США. К концу 2021 г. планируется перевести практически все платежи за авиатопливо в Китае в юани. Ранее А. Дюков сообщил, что тестовые взаиморасчеты в национальных валютах показали дополнительный экономический эффект. С 2025 г. Газпром нефть совместно с китайским партнером планирует в два раза увеличить объем совокупных заправок воздушных судов в аэропортах России и Китая. Власти РФ и Китая последовательно проводят политику роста роли национальных валют на мировом финансовом рынке и снижения своих долларовых резервов. ●

В России около **80** и **60** % газа и нефти

добывается в Арктике

Запасы нефти в регионе по категориям ABC1 составляют **3,87 млрд т**

300 млрд руб.

планируют направить Россети в 2022 г. на инвестиционную программу

Компания рассчитывает на **100 млрд руб.** из ФНБ

TotalEnergies инвестирует в проекты Ирака

\$ 27 млрд

Это самая крупная инвестиция западной компании

55 млрд руб.

вложат в проекты газификации Приморья до 2025 года

С начала реализации Салымского проекта в ХМАО суммарно пробурено

5 млн метров

Запасы сырой нефти России за 10 лет упали почти

на **27** %

Ростерминалуголь в августе отгрузил на экспорт рекордные

2,423

млн т угля

Доходы Ирака от экспорта нефти в августе 2021 г. превысили

\$ 6,533

млрд

Среднесуточный объем добычи в стране составил **3,54 млн барр.**

Мощность Нижегородской ГЭС увеличилась до

530,5 МВт

После замены всех гидроагрегатов она увеличится до **580 МВт**

Азербайджан сможет экономить более

300 млн м³

природного газа в год

Компания Aswa Power из Саудовской Аравии установит ветряную электростанцию мощностью в **240 МВт** в Азербайджане, а компания Masdar из ОАЭ – солнечную в **230 МВт**

В России зафиксировано около

26 тыс.

заброшенных нефтяных скважин, которые планируется утилизировать

Костромская область получит

1 млрд руб.

на газификацию жилой застройки в двух муниципальных образованиях

Грузооборот Новороссийского порта составил

67,4 млн т

в январе – июле 2021 года

Показатели на **2,3%** меньше, чем в аналогичный период прошлого года

На **87** %

готов 2-й энергоблок Белорусской АЭС

На **85** %

готова платформа «Северный полюс»

В 2021 г. в объекты теплоснабжения Архангельской области инвестировали

6 млрд руб.

А. Лукашенко рассчитывает нарастить добычу нефти в Белоруссии

до

3-3,5 млн т

НОВАТЭК купил месторождения на Ямале за **13** млн руб.

с запасами **413 млрд м³** газа по категориям C1+C2

Россети отремонтируют более

6,4 тыс. км

ЛЭП на Урале к началу отопительного сезона

Общий объем финансирования составит **9,5 млрд руб.**

Иран увеличил запасы высокообогащенного урана

в **4** раза

Высокообогащенного урана у республики сейчас **10 кг**



В промышленном
строительстве
с 1930 года



РЕГИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ КАК СПОСОБ РЕАЛИЗАЦИИ СОСТАВЛЯЮЩИХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ДОКТРИНЫ

«Охрана окружающей среды. Атмосферный воздух»

В ПРЕДСТАВЛЕННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА РОЛЬ РЕГИОНАЛЬНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СТАНДАРТА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ «ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ» В РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЯТОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ДОКТРИНЫ, НАПРАВЛЕННОЙ НА СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЗА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ХОЗЯЙСТВУЮЩИХ СУБЪЕКТОВ, РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ, ПРОТЕКАЮЩИХ В ТРОПОСФЕРЕ, МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ВНЕДРЕНИЕ РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩИХ ИННОВАЦИЙ, УЛУЧШЕНИЕ СРЕДЫ ОБИТАНИЯ НАСЕЛЕНИЯ. С ЦЕЛЬЮ ДОСТИЖЕНИЯ ЭТИХ ЦЕЛЕЙ НОРМАТИВНЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ДОКУМЕНТ ПРЕДУСМАТРИВАЕТ АКТИВИЗАЦИЮ ИЗОБРЕТАТЕЛЬСКОЙ И ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПЕРЕСМОТР УСТАРЕВШИХ НОРМАТИВОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ И ВВОД НОВЫХ НА ТОКСИЧНЫЕ ВЕЩЕСТВА, ОБРАЗУЮЩИЕСЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОТЕКАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАКЦИЙ В ТРОПОСФЕРЕ С ФОРМИРОВАНИЕМ ФОТОХИМИЧЕСКОГО СМОГА

THIS ARTICLE DEALS WITH THE ROLE OF THE REGIONAL ENVIRONMENTAL STANDARD OF THE SAMARA REGION "PROTECTION OF THE ENVIRONMENT. ATMOSPHERIC AIR" IN THE IMPLEMENTATION OF THE ADOPTED STATE ENVIRONMENTAL DOCTRINE AIMED AT REDUCING POLLUTANT EMISSIONS, IMPROVING THE SYSTEM OF ENVIRONMENTAL CONTROL OVER THE ACTIVITIES OF ECONOMIC ENTITIES, REGULATING PROCESSES IN THE TROPOSPHERE, MODERNIZING THE CURRENTLY USED TECHNOLOGIES AND INTRODUCING RESOURCE-SAVING INNOVATIONS, IMPROVING THE LIVING ENVIRONMENT OF THE POPULATION. IN ORDER TO ACHIEVE THESE GOALS, THE REGIONAL REGULATORY DOCUMENT PROVIDES FOR THE INTENSIFICATION OF INVENTIVE AND INNOVATIVE ACTIVITIES, THE REVISION OF OUTDATED STANDARDS FOR POLLUTANTS, AND THE INTRODUCTION OF NEW ONES FOR TOXIC SUBSTANCES FORMED AS A RESULT OF CHEMICAL REACTIONS IN THE TROPOSPHERE WITH THE FORMATION OF PHOTOCHEMICAL SMOG

Ключевые слова: стандарт, тропосфера, атмосферный воздух, нормирование загрязнений, мониторинг, фотохимический смог.

**Афанасьев
Сергей Васильевич**

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

Серьезными проблемами для окружающей среды каждого российского региона и одновременно препятствием для сокращения его загрязнения стали устаревшие нормативы, долгие годы не модернизируемые промышленные производства, характерные для всей страны низкие экологические стандарты, накопление отходов производства и потребления.

Первоочередной сегодняшней задачей является существенное сокращение выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов в тропосферу.

Экологической доктриной каждого субъекта Российской Федерации должен быть провозглашен принцип равного внимания к экономической, социальной и экологической составляющим устойчивого развития и признание невозможности полноценной жизни человеческого общества при деградации природы.

Все это должно найти полноценное отражение в Региональных экологических стандартах (РЭС).

Главной задачей при их практической реализации должно стать сохранение баланса между охраной природы региона и ее разумным, контролируемым использованием при содействии технологическому развитию всех отраслей хозяйства и создание комфортной среды обитания населения. Эти принципы четко прослеживаются в указах президента России В.В. Путина, постановлениях и приказах федеральных министерств и ведомств, СНИПах, ГОСТах, региональных распорядительных документах.

Рассмотрим на примере Самарской области основополагающие разделы РЭС, разработанного по указанию ее губернатора и одобренного на июльском заседании круглого стола в Губернской Думе.

В соответствии с положениями Указа Президента Российской Федерации № 400 «Стратегия национальной безопасности Российской Федерации» от 02 июля 2021 г. применение Регионального экологического стандарта должно признаваться обязательным для всех субъектов области, если их деятельность негативно влияет на состояние атмосферного воздуха.

Из приведенного в Стратегии пункта 83 четко следует, что ее приоритетами являются:

- обеспечение экологически ориентированного роста экономики, стимулирование инновационных технологий, развитие экологически безопасных производств;
- уменьшение уровня загрязнения атмосферного воздуха в городах;
- формирование системы государственного регулирования выбросов парниковых газов и увеличение их поглощения;
- развитие мощностей и технологий очистки выбросов в атмосферный воздух и т.д.

Эти же важные постулаты включены в РЭС Самарской области и по указанной причине данный нормативный документ признан обязательным для исполнения всеми субъектами хозяйственной деятельности, оказывающими негативное воздействие на качество атмосферного воздуха.

С этим согласуются цели и задачи Регионального экологического стандарта, направленные на:

- создание и развитие экологического кластера, разработку, внедрение и реализацию комплекса природоохранных мероприятий с широким участием общественности для улучшения качества окружающей воздушной среды;
- сохранение и поддержание целостности и жизнеобеспечивающих функций природных и природно-антропогенных систем как неотъемлемых условий повышения уровня жизни, улучшения здоровья населения, обеспечения экологической безопасности региона и его устойчивого развития;

- снижение негативного воздействия на окружающую среду путем сокращения выбросов загрязнителей в тропосферу в результате совершенствования действующих технологических процессов, хозяйственной и иной деятельности;

- формирование научно-обоснованных региональных требований, норм и правил в области охраны окружающей среды;

- создание условий для экономического стимулирования развития экологического сектора экономики;

- переход к более совершенному рациональному использованию природных ресурсов и вторичного сырья в условиях устойчивого развития хозяйственной деятельности в регионе;

- разработку и внедрение инновационных проектов в рамках подписанного Россией Парижского соглашения по климату.

Реализации указанных направлений должны содействовать:

1. Активизация патентно-инновационной работы в регионе в области промышленной экологии [1].
2. Создание Научно-технического экологического центра по контролю за выбросами загрязняющих и парниковых газов в атмосферу, обработка получаемых данных в региональном масштабе, финансовая поддержка юридическим лицам по реализации природоохранных инноваций.

Региональный экологический стандарт предусматривает возможность корректировки своего содержания и пересмотра требований, норм и правил с целью совершенствования деятельности в области управления охраной окружающей среды.

Он также будет способствовать широким практическим нововведениям для поддержания или улучшения технических и иных характеристик продукции и оказываемых услуг, допускает изменения редакции отдельных пунктов и целых разделов.

УДК 502.3

В РЭС устанавливаются следующие основополагающие приоритеты:

- необходимость упреждающих действий от загрязнения атмосферного воздуха, учет отдаленных экологических последствий, отказ от хозяйственных и иных проектов, связанных с воздействием на природные системы, если их последствия непредсказуемы на современном этапе или прогнозируются недостаточно надежно;
- отказ региона от ресурсного пути развития экономики, констатация важности постепенного повышения доли возобновляемых источников энергии, внедрения принципов зеленой экономики и продвижения технологий энергосбережения во всех секторах региональной инфраструктуры;
- стимулирование природоохранной деятельности хозяйствующих субъектов введением льготных платежей за ресурсосбережение и рациональное природопользование;
- обязательное участие широких слоев гражданского общества, правительства региона, органов самоуправления и бизнеса в подготовке, обсуждении, принятии решений в области охраны и оздоровления окружающей среды;
- разработка и принятие эффективных мер по поэтапному снижению уровня загрязнения атмосферного воздуха вблизи автотрасс, на жилых территориях областного центра и в других городах региона, уменьшение поступления в атмосферный воздух взвешенных частиц, сокращение выбросов парниковых газов в соответствии с решениями правительства России в рамках выполнения Парижского соглашения по климату.

Важно отметить, что реализация РЭС направлена не только на улучшение качества атмосферного воздуха, но и на уменьшение риска возникновения, развития и обострения аллергических и вирусных заболеваний, связанных с воздействием неблагоприятных факторов окружающей среды.

Газы	Время жизни
Кислород, азот, аргон	тысячи лет
Метан, закись азота, диоксид углерода	от 4 до 25 лет
Диоксид серы, диоксид азота, оксид азота, аммиак, сероводород, хлористый водород и др.	от 2 до 10 суток

В соответствии с этим возможен пересмотр некоторых устаревших экологических и гигиенических нормативов по содержанию опасных загрязняющих веществ, присутствующих в атмосферном воздухе городов и ответственных за формирование фотохимического смога, введение новых нормативов на высокотоксичные продукты – альдегиды, пероксиацетилнитрат и его аналоги, озон, образующиеся при трансформации оксидов азота, углеводородов и летучих органических соединений в тропосфере.

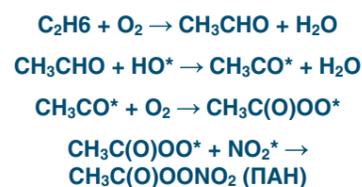
Ответственными за пересмотр нормативов выступают органы исполнительной власти региона, действующие в соответствии с правовыми актами РФ. Обязательным условием при этом является учет комплексного воздействия загрязняющих веществ на человека и экосистемы, а также их накопительный эффект и время жизни в атмосфере.

Это иллюстрируется нижеприведенными данными.

Анализируя приведенную информацию, можно прийти к важному заключению, что метан и диоксид углерода могут рассматриваться как долгожители и способны не один раз обогнуть поверхность Земли и вернуться к их источнику. Оба относятся к парниковым газам, причем метан способен окисляться кислородом, двуокисью азота и озоном до высокотоксичного формальдегида.

Третья группа газов относится к короткоживущим, причем диоксиды азота и серы совместно с углеводородами формируют агрессивную атмосферу над поверхностью земли за счет протекания химических реакций и именно они ответственные за образование фотохимического смога – смесь озона, альдегидов

и перекисных радикалов типа пероксиацетилнитрат в соответствии со следующей схемой [2–5]:



Пероксинитраты группы ПАН при концентрации 0,2 мг/м³ и выше обладают резким слезоточивым действием и неприятным запахом, вызывают кашель и отек дыхательных путей, увеличивают количество заболеваний гриппом и ОРЗ, повреждают растительные насаждения и разрушают резину. Максимум концентрации озона, который может быть достигнут при формировании фотохимического смога, в значительной степени зависит от концентрации формальдегида и диоксида азота, согласно следующему эмпирическому уравнению:



В качестве мер борьбы с агрессивным фотохимическим смогом следует рассматривать организацию постоянного мониторинга за температурой воздушного бассейна, выбросами в атмосферу органических соединений, формальдегида, моно- и диоксида азота, уровнем солнечной радиации и на основании этих данных построить кинетическую модель образования в атмосфере высокотоксичных соединений;

Доминирующими источниками выбросов оксидов азота в регионах являются предприятия теплоэнергетики, производители аммиака, азотной кислоты, метанола и нефтеперерабатывающие заводы,

использующие в технологических процессах печи риформинга и пиролизные высокотемпературные установки.

Автомобильный транспорт также является одним из основных источников загрязнения атмосферы углеводородами, формальдегидом, оксидами углерода и азота, и необходима региональная программа по снижению его влияния на окружающую среду.

Надежным способом борьбы с фотохимическим смогом является широкое использование на промышленных предприятиях аппаратов каталитической очистки абгазов от оксидов азота, формальдегида и органических соединений [6–10].

Надежным способом борьбы с фотохимическим смогом является широкое использование на промышленных предприятиях аппаратов каталитической очистки абгазов от оксидов азота, формальдегида и органических соединений

Нефтьшламовые накопления и не утилизируемые попутные газы с месторождений выступают в качестве крупных источников выбросов углеводородов в атмосферу и способствуют образованию агрессивной атмосферы. Все они требуют внедрения современных инновационных решений по их использованию в качестве вторичного сырья [11–13].

Эффективным способом повышения чистоты атмосферного воздуха является расширение площадей под зеленые насаждения, развитие системы особо охраняемых природных территорий, озеленения вдоль автотрасс, в том числе выбор растительных культур с учетом их способности к поглощению загрязняющих веществ.

Важно отметить, что рассмотренные процессы, катализируемые в тропосфере аэрозольными, в действующих ныне нормативах и стандартах не принимаются во внимание.

Совершенствованию нормирования в регионе будет способствовать поддержка научных исследований, направленных на установление безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ на

компоненты природных систем, развитие и соответствующее утверждение методов контроля по всему перечню веществ, ответственных за формирование агрессивной атмосферы.

В соответствии с целями и задачами федерального проекта «Чистый воздух» на региональном уровне должны быть реализованы мероприятия по модернизации государственной наблюдательной сети за загрязнением атмосферного воздуха, в том числе техническое перевооружение лабораторий, актуализация существующей методической базы по проведению измерений, установка дополнительных стационарных постов наблюдения за качеством атмосферного

воздуха на промышленных предприятиях. Внедрение данного инновационного метода должно быть возложено на Научно-технический экологический центр, создаваемый в рамках реализации РЭС.

Адаптация к изменениям климата и снижение выбросов парниковых газов

В рамках РЭС предусмотрены мероприятия:

- Реализация президентского Указа от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» до 70 % к уровню 1990 г., других законодательных документов по повышению экономической и экологической безопасности Самарского региона, улучшению параметров охраны окружающей среды в результате сокращения сжигания органического топлива и снижения потерь энергоресурсов, уменьшения рисков для здоровья жителей;
- Переработка дымовых газов с извлечением сжиженного диоксида углерода и его использованием в качестве

вторичного сырья на предприятиях газохимии, в производстве удобрений, метанола, уксусной кислоты, моторных топлив, при интенсификации нефтедобычи на месторождениях с высоковязкой нефтью и выработанным ресурсом эксплуатации [14–16];

- Разработка и внедрение методических указаний по количественному определению выбросов парниковых газов в основных секторах экономики;
- Восстановление лесонасаждений, пострадавших в результате пожаров, и реализация мер по увеличению численности древесных пород, наиболее эффективно улавливающих парниковые газы.

Тема крайне важна для многих регионов России из-за планируемого ввода Еврокомиссией углеродного налога для металлургических предприятий и заводов по производству азотных удобрений.

Есть ли решения этой проблемы?

Внедрению РЭС будет способствовать Приказ Минпромторга России от 29.04.2021 № 1561 «Об экспертном совете по проведению технико-экономической оценки инвестиционных проектов по внедрению наилучших доступных технологий на объектах, оказывающих значительное негативное воздействие на окружающую среду...».

Совершенствование природоохранной деятельности на промышленных предприятиях в рамках реализации Регионального экологического стандарта будет способствовать сближению ВУЗовской науки и промышленного производства, активизации изобретательской работы в регионах, сокращению расходных норм по сырью и вовлечению крупнотоннажных отходов в технологический процесс [17–20]. Соответственно, должны быть пересмотрены критерии отнесения предприятий к категории с наилучшей доступной технологией.

Разработанный и одобренный органом законодательной власти Самарской области РЭС включает такой важный раздел, как «Экология человека

и окружающей среды». Важными его подразделами выступают:

- Вовлечение населения и бизнеса в процессы улучшения качества атмосферного воздуха в регионе;
- Научное обеспечение природоохранной деятельности;
- Формирование экологической культуры, просвещения, образования и воспитания.

Совершенствование природоохранной деятельности на промышленных предприятиях в рамках реализации Регионального экологического стандарта будет способствовать сближению ВУЗовской науки и промышленного производства, активизации изобретательской работы в регионах, сокращению расходных норм по сырью и вовлечению крупнотоннажных отходов в технологический процесс

Экологическое образование:

- имеет системный характер, предполагает формальную ответственность образовательной структуры за конечный результат образовательного процесса – уровень подготовленности своих выпускников;
- осуществляется детскими дошкольными учреждениями, средними учебными заведениями, вузами, учреждениями дополнительного образования;
- предусматривает активное использование в образовательном процессе современных, цифровых, интерактивных и мультимедийных современных технологий;
- включает организацию и проведение культурно-массовых природоохранных мероприятий и акций, волонтерского движения с вовлечением жителей с целью повышение их экологического воспитания;
- рассчитано на гарантированную поддержку инициатив со стороны региональных исполнительных органов власти, научных, экспертных и общественных организаций при проведении мероприятий с целью популяризации экологически ответственного образа жизни и «зеленых технологий».

Экологическое просвещение:

- подразумевает целенаправленное системное и непрерывное информирование населения в экологических вопросах, вовлечение широких слоев населения в природоохранную деятельность;
- осуществляется природоохранными

учреждениями, парками, заповедниками, музеями, зоопарками, ботаническими садами, домами природы, библиотеками, средствами массовой информации, государственными и неправительственными экологическими организациями;

• совершенствуется проведением международных, всероссийских и региональных массовых природоохранных акций, конкурсов, фестивалей, выставок.

Подобный инновационный подход к реализации управляемого процесса оздоровления атмосферного воздуха может дать положительный прогнозируемый результат. Не случайно, что решением комиссии Госсовета № 05-21/п от 26 апреля 2021 года сформулирована рекомендация по разработке и внедрению Региональных экологических стандартов на всей территории РФ. ●

Литература

1. Афанасьев С.В. Совершенствование изобретательской работы на промышленных предприятиях и в вузах. Тезисы докладов Международной научно-практической конференции РОСПАТЕНТА (Москва, 27 марта 2019 г.) / XXII Моск. Межд. Салон изобретений и инновационных технологий «Архимед-2019». – М.: ФИПС, 2019. С. 3–15.

2. Афанасьев С.В., Трифонов К.И. Физико-химические процессы в техносфере. Учебник для ВУЗов. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2014. – 195 с.
3. Трифонов К.И., Афанасьев С.В., Катышев С.В. Естественные и техногенные источники загрязнения биосферы. Учебник для ВУЗов. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2014. – 148 с.
4. Афанасьев С.В., Шевченко Ю.Н., Волков Д.А., Мельникова Д.А. Фотохимический смог в городе с высокой транспортной и промышленной нагрузкой на тропосферу // Экология урбанизированных территорий. 2020. № 4. С. 33–40.
5. Афанасьев С.В., Трифонов К.И., Волков Д.А., Волков В.А. Физико-химические основы природных и антропогенных процессов в техносфере. Учебник для ВУЗов. Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2019. – 252 с.
6. Патент RU № 2296000. Способ очистки дымовых газов от оксидов азота / Оpubл. 2007 г.
7. Промышленный катализ в газохимии. Монография. Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2018. – 160 с.
8. Афанасьев С.В., Садовников А.А., Дульнев А.В. и др. Очистка газов от оксидов азота // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2018. № 2. С. 56–63.
9. Каталитические процессы в газохимии. Монография. Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2021. – 244 с.
10. Патент RU № 68357. Реактор / Оpubл. 2007 г.
11. Афанасьев С.В., Паис М.А., Носарев Н.С. Нефтьшлам как вторичное сырье // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2020. № 3, 5 (99,5). С. 86–92.
12. Патент RU № 2739031. Способ переработки нефтьшлама / Оpubл. 2020 г.
13. Патент RU № 2739189. Способ переработки нефтьшлама / Оpubл. 2020 г.
14. Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2019. № 9. С. 94–106.
15. Патент RU № 2733774. Способ выделения диоксида углерода из дымовых газов и устройство для осуществления способа / Оpubл. 2020 г.
16. Афанасьев С.В., Волков В.А. Диоксид углерода как реагент интенсификации нефтедобычи // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2020. № 8. С. 30–35.
17. Патент RU № 2728295. Мобильный комплекс для закачки жидкого диоксида углерода в нефтедобывающую скважину / Оpubл. 2020 г.
18. Афанасьев С.В., Волков В.А. Переработка дымовых газов как способ выполнения Парижского соглашения и увеличения нефтеотдачи // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2021. № 1. С. 52–55.
19. Афанасьев С.В., Волков В.А. Вторичное сырье для предприятий нефтехимии // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2020. № 4 С. 88–91.
20. Афанасьев С.В. Патентование в сфере промышленной экологии. Сборник докладов Международной научно-практической конференции Роспатента «Повышение конкурентоспособности и технологической независимости России за счёт развития интеллектуальной собственности» / XXIII Моск. Межд. Салон изобретений и инновационных технологий «Архимед-2020». – М.: ФИПС, 2020. С. 11–16.

KEYWORDS: standard, troposphere, atmospheric air, pollution rationing, monitoring, photochemical smog.



moskva-tr.gazprom.ru

vk.com

gazprom_transgaz_moskva



Facebook

gazpromtrmoskva



Instagram

gazprom_tr_moskva



YouTube

Газпром трансгаз Москва





КОМПАНИЯ, ПОСТРОИВШАЯ ОТРАСЛЬ

75 лет ООО «Газпром трансгаз Москва»

75 ЛЕТ НАЗАД ГАЗОПРОВОД САРАТОВ – МОСКВА ПОЛОЖИЛ НАЧАЛО ИСТОРИИ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА» И ВСЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ОПЫТ ГАЗОПРОВОДА-ПЕРВЕНЦА ПОЗВОЛИЛ ОПРЕДЕЛИТЬ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОСЛЕДУЮЩИХ ГАЗОВЫХ МАГИСТРАЛЕЙ, КОМПРЕССОРНЫХ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ. ФРОНТОВИКИ, НЕ УСПЕВ СНЯТЬ ВОЕННОЙ ФОРМЫ, В ЛЮБУЮ ПОГОДУ ПРОКЛАДЫВАЛИ ТРАССУ ГАЗОПРОВОДА. ГАЗОВИКИ СТРОИЛИ ГАЗОПРОВОДЫ, ВАРИЛИ БЕСЧИСЛЕННЫЕ СТЫКИ ТРУБ, ВКЛАДЫВАЯ СВОИ ЗНАНИЯ, СИЛЫ, МАСТЕРСТВО, ТАЛАНТ, ВДОХНОВЕНИЕ. ДЕНЬ ЗА ДНЕМ, ГОД ЗА ГОДОМ, КИЛОМЕТР ЗА КИЛОМЕТРОМ РОСЛА ПРОТЯЖЕННОСТЬ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ. СЕГОДНЯ КОМПАНИЯ, СТОЯЩАЯ У ИСТОКОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СТРАНЫ – «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА», ОТМЕЧАЕТ СВОЕ 75-ЛЕТИЕ

SEVENTY-FIVE YEARS AGO, THE SARATOV-MOSCOW GAS PIPELINE MARKED THE BEGINNING OF THE HISTORY OF GAZPROM TRANSGAZ MOSCOW AND THE ENTIRE DOMESTIC GAS INDUSTRY. THE EXPERIENCE OF THE FIRST-BORN GAS PIPELINE MADE IT POSSIBLE TO DETERMINE THE BASIC PRINCIPLES OF DESIGN, CONSTRUCTION, AND MAINTENANCE OF SUBSEQUENT GAS PIPELINES, COMPRESSORS, AND GAS DISTRIBUTION STATIONS. THE FRONT-LINE SOLDIERS, WHILE STILL IN THEIR MILITARY UNIFORMS, LAID THE ROUTE OF THE GAS PIPELINE IN ANY WEATHER. GAS WORKERS BUILT GAS PIPELINES, WELDED COUNTLESS PIPE JOINTS, INVESTING THEIR KNOWLEDGE, STRENGTH, SKILL, TALENT, AND INSPIRATION. DAY AFTER DAY, YEAR AFTER YEAR, KILOMETER AFTER KILOMETER, THE LENGTH OF GAS NETWORKS GREW. TODAY, GAZPROM TRANSGAZ MOSCOW, THE COMPANY THAT STANDS AT THE ORIGINS OF THE GAS INDUSTRY IS CELEBRATING ITS 75TH ANNIVERSARY

Ключевые слова: газовая промышленность, строительство трубопроводов, газоснабжение, перекачка газа, магистральный трубопровод, цифровизация.

УДК 621.644



Бабаков Александр Владимирович
генеральный директор
ООО «Газпром трансгаз Москва»

– Александр Владимирович, вот уже 75 лет компания обеспечивает бесперебойные поставки газа потребителям 14 регионов Центрального федерального округа России, в том числе Москвы. О каких объемах перекачки газа идет речь сегодня, и какими техническими ресурсами это обеспечивается?

– Помимо потребителей на внутреннем рынке мы обеспечиваем поставку газа в страны ближнего и дальнего зарубежья. Сегодня общая протяженность магистральных и распределительных газопроводов «Газпром трансгаз Москва» составляет более 21 тысячи километров. Для безаварийного транспорта газа компания эксплуатирует 22 компрессорные станции с 41 цехом, оснащенные 223 газоперекачивающими агрегатами суммарной мощностью 2277,3 МВт, 719 газораспределительных станций.

В 2020 году объемы поставок газа сократились до 155 млрд м³ (со 180 млрд м³ в 2019 году). Разница существенная и связана она с падением спроса на импортный трубопроводный газ в Европе. В первом квартале это было вызвано теплой зимой на фоне избыточных запасов газа, во втором – ограничительными мерами, принятыми государствами ЕС для борьбы с пандемией. Но уже во втором полугодии транспорт газа в сторону Европы через газопроводы нашей зоны ответственности значительно вырос.

– Такие масштабы перекачки газа предполагают бесперебойную работу оборудования и своевременные ремонты, не нарушающие общий график поставок. За счет чего удается воплощать в жизнь все намеченные производственные планы?

– Действительно, деятельность предприятия предполагает безопасный транспорт газа и не должна сказываться на конечном потребителе. Для этого наши специалисты выполняют производственные программы по эксплуатации компрессорных станций и магистрального оборудования, программу внутритрубной диагностики и др.

Так, за 2021 год проведены плановые работы по внутритрубной диагностике МГП протяженностью свыше 3075 км, что составляет 91% от плана, устранено свыше 1900 дефектов на 626 трубах, при этом заменено 5680 метров труб, проведен капитальный ремонт методом замены трубы общей протяженностью более 13 км.

На стыке экономики и экологии находится другой наш ресурсосберегающий проект – мобильные компрессорные установки (МКУ), предназначенные

для перекачки газа из ремонтируемого участка трубы в параллельную нитку газопровода. Суммарный объем сохраненного газа с применением МКУ при ремонте линейной части составил около 197 млн м³. Технология апробирована и активно применяется нами, позволяя оставаться в авангарде группы компаний «Газпрома» в этой сфере.

В части газораспределительных станций проведен комплексный капитальный ремонт ГРС Дружба и ГРС Советская с полной заменой всего оборудования, комплексные диагностические обследования на 139 ГРС. Завершается техническое перевооружение ГРС Октябрьский-1 с увеличением производительности до 99,9 тыс. м³/час. Проведены испытания турбодетандерной установки ТДУ-150 на ГРС Конаково.

– В этом году В. Путин подписал закон, предусматривающий ускоренную догазификацию, а это предполагает рост потребления газа и, как следствие, необходимость расширения газотранспортной инфраструктуры. Какие шаги ваша компания предпринимает в этом направлении?

– Мы, наравне с коллегами из ПАО «Газпром», «Газпром межрегионгаз», «Промгаз» и администраций регионов, стоим у истоков программы газификации соответствующих территорий. Если сравнивать эти программы с предыдущими, порядок цифр суммарно по всем программам этой пятилетки будет превышать в 5, а то и в 10 раз. Наша задача повысить уровень газификации до требуемого стандарта.

Газификация предполагает рост потребления газа в регионе и, как следствие, расширение газотранспортной инфраструктуры. Наша компания эксплуатирует газопроводы-отводы, ГРС. Мы понимаем их загрузку, техническое состояние и пути повышения производительности. Конкретный рост производительности зависит от потребностей региона, которые возникают в процессе газификации.

Шесть лет назад было всего два способа повысить производительность ГРС: реконструкция действующей станции или строительство новых мощностей. Теперь таких способов стало больше.

За первый из них «Газпром трансгаз Москва» была удостоена премии ПАО «Газпром» в области науки и техники. Это определение технически возможной производительности ГРС с последующим увеличением этого показателя на 10–15% без рисков с точки зрения надежности.

Если потребление газа в регионе продолжает расти, наши специалисты проводят техническое перевооружение станции, расширяют узкие места. Это второй способ. К примеру, в конце 2020 года таким образом была увеличена производительность ГРС «Мишковка» в Брянской области – с 1 тыс. до 4 тыс. м³ в час.

В 2020 году было решено ускорить темпы газификации. В связи с чем был увеличен объем строительства, реконструкции, технического перевооружения.

– Функционирование промышленных объектов газовой отрасли сопряжено с большими экологическими рисками, что накладывает на предприятия глобальную ответственность. Расскажите о экологических программах, разработанных в компании.

– Потенциальная возможность негативного воздействия на окружающую среду существует, поэтому мы стремимся минимизировать это воздействие путем постоянного внедрения передовых технологий. Например, применение технологии по перекачке природного газа с использованием мобильной компрессорной установки, применение технологии врезки под давлением, капитальные ремонты и техническое обслуживание канализационных очистных сооружений, организация обращения с отходами, охрана земель, производственный экологический мониторинг и др.



Предприятие активно эксплуатирует технику на газомоторном топливе, составляющую 43,6% от общего парка ее автотранспортных средств. Кроме этого, мы развиваем заправочную инфраструктуру. В планах на 2021–2022 годы ввод в эксплуатацию 21 полнокомплексного блока компримирования природного газа. На данный момент у нас семь таких объектов.

Наряду с ежегодной реализацией природоохранных мероприятий компания участвует во всероссийских субботниках, оказывает благотворительную поддержку заповедникам.

– Реализация экологических (как и других проектов) требует применения современных технологий. Расскажите, о деятельности научного подразделения компании. Появляются ли собственные научные разработки? Есть ли успешный опыт их внедрения в производственном процессе?

– За последние годы «Газпром трансгаз Москва» получено более полутора десятков патентов на полезные модели и изобретения. Достижения компании в научной деятельности в прошлом году были высоко оценены Министерством энергетики, федеральных наград были удостоены два научно-технических проекта компании.

Престижной корпоративной наградой, которую еще называют газпромским «Оскар», были отмечены две работы: «Комплексное решение повышения надежности газотранспортной системы Московского промышленного узла ООО «Газпром трансгаз Москва» в особых условиях эксплуатации, с применением системы коррозионного мониторинга» и «Разработка и внедрение аэрокосмических технологий при воздушном патрулировании магистральных газопроводов».

В подразделениях компании работают десятки талантливых инженеров, трудами которых ежегодно

создаются и внедряются сотни рационализаторских предложений. Это облегчает выполнение производственных задач.

Ежедневно в своей работе мы применяем передовое оборудование и новейшие технологии. На трассах активно используются роботизированные сканер-дефектоскопы, БПЛА, внедряются технологии интеллектуального контроля трубопроводов, дистанционное управление технологическими объектами, цифровых двойников.

– Цифровизация – тренд, охвативший все сферы жизни, и, конечно, нефтегазовую отрасль можно считать локомотивом внедрения цифровых инноваций. Насколько «оцифрован» «Газпром трансгаз Москва»?

– Сегодня мы применяем пять информационных технологий: блокчейн, промышленный интернет, дополненная реальность, роботизированные сканер-дефектоскопы, беспилотные летательные аппараты (БПЛА).

Например, в компании внедрена технология мониторинга транспорта (ГЛОНАСС/GPS), что позволяет в онлайн-режиме отслеживать место нахождения автотранспортного средства и, путем прокладки оптимальных маршрутов, экономить топливо.

Еще одно перспективное направление – система входного контроля качества материалов «Антиконтрафакт», позволяющая считывать информацию о продукте со штрихкода с помощью специализированных программ.

Также у нас проходят испытания по цифровизации технической эксплуатации и обслуживания объектов транспорта газа в рамках внедрения технологий дополненной реальности. Для определения технического состояния линейной части газопроводов используются роботизированные сканер-дефектоскопы. Внедряются технологии интеллектуального контроля трубопроводов на основе волоконно-оптических систем, дистанционное управление технологическими объектами, цифровых двойников.

– Инновации, в частности конструкторские, внедряются силами специалистов компании?

– Значительная часть конструкторской, инновационной деятельности ведет наш филиал «Инженерно-технический центр». Мы часто привлекаем сторонние организации, и прежде всего – ученых РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Работники нашей компании стали победителями XXI Всероссийского конкурса «Инженер года – 2020».



– Талантливые специалисты – «товар» штучный, где вы их находите и как мотивируете к долгосрочному сотрудничеству с компанией?

– Для нас кадровый потенциал – это одно из приоритетных направлений. В основе кадровой политики компании – совершенствование компетенций сотрудников с учетом актуальных для предприятия задач. Особое внимание уделяется внедрению новых подходов к подготовке и переподготовке кадров: обучающие семинары и повышение квалификации, научно-технические конференции, смотр-конкурсы профессионального мастерства. В 2018 г. на базе Учебно-производственного центра компании состоялся первый Фестиваль труда ПАО «Газпром», объединивший конкурсы профессионального мастерства для работников разных профессий.

Работа на предприятии предоставляет множество возможностей для роста и развития – профессионального и социального. ООО «Газпром трансгаз Москва» обеспечивает высокий уровень социальной защиты своим сотрудникам и достойные условия труда. Поэтому для наших сотрудников желание сделать карьеру и остаться в компании – это норма. Пример тому – многочисленные трудовые династии.



В год 60-летия первого полета человека в космос Фонд популяризации пилотируемой космонавтики «Космос – это мы» и ООО «Газпром трансгаз Москва» провели масштабную работу по созданию социально-значимого проекта «Космос – детям».

Благотворительные программы, общественно-патриотические проекты, помощь в развитии культуры, искусства и образования, пропаганда здорового образа жизни и спорта в регионах производственной ответственности – все это наша реальная и ежедневная работа.

– В юбилейный год какие достижения компании Вы хотели бы отметить?

– За всю историю компании осуществлен колоссальный объем работ и реализовано огромное количество масштабных проектов, накоплен бесценный опыт строительства и эксплуатации газотранспортных систем. Сегодня мы стараемся держать эту планку.

Среди прочих достижений компании, хочу отметить знаковую для нас цифру – 10 трлн м³ газа. Именно такой объем газа был перекачан мощностями нашего Общества за 75 лет.

Важно отметить высокую степень мобилизации и профессионализм работников в условиях ограничений, вызванных мировой пандемией. Благодаря перестроению в системе управления и полной самоотдачи сотрудников, с основной задачей – бесперебойной подачей газа – мы справились в полном объеме.

В юбилейный год хочу выразить каждому работнику и ветеранам слова искренней благодарности и признательности за добросовестный, высокопрофессиональный труд, благодаря которому нам удается уверенно справляться с поставленными задачами, обеспечивать стабильную и безаварийную транспортировку газа всем категориям потребителей. ●

– Помимо заботы о сотрудниках, работа в центральном регионе с его многомиллионным населением наверняка предполагает реализацию социальных программ. Как компания взаимодействует с населением в рамках этих программ?

– Пакет социальных льгот, гарантий и компенсаций, система страхования здоровья, охрана труда – важнейшие составляющие достойного уровня жизни и здоровья работников и членов семей. Эту миссию успешно выполняют три оздоровительных учреждения компании.

С 2006 года компания активно участвует в программе «Газпром – детям». В семи регионах ЦФО было построено 133 спортивных объекта. Ежегодно проводятся спартакиады.

KEYWORDS: gas industry, pipeline construction, gas supply, gas pumping, main pipeline, digitalization.



> 21 000 км

протяженность сети магистральных газопроводов и газопроводов-отводов



10 трлн м³

транспорт газа с 1946 по 2021 годы

25%

населения России обеспечиваем «голубым топливом»



1/3

общего объема газа, поставляемого на внутренний рынок ПАО «Газпром»

14

регионов ЦФО — зона производственной ответственности Компании



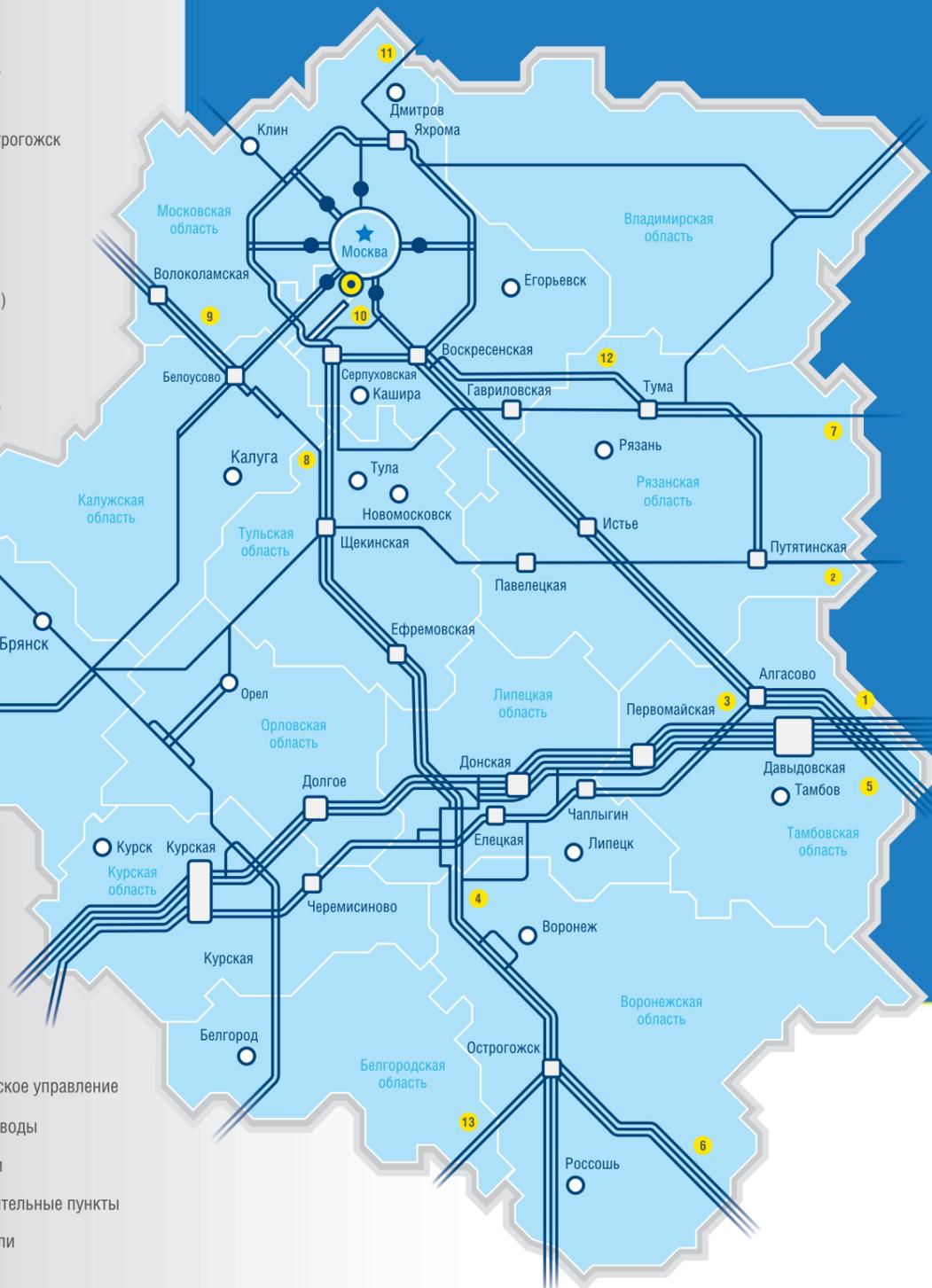
> 12 000 чел.

общая численность сотрудников Компании

24

филиала входит в состав «Газпром трансгаз Москва»

- 1 Ужгородский коридор
- 2 Тульский коридор
- 3 Малый Курск
- 4 Северный Кавказ — Центр
- 5 Средняя Азия — Центр
- 6 Александров — Гай — Острогожск
- 7 Нижняя Тура — Пермь — Горький — Центр
- 8 Тула — Белоусово
- 9 Белоусово — Торжок
- 10 Московское кольцо (КГМО)
- 11 Грязовец — КГМО
- 12 Касимов — КГМО
- 13 Острогожск — Шебелинка



- Центральное диспетчерское управление
- Магистральные газопроводы
- Компрессорные станции
- Контрольно-распределительные пункты
- Крупные газопотребители



Производство

223

газоперекачивающих агрегатов

41

компрессорный цех

22

компрессорные станции

719

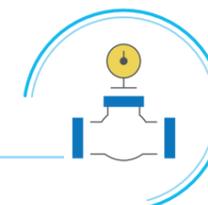
ГРС и КРП

> 25 000 км

кабельных линий связи в одноконтурном исчислении

57

пунктов замера расхода газа (ПЗРГ)



ВЛИЯНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ШЕРОХОВАТОСТИ НА ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОПРОВОДАХ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

ПРОЕКТНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ, РАЗМЕРЫ ТРУБОПРОВОДОВ, РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ КОМПРЕССОРНЫМИ СТАНЦИЯМИ И МНОГИЕ ДРУГИЕ ФАКТОРЫ ТЩАТЕЛЬНО ИЗУЧАЮТСЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТРУБОПРОВОДОВ. ЭТИ ДЕТАЛИ АНАЛИЗИРУЮТСЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ТОЧНОЙ ОЦЕНКИ ЗАТРАТ, ЧТОБЫ ОПРЕДЕЛИТЬ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ [4]. МИЛЛИАРДЫ ДОЛЛАРОВ ТРАТЯТСЯ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ЭТИХ ОЦЕНОК С ПОДРОБНЫМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ. ОДНАКО ОДИН ВАЖНЫЙ ПАРАМЕТР ТРУБОПРОВОДА, КАК ПРАВИЛО, СОХРАНЯЕТСЯ НА УРОВНЕ ЗНАЧЕНИЯ ПО УМОЛЧАНИЮ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОВЫХ ПРОЕКТОВ И ПРОЕКТОВ РАСШИРЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ – ШЕРОХОВАТОСТЬ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ИЗЛОЖЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ РАЗЛИЧНЫХ ДИАМЕТРОВ ($D_1 = 508 \times 15,9$ ММ; $D_2 = 711 \times 15$ ММ; $D_3 = 1020 \times 18$ ММ; $D_4 = 1422 \times 25$ ММ; $D_5 = 1422 \times 25$ ММ) СО СКОРОСТЬЮ ПОТОКА 13 М/С. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ БУДУТ ПРЕДСТАВЛЕНЫ В ТАБЛИЧНОМ И ГРАФИЧЕСКОМ ФОРМАТЕ

THE DESIGN POSITION, PIPELINE DIMENSIONS, THE DISTANCE BETWEEN COMPRESSOR STATIONS AND MANY OTHER FACTORS ARE CAREFULLY STUDIED WHEN DESIGNING PIPELINES. THESE DETAILS ARE ANALYZED TO CREATE AN ACCURATE COST ESTIMATE TO DETERMINE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE CONSTRUCTION OF GAS PIPELINE NETWORKS. BILLIONS OF DOLLARS ARE BEING SPENT ON PIPELINE CONSTRUCTION BASED ON THESE ESTIMATES WITH DETAILED STUDIES. HOWEVER, ONE IMPORTANT PARAMETER OF THE PIPELINE, AS A RULE, IS KEPT AT THE DEFAULT VALUE LEVEL WHEN DESIGNING NEW PROJECTS AND PIPELINE EXPANSION PROJECTS – THE ROUGHNESS OF THE INNER SURFACE OF THE PIPELINE. THIS ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF A STUDY OF GAS PIPELINES OF VARIOUS DIAMETERS ($D_1 = 508 \times 15,9$ ММ; $D_2 = 711 \times 15$ ММ; $D_3 = 1020 \times 18$ ММ; $D_4 = 1422 \times 25$ ММ; $D_5 = 1422 \times 25$ ММ) WITH A FLOW RATE OF 13 М/С. THE RESULTS OF THE CALCULATIONS WILL BE PRESENTED IN TABULAR AND GRAPHICAL FORMAT

Ключевые слова: абсолютная шероховатость, падение давления, гидравлическое сопротивление, перепад давлений.

Чёботова Виктория Игоревна

студентка,
Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Уланов Валерий Владимирович

старший преподаватель
кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов,
заведующий лабораторией,
Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Введение

Нефтегазовая промышленность испытывает все большую потребность в повышении эффективности эксплуатации трубопроводов. В настоящее время основные цели трубопроводных компаний сосредоточены на увеличении пропускной способности и продлении срока службы трубопроводных систем.

Устаревшие трубопроводные системы требуют более высоких затрат на техническое обслуживание и эксплуатацию в соответствии со стандартами безопасности и надежности трубопроводов [2]. Эти стандарты в сочетании с затратами на эксплуатацию и техническое обслуживание заставляют

сосредоточиться на вопросе эффективности эксплуатации газопроводов.

Транспортировка углеводородов требует энергии как для преодоления потерь давления на трение в трубопроводе, так и на переходы через искусственные и естественные препятствия (дороги, болота, овраги, реки, железные дороги, автомобильные дороги) [2, 7].

В этой статье основное внимание будет уделено методам определения эффективности трубопровода в зависимости от шероховатости его поверхности. Будет проиллюстрирована зависимость значения шероховатости поверхности, пропускной способности и эффективности расхода.

УДК 621.644

Гидравлическое сопротивление и шероховатость

Чтобы понять, как же все-таки влияет шероховатость на движение газа в трубопроводе, рассмотрим зависимость между коэффициентом гидравлического сопротивления и разностью давлений в начале и в конце трубы [3, 5].

Итак, формула падения давления (для сетей среднего и высокого давлений) на участке газопровода имеет вид:

$$\Delta p^2 = p_{н.}^2 - p_{к.}^2 = \frac{p_0 \cdot Q_0 \cdot \lambda \cdot \rho_0 \cdot L}{81 \cdot \pi^2 \cdot d^2}, \quad (1)$$

где:

$p_{н.}$ – давление в начале газопровода, МПа;
 $p_{к.}$ – давление в конце газопровода, МПа;
 λ – коэффициент гидравлического трения;
 Q_0 – расход газа при нормальных условиях, м³/ч;
 $p_0 = 0,101325$ МПа;
 ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;
 L – длина участка газопровода, м;
 d – внутренний диаметр газопровода, см.

Остановимся подробнее на коэффициенте гидравлического сопротивления λ и посмотрим, от чего он зависит [3].

$$\lambda = \lambda(Re, \varepsilon), \quad (2)$$

Re -число – число Рейнольдса, которое выражается как отношение силы инерции к силе вязкости и математически представлено как:

$$Re = (v \cdot d \cdot \rho) / \mu, \quad (3)$$

где:

v – скорость движения газа, м³/с;
 μ – динамическая вязкость газа, Па·с;

ρ – плотность газа, кг/м³;
 d – внутренний диаметр трубопровода, м.

Как правило, перекачка газа в магистральных газопроводах происходит в турбулентном режиме. Формула для определения относительной шероховатости внутренней поверхности газопровода:

$$\varepsilon = k/d, \quad (4)$$

где:

k – абсолютная шероховатость, мм;
 d – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Абсолютная шероховатость трубопровода часто выбирается по умолчанию на основе опубликованного свода правил СП 42-101-2003 по проектированию и строительству и принимается равной $k = 0,01$ см для новых газопроводов и $k = 0,1$ см для старых соответственно [1].

В данной работе посчитанное число Рейнольдса входит в диапазон

$$0,11 \frac{d}{k} < Re < 500 \frac{d}{k}.$$

Это значит, что коэффициент гидравлического сопротивления будет посчитан по формуле Альтшуля [3, 6]:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (5)$$

На практике можно показать, что шероховатость трубопровода может варьироваться, в то время как обычно она принимается конкретной величиной при проектировании газопроводных сетей.

Зависимость перепадов давлений от абсолютной шероховатости

Наша цель – проследить падение давления в зависимости от шероховатости стенки трубы и выяснить эту закономерность. Для этого построим графики отношения разности конечного и начального давлений для каждого значения шероховатости из выбранного диапазона. То есть каждая точка на графике – перепад давления при конкретной абсолютной шероховатости в трубопроводе определенного диаметра.

Для анализа данных были взяты четыре стальных газопровода высокого давления различных диаметров и один полиэтиленовый газопровод. Посчитав Re для каждого отдельного случая, вычислили коэффициент гидравлического сопротивления по формуле (5). Затем с помощью формулы (1) получили перепад давлений в каждой из точек значения шероховатости. Эти точки на горизонтальной оси – значения абсолютной шероховатости. Приняли их диапазон от $k = 0,0001$ до $k = 0,001$ м. Коммерческий расход $Q_{ком.} = 25$ млн м³/сутки. Общая протяженность газопровода $L = 100$ км. Скорость движения равна 13 м/с. Примем молекулярную массу равной $\mu = 17,1$, а относительную плотность газа по воздуху $\Delta = 0,62$. Плотность газа при нормальных условиях $\rho_0 = 0,711$ кг/м³. Плотность газа $\rho = 1,204$ кг/м³. Температуру газа во всем сечении газопровода считаем постоянной. $T_{газа} = const = +20$ °С.



ТАБЛИЦА 1. Данные для построения перепада давлений в газопроводе $D_1 = 508 \times 15,9$ мм

ε_1	Re1	λ_1	ΔP_1
0,000209996	996036	0,01420718	9,8048
0,000419992	996036	0,016351439	10,519
0,000629987	996036	0,0178812	11
0,000839983	996036	0,019096092	11,367
0,001049979	996036	0,02011534	11,667
0,001259975	996036	0,02099966	11,92
0,001469971	996036	0,02178456	12,141
0,001679966	996036	0,022492761	12,337
0,001889962	996036	0,023139756	12,513
0,002099958	996036	0,023736624	12,673

РИС. 1. График зависимости перепада давлений от абсолютной шероховатости в газопроводе $D_1 = 508 \times 15,9$ мм

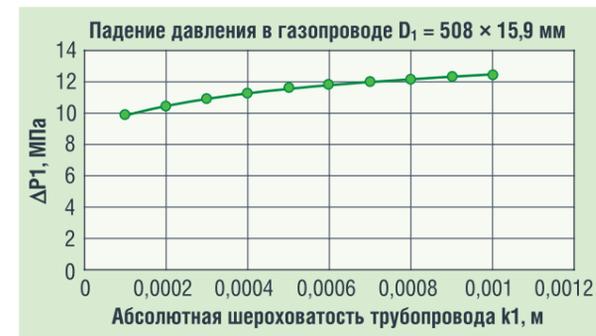


ТАБЛИЦА 2. Данные для построения перепада давлений в газопроводе $D_2 = 711 \times 15$ мм

ε_2	Re2	λ_2	ΔP_2
0,000146843	1138327	0,013187564	6,6055
0,000293686	1138327	0,015082254	7,0641
0,000440529	1138327	0,016451019	7,3777
0,000587372	1138327	0,017544336	7,6189
0,000734214	1138327	0,018464652	7,8162
0,000881057	1138327	0,019264881	7,9838
0,0010279	1138327	0,019976237	8,1299
0,001174743	1138327	0,020618814	8,2596
0,001321586	1138327	0,021206377	8,3764
0,001468429	1138327	0,021748799	8,4829

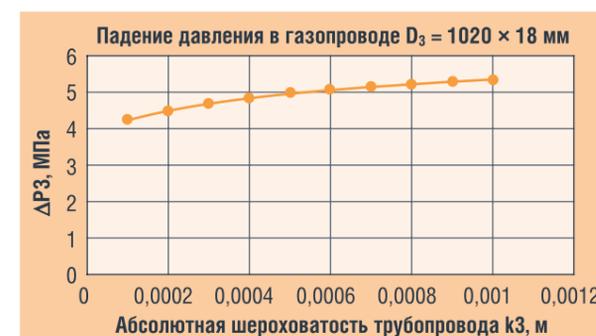
РИС. 2. График зависимости перепада давлений от абсолютной шероховатости в газопроводе $D_2 = 711 \times 15$ мм



ТАБЛИЦА 3. Данные для построения перепада давлений в газопроводе $D_3 = 1020 \times 18$ мм

ε_3	Re3	λ_3	ΔP_3
7,28863E-05	1400142,5	0,011547675	4,2778
0,000145773	1565200	0,012901287	4,5216
0,000218659	1565200	0,013996228	4,7096
0,000291545	1565200	0,014881636	4,8563
0,000364431	1565200	0,01563237	4,9773
0,000437318	1565200	0,016288286	5,0806
0,000510204	1565200	0,01687335	5,171
0,00058309	1565200	0,017403198	5,2516
0,000655977	1565200	0,017888645	5,3244
0,000728863	1565200	0,018337508	5,3907

РИС. 3. График зависимости перепада давлений от абсолютной шероховатости в газопроводе $D_3 = 1020 \times 18$ мм



1 случай. Рассмотрим стальной газопровод диаметром 508 мм, толщиной стенки 15,9 мм (таблица 1, рисунок 1).

2 случай. Рассмотрим стальной газопровод диаметром 711 мм, толщиной стенки 15 мм (таблица 2, рисунок 2).

3 случай. Рассмотрим стальной газопровод диаметром 1020 мм, толщиной стенки 18 мм (таблица 3, рисунок 3).

4 случай. Рассмотрим стальной газопровод диаметром 1422 мм, толщиной стенки 25 мм (таблица 4, рисунок 4).

5 случай. Рассмотрим полиэтиленовый газопровод диаметром 1000 мм, толщиной стенки 59,3 мм (таблица 5, рисунок 5).

Здесь мы наблюдаем интересное отличие от предыдущих графиков. Наличие точки, а не кривой, показывает, что в данном случае шероховатость (горизонтальная ось значений) не изменяется. Действительно, в соответствии с СП 42-101-2003, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации абсолютная шероховатость равна 0,000007 м.

Как можно увидеть, чем меньше диаметр газопровода, тем существеннее влияние шероховатости на разницу начального и конечного давления в трубе. Напротив же, перепад давления тем меньше, чем больше диаметр газопровода.

Заключение

Максимальная пропускная способность трубопровода ограничена его начальными параметрами конструкции. Следовательно, физические и термодинамические свойства

ТАБЛИЦА 4. Данные для построения перепада давлений в газопроводе $D_4 = 1422 \times 25$ мм

ε_4	Re4	λ_4	ΔP_4
0,000101626	1992073	0,011873717	3,1111
0,000203252	1992073	0,013653911	3,3362
0,000304878	1992073	0,014926118	3,4881
0,000406504	1992073	0,015937254	3,6043
0,00050813	1992073	0,01678594	3,6991
0,000609756	1992073	0,017522491	3,7793
0,000711382	1992073	0,018176369	3,8492
0,000813008	1992073	0,018766441	3,9112
0,000914634	1992073	0,01930558	3,967
0,00101626	1992073	0,019802996	4,0178

РИС. 4. График зависимости перепада давлений от абсолютной шероховатости в газопроводе $D_4 = 1422 \times 25$ мм

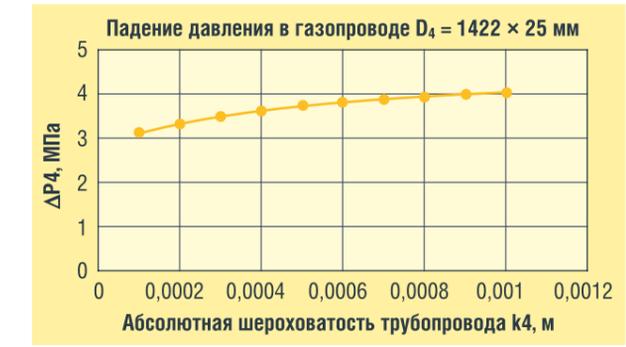


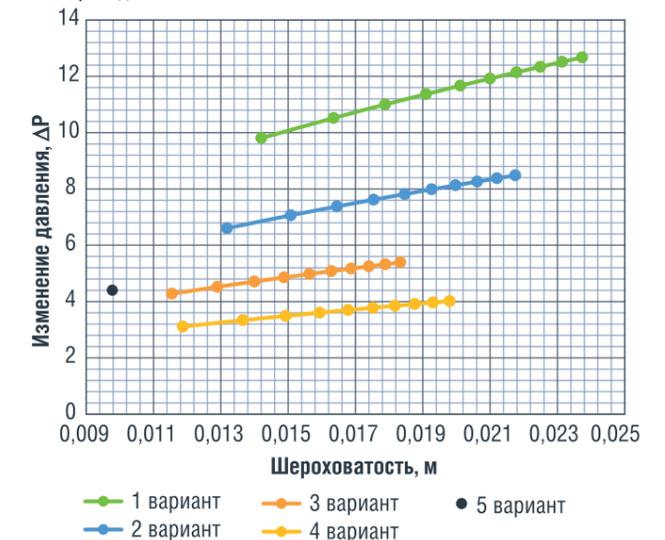
ТАБЛИЦА 5. Данные для построения перепада давлений в газопроводе $D_5 = 1000 \times 59,3$ мм

ε_5	Re5	λ_5	ΔP_5
0,0000079	1254152	0,009767	4,392248083

РИС. 5. График зависимости перепада давлений от абсолютной шероховатости в газопроводе $D_5 = 1000 \times 59,3$ мм



РИС. 6. Зависимость перепадов давлений рассмотренных газопроводов



природного газа влияют на характеристики потока и, как итог, на эффективность перекачки.

- Знание значения шероховатости внутренней поверхности трубы экономически важно для оптимизации проектирования трубопроводных систем. Шероховатость поверхности влияет на характеристики потока в трубе, создавая падение давления и потери энергии из-за трения.
- Коррозия и накопление внутренних загрязнений в виде механических примесей могут создать нежелательную шероховатость, что приведет к снижению расхода по всей трубе, а также к увеличению затрат, что препятствует бесперебойной работе и сокращает срок службы трубопровода.

Применение жидкого эпоксидного внутреннего покрытия и недавно

разработанных коррозионностойких сплавов началось, когда трубопроводная промышленность впервые столкнулась с проблемой коррозии трубопроводов.

Основное применение покрытий заключалось в продлении срока службы трубы за счет предотвращения взаимодействия металлов с агрессивными жидкостями. Есть полезное преимущество в использовании труб с внутренним покрытием, которое улучшает пропускную способность потока за счет снижения шероховатости поверхности стенок и значений коэффициента трения. ●

Литература

- СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб [Электронный ресурс] режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200032042>.

- Альтшуль А.Д. Гидравлика и аэродинамика (основы механики жидкости) / А.Д. Альтшуль, П.Г. Киселев. М.: Стройиздат, 1965. 275 с.
- Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – 2-е изд. перераб. и доп. М.: Недра, 1982. 224 с.
- Газоснабжение. Курс лекций: учебное пособие / А.М. Короленок, В.А. Короленок, Д.Н. Комаров, Р.А. Шестаков. – М.: МАКС Пресс, 2019. – 148 с.
- Shestakov R.A. Research of distribution of oil flow in the pipeline with looping // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Vol. 1679. – № 5. – P. 052035. doi:10.1088/1742-6596/1679/5/052035.
- Бараков В.В., Матвеева Ю.С., Назарова А.И., Резанов К.С., Шестаков Р.А. Оценка влияния местных сопротивлений на распределение потоков транспортируемой жидкости в трубопроводе с лупингом // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2021. – № 2 (303). – С. 33–45.
- Шестаков Р.А., Комаров Д.Н., Филиппов С.А. Анализ нормативных методов обнаружения утечек и пути их совершенствования // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 3. – С. 47–50.

KEYWORDS: *hydrotreating, diesel fuel, mathematical modeling, broad fractions, pseudo-component.*

КАК РАБОТАЕТ ГАЗОПРОВОД

1

Добыча газа

После проведения геологоразведочных работ, когда установлено, где именно находятся залежи, начинается процесс добычи газа, то есть его извлечения из недр, сбора и подготовки к транспортировке



Природный газ поднимается по скважине за счет естественной энергии



2

Линейная часть

Это основное непрерывное звено магистральных газопроводов, объединяющее компрессорные станции в единую газотранспортную систему для передачи «голубого топлива» от газовых промыслов к потребителям газа

Перед тем, как начать работы по прокладке газопровода, проверяются:

Глубина, на которой проходит центральная трасса, если она есть

Требования СНиП к оборудованию и точкам соединения

Глубина залегания грунтовых вод, специфика грунта, ландшафтные и климатические особенности

Обычно газопровод лежит под землей на глубине **более 0,8 метра**

Магистральный газопровод

Предназначен для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления



Максимальный диаметр трубы

1420 мм

Для прокладки газопровода используются уникальные технологии

- 1 Технология врезки под давлением
- 2 Технология горизонтально-направленного бурения (ГНБ)

ГНБ позволяет прокладывать газопроводы через естественные и искусственные препятствия: реки, озера, автотрассы, железнодорожное полотно, дамбы, — проходя под ними

Давление в газопроводах

Магистральном

До 7,5 МПа

Распределительном

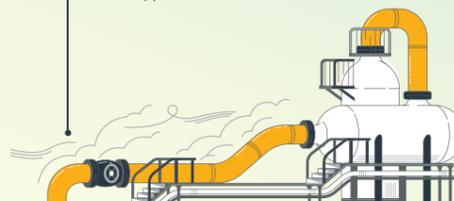
До 1,2 МПа

3

Компрессорная станция

Компрессорная станция (КС) — комплекс сооружений и оборудования для повышения давления газа при его добыче, транспортировке, и хранении

Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, газоперекачки-вающих агрегатов (ГПА), аппаратов воздушного охлаждения газа



4

Газораспределительные станции

На газораспределительной станции (ГРС) производится очистка, подогрев, понижение давления и учет газа

Здесь проходит также одоризация, придающая газу характерный запах



6

Потребитель

В зависимости от категории потребителя различают:

- 1 Высокого и среднего (I и II категории) давления — для подачи газа на промышленные предприятия
- 2 Распределительные газопроводы низкого давления — для газоснабжения жилых домов



5

Подземные хранилища газа

Позволяют выравнять суточные колебания газопотребления и позволяют гарантированно обеспечивать потребителей природным газом независимо от времени года, колебаний температуры, форс-мажорных обстоятельств

Закачка газа

Нагнетание газа в искусственную газовую залежь при заданных технологическим проектом показателях

- Площадка очистки газа
- Пункт замера и учета газа
- Компрессорный цех
- Газораспределительные пункты (ГРП)



Шлейфы

Отбор газа

Газ из хранилищ отбирается за период от 60 до 180 суток

- Площадка очистки и осушки
- Площадка сепарации для отделения пластовой воды и механических примесей
- Газораспределительные пункты (ГРП)

1/7

всей мировой добычи приходится на долю «Газпрома»

ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО ДЛЯ ПОДВИЖНОГО СОСТАВА

Бабков Юрий Валерьевич

первый заместитель генерального директора –
главный инженер

Прохор Денис Иванович

заведующий отделом газового оборудования
и газовых локомотивов

АО «Научно-исследовательский и конструкторско-
технологический институт подвижного состава»
(АО «ВНИКИ»)

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ АВТОНОМНЫХ ЛОКОМОТИВОВ ОАО «РЖД» ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБЛЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ К 2030 ГОДУ, ОПИСАНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК МОТОРНОГО ТОПЛИВА В СРАВНЕНИИ С ДИЗЕЛЬНЫМ ТОПЛИВОМ, ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ КАК ТО ОТЛИЧИЕ ПО ВЕЛИЧИНЕ МИНИМАЛЬНОЙ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ И ПЛОТНОСТИ, А ТАКЖЕ ВЛИЯНИЕ УКАЗАННЫХ ПАРАМЕТРОВ НА КОНСТРУКЦИЮ ЛОКОМОТИВОВ, ВЫПОЛНЕНО СРАВНЕНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПРИМИРОВАННОГО И СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ТЯГОВОГО ПОДВИЖНОГО СОСТАВА, ОПИСАНЫ СИСТЕМЫ ГАЗОПОДГОТОВКИ ЛОКОМОТИВОВ КАК СЖАТОГО, ТАК И ДЛЯ СЖИЖЕННОГО АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА – ИХ ОТЛИЧИЯ И НЕОБХОДИМЫЙ СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, МЕТОДЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАПАСА ГАЗА НА БОРТУ ТПС, ПРЕДСТАВЛЕНЫ ВОЗМОЖНЫЕ ВИДЫ ГАЗОМОТОРНЫХ ЛОКОМОТИВОВ НА ПРИМЕРЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ТПС, ОПРЕДЕЛЕНЫ КРИТЕРИИ ОТБОРА ТПС ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ПО ПЕРЕВОДУ ТЕПЛОВОЗОВ НА ГАЗОДИЗЕЛЬНЫЙ ЦИКЛ, ПРИВЕДЕН ОПЫТ АО «ВНИКИ» ПО РАЗРАБОТКЕ И МОДЕРНИЗАЦИИ ГАЗОМОТОРНЫХ ЛОКОМОТИВОВ. В ЗАКЛЮЧЕНИИ КОНСТАТИРУЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗВИТИЯ НАПРАВЛЕНИЙ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ЗАТРАТ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА, ПОДКРЕПЛЕННАЯ РЕСУРСНЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ РОССИИ И ВОЗМОЖНОСТЬЮ ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ СМЕНЫ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ГАЗОВОЕ ДЛЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ПОДВИЖНОГО СОСТАВА

THE ARTICLE COMPARES THE FUEL AND ENERGY RESOURCES OF AUTONOMOUS LOCOMOTIVES OF RUSSIAN RAILWAYS IN RELATION TO THE CONSUMPTION OF NATURAL GAS IN RUSSIA BY 2030, DESCRIBES THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF USING NATURAL GAS AS A MOTOR FUEL IN COMPARISON WITH DIESEL FUEL, THEIR PHYSICAL DISTINCTIVE FEATURES SUCH AS THE DIFFERENCE IN THE VALUE OF THE MINIMUM HEAT OF COMBUSTION AND DENSITY, AS WELL AS THE EFFECT OF THESE PARAMETERS ON THE DESIGN OF LOCOMOTIVES. THE ARTICLE COMPARES THE USE OF COMPRESSED AND LIQUEFIED NATURAL GAS IN CONDITIONS OF TRACTION ROLLING STOCK, GAS TREATMENT SYSTEMS FOR LOCOMOTIVES, BOTH COMPRESSED AND FOR LIQUEFIED AGGREGATE STATE OF GAS FUEL, AS WELL AS THEIR DIFFERENCES AND THE NECESSARY COMPOSITION OF THE EQUIPMENT, METHODS OF PLACING THE GAS STOCK ON BOARD THE TRS. THE POSSIBLE TYPES OF GAS ENGINE LOCOMOTIVES ARE PRESENTED ON THE EXAMPLE OF THE PROMISING PROJECTS OF THE TRS, THE CRITERIA FOR THE SELECTION OF THE TRS FOR THE MODERNIZATION OF THE TRANSFER OF DIESEL LOCOMOTIVES TO THE GAS-DIESEL CYCLE ARE PRESENTED. THE ARTICLE DESCRIBES THE EXPERIENCE OF JSC VNIKI FOR THE DEVELOPMENT AND MODERNIZATION OF GAS ENGINE LOCOMOTIVES. IN CONCLUSION, THE NEED TO DEVELOP DIRECTIONS TO REDUCE COSTS AND ENVIRONMENTAL CARRYING CAPACITY USING NATURAL GAS AS A MOTOR FUEL SUPPORTED BY THE RESOURCE OPPORTUNITIES OF RUSSIA AND THE POSSIBILITY OF TECHNICAL IMPLEMENTATION OF THE DIESEL FUEL REPLACEMENT WITH GAS FUEL FOR RAILWAY ROLLING STOCK

Ключевые слова: природный газ, криогенная и газовая арматура, газотурбовоз, газомоторный локомотив, газ-дизельные тепловозы, газодизельный цикл, КПГ, СПГ.

Прогноз потребления природного газа (далее – газ) в России к 2030 г. определен на уровне 372 846 тыс. т, и, при условии полного перевода автономной тяги ОАО «РЖД» на газомоторное топливо, его доля составит не более 1% от общероссийского, а значит, при данных потенциальных возможностях РФ, экономических и экологических преимуществах газа в качестве моторного топлива, потенциал газомоторных локомотивов является неисчерпаемым.

Газ или дизельное топливо?

Экономические и экологические преимущества использования природного газа

Одним из основных преимуществ перехода на газ является его стоимость. При величине 50% от стоимости дизельного топлива в массовом отношении возможна экономия на топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) до 40%. Лимитная стоимость газомоторных локомотивов несколько выше их дизельных аналогов, но благодаря экономии на ТЭР стоимость их жизненного цикла становится ниже. Снижение стоимости газа ниже 50% позволит повысить привлекательность газомоторных проектов за счет возможности увеличения лимитной

ФАКТЫ

40%

составляет экономия на энергетических ресурсах при использовании газа в качестве топлива

стоимости, а значит вопрос снижения цены газа остается открытым.

Кроме того, газовое топливо компонентно более чистое, что положительно сказывается на ресурсе ДВС, стоимости и времени его ремонта.

Использование природного газа в качестве моторного топлива для тягового подвижного состава (ТПС) значительно снижает нагрузку на окружающую среду по оксидам азота и ведет к уменьшению выбросов парниковых газов на 25%.

Испытания показали, что при использовании локомотивов, работающих только на природном газе, происходит снижение выбросов оксидов азота NO_x по сравнению с дизельными аналогами (более чем на 80%) и практически полному отсутствию дымности (табл. 1).



ТАБЛИЦА 1. Экологические показатели силовых установок

Параметр	Для ТПС и МВПС с двигателями, поставленными на производство (по ГОСТ 33754-2016)			Газотурбинный двигатель НК-361	Газовый двигатель 491ГД
	с 2000 до 2020 гг.	с 2020 до 2025 гг.	с 2025 г.		
NO _x , г/кВт·ч	12	7,4	4	0,6	2,0
CO, г/кВт·ч	3,5	3,5	1,5	0,8	3,5
Твердые частицы (сажа), г/кВт·ч	Не нормируется			Следы	

Отличия газа от дизеля и их влияние на конструкцию тягового подвижного состава

Несмотря на столь явные преимущества, применение природного газа на железнодорожном транспорте несколько осложнено его отличительными физико-химическими свойствами относительно дизеля – энергоемкостью и плотностью.

Минимальная теплота сгорания природного газа марки Б по ГОСТ Р 56021-2014 для двигателей внутреннего сгорания допускает значения 45,4...52,6 МДж/кг. Анализ, выполненный АО «ВНИКТИ» в течение 2014–2020 гг. при заправке газомоторных локомотивов от поставщиков четырех различных регионов, показал устойчивое среднее значение около 49 МДж/кг, что и принималось при выполнении причастных расчетов. Аналогичный параметр дизеля составляет 42,7 МДж/кг (табл. 2). Очевидно, что энергоемкость газа больше на 12%.

Данное преимущество является достаточно субъективным, т.к. большая энергоемкость газа несет в себе:

- большую термическую нагрузку для деталей и узлов ДВС;
- необходимость изменения системы охлаждения.

Кроме того, плотность дизельного топлива 860 кг/м³ для летних условий и 840 кг/м³ для зимних. Плотность сжиженного природного газа (СПГ) составляет в среднем 420 кг/м³. Т.е. меньшая плотность газа влечет необходимость резервирования на ТПС больших объемов для хранения газа, чем для ДТ при аналогичном запасе хода. А это, в свою очередь, влечет за собой необходимость использования более плотной компоновки оборудования или увеличения геометрических размеров локомотива.

ТАБЛИЦА 2. Физические отличия природного газа от дизельного топлива

Вид топлива	Энергоемкость, МДж/кг	Плотность, кг/м ³	Энергоемкость, МДж/м ³	Объем относительный при равной энергоемкости, ед.
СПГ	49,0 (45,4...52,6)	420	20 580	1,78
ДТ	42,7	860 (840...860)	36 722	1,00

ФАКТЫ

На **12%** энергоемкость газа больше, чем у дизеля

СПГ и КПГ

Преимущества и недостатки СПГ и КПГ

Требования к сжиженному природному газу (СПГ) определяются ГОСТ 27577-2000, к СПГ – ГОСТ Р 56021-2014.

Природный газ в использовании является более безопасным, чем любой другой вид топлива из-за своих физико-химических свойств, т.к. пожароопасен только при концентрации в окружающем воздухе 5–15%, для поджига требуется искра с большей энергией, при утечке уходит вверх, не образуя взрывоопасной концентрации, не ядовит, при нахождении в жидком агрегатном состоянии не воспламеняется, при вдыхании не вызывает отравления.

С точки зрения хранения и размещения на локомотиве и стоимости размещения наиболее эффективным является СПГ.

Объем газа при сжижении (СПГ) уменьшается в 600 раз при давлении 3...10 кг/см², объем газа при сжатии (КПГ) – в 250...350 раз при давлении 250...350 кг/см², увеличивая при этом опасность такого объекта из-за высокого давления в топливных баллонах.

Размещение на борту локомотива СПГ более чем в два раза дешевле размещения аналогичного количества КПГ.

Возникновение утечек газа при КПГ не всегда возможно обнаружить без использования газоанализирующих устройств, в то время как утечка СПГ всегда сопровождается локальным образованием характерно направленного «белого пара» и обмерзанием места утечки «шубой инея». Малые утечки СПГ могут самогерметизироваться за счет конденсации атмосферной влаги

на поверхности трубопровода. Оперативное устранение нарушения герметичности возможно путем наложения на поврежденный участок мокрых материалов на тканевой основе, что приведет к обмерзанию последних и восстановлению требуемой герметичности.

Единственным неоспоримым преимуществом КПГ перед СПГ является простота системы газоподготовки. Для КПГ это:

- комплект газовых баллонов высокого давления;
- запорная газовая арматура (вентили, клапаны отсечные, клапаны предохранительные) нормального климатического исполнения;
- редуктор понижения давления газа до рабочего давления силовой установки (3...10 атм. для поршневых двигателей и до 40 атм. для газотурбинных двигателей);
- газовый ресивер для компенсации возможных пульсаций газа;
- газовый дозатор.

В то же время для работы на СПГ требуется:

- криогенная емкость для хранения и подачи СПГ, представляющая собой двустенный сосуд с вакуумной теплоизолирующей оболочкой и собственными криогенными и газовыми коммуникациями;
- атмосферный испаритель СПГ для поднятия давления в криогенной емкости при необходимости;
- запорная криогенная арматура, в отличие от газовой, рассчитанная на работу при температурах до -160 °С;
- теплообменник основной – продуктовый испаритель, для перевода газа из жидкого в газообразное агрегатное состояние, требующий подвода заданного количества тепла от ДВС локомотива или независимого бортового источника.

ФАКТЫ

КПГ

лучше применять в тех случаях, когда запас хода не имеет существенного значения для подвижной единицы или время работы под нагрузкой минимально

В случае если рабочее давление топлива на входе в ДВС ниже давления в криогенной емкости, то после теплообменника основного используется пневматическая схема как и КПГ: редуктор – газовый ресивер – газовая запорная арматура – газовый дозатор.

Если величина давления газа на входе в ДВС должна быть выше давления в криогенной емкости, то дополнительно требуется использование повышающего давление криогенного поршневого насоса, который, в свою очередь, является сложным специализированным изделием.

Применение КПГ оправдано в тех случаях, когда запас хода не имеет существенного значения для подвижной единицы или время работы под нагрузкой минимально (маневровая работа или пригородное пассажирское движение).

СПГ на тяговом подвижном составе
Размещение на борту ТПС

Для различных видов ТПС задача размещения запаса газа имеет отличные друг от друга решения:

- для локомотивов по типу газотурбовоза ГТ1h, имеющих мощную силовую установку только в одной секции, запас

СПГ на ТПС: размещение на борту ТПС

В составе бустерной секции, не имеющей силовой установки



В составе единственной тяговой секции:

• под кузовом



Отдельная тендерная секция



• на кузове



Виды газомоторных локомотивов на примере перспективных проектов ТПС

Магистральный газотурбовоз на базе 2Т335



Магистральные тепловозы 2Т335АГ и 2Т330АГ



Маневровые тепловозы



СПГ возможно разместить во второй секции, свободной от размещения силовой установки. При этом использование тендерной секции не требуется, но допустимо с целью увеличения запаса хода данного типажа;

- для двух и более секционных газовых локомотивов, располагающих силовыми установками в каждом кузове, необходимо введение в состав локомотива тендерной секции, на которой и будет размещаться запас СПГ и частично элементы системы газоподготовки;
- для односекционных локомотивов расположение запаса СПГ возможно только в габаритах единственной секции. Расположение запаса газа возможно как над главной рамой, так и под ней. В обоих случаях запас СПГ будет существенно ограничен, либо для его увеличения потребуются конструктивные изменения главной рамы – увеличение ее длины.

Виды газомоторных локомотивов

Работа автономного локомотива возможна как полностью на природном газе – это газопоршневые тепловозы и газотурбовозы, так и частично по газодизельному циклу с сохранением возможности использования только дизельного топлива.

Газотурбовоз возможно выполнить только в двухсекционном варианте, а для любого типа газовых магистральных тепловозов будет обязательным наличие тендерной секции с запасом газа, которая должна располагаться между тяговыми секциями, что исключает использование односекционных магистральных локомотивов.

Маневровые тепловозы на природном газе также практически реализуемы и экономически

ФАКТЫ

На **25%**

уменьшается выброс парниковых газов при использовании природного газа в качестве моторного топлива для тягового подвижного состава

целесообразны, но с оговоренным выше ограничением по запасу топлива на борту.

Использование газопоршневых тепловозов, работающих только на газе, более эффективно, но требует применения на локомотиве специализированного газового двигателя и возможной перепроектировки имеющихся типов локомотивов, что будет целесообразнее реализовывать при постройке.

Модернизация существующих магистральных тепловозов

Для реализации на тепловозах газодизельного цикла достаточно выполнить модернизацию имеющегося штатного дизельного двигателя, установки газового оборудования в секции тепловоза, а также системы управления двигателем и локомотивом. Выполнение модернизации менее затратно, чем постройка нового локомотива.

Для парка ОАО «РЖД» оптимальным будет являться оба направления: закупка новых газопоршневых локомотивов (для восполнения списанного парка) и модернизация для работы по газодизельному циклу эксплуатируемых тепловозов.

Модернизация существующих магистральных тепловозов

2ТЭ116УГ



2ТЭ25КГ



3ТЭ25К2МГ



Из-за специфики рода службы среднеэксплуатационный коэффициент замещения дизельного топлива природным газом газодизельных магистральных тепловозов будет составлять 0,65, в то время как для маневровых машин он фактически меньше, чем у магистрального, более чем в два раза.

Модернизацию тепловозов для работы по газодизельному циклу возможно выполнять как отдельно, так и при проведении ТР-3, СР, КР. При модернизации основные материальные затраты приходятся на долю тендерной секции с криогенной емкостью, в связи с чем срок окупаемости модернизации магистрального локомотива на газодизельный цикл соотв. 6–8 лет.

Критериями наилучшего экономического выбора эксплуатируемых магистральных локомотивов для модернизации на газодизель являются:

- остаточный срок службы после модернизации более 10 лет;
- наличие микропроцессорной системы управления;
- наличие двух и более тяговых секций.

Под условия закупки после 2024 г. только газопоршневых локомотивов подходят вновь строящиеся магистральные грузовые тепловозы 2ТЭ25КМ и 3ТЭ25К2М, 2ТЭ35А, а также маневровые тепловозы ТЭМ29, ТЭМГ1, ТЭМ31 и ЭМКА2.

Критериям выполнения модернизации на газодизель удовлетворяют тепловозы 2ТЭ116У, 2ТЭ116УГ и УД, 2ТЭ25А, 2ТЭ25АМ, 2ТЭ25К, а также 2ТЭ25КМ и 3ТЭ25К2М постройки до 2025 г.

Опыт АО «ВНИКТИ»

АО «ВНИКТИ» имеет реальный опыт разработки как магистральных, так и маневровых локомотивов для работы на природном газе. Это газотурбовозы ГТ1h и маневровый тепловоз ТЭМ19.

ФАКТЫ

6-8 лет

– срок окупаемости газодизельной модернизации тепловоза

Также в разработке института находятся варианты модернизации как магистральных, так и маневровых локомотивов – 2ТЭ116У для работы по газодизельному циклу и ТЭМ18 для работы в газопоршневом цикле, выполняется оценка конструкционного потенциала перевода на газ специального подвижного состава.

Закключение

Применение в РФ газомоторных локомотивов диктуется векторами развития, направленными на уменьшение экологической нагрузки, ТЭР ТПС и подкреплена природными особенностями нашей страны – достаточным наличием и доступностью природного газа.

Конструктивно применение газа возможно практически для всех видов и типов ТПС, что подтверждено опытом АО «ВНИКТИ». Для расширения применения природного газа в ОАО «РЖД» следует исследовать возможности перевода на газ не только ТПС, но и специального железнодорожного подвижного состава. ●

KEYWORDS: natural gas, cryogenic and gas fittings, gas turbine locomotive, gas engine locomotive, gas piston diesel locomotives, gas diesel cycle, CNG, LNG.

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР ЯМАЛЬСКОГО ФИЛИАЛА ССК ВЫРАЗИЛ БЛАГОДАРНОСТЬ БУРОВИКАМ за высокие достижения в работе

Антонина Кузнецова
АО «Сибирская Сервисная
компания»,
специалист пресс-службы



УДК 622

Заслуженную награду за безаварийное ведение работ и сокращение сроков строительства скважины на кустовой площадке № 4 Харбейского месторождения буровой бригаде Ямальского филиала АО «ССК» вручил лично генеральный директор ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» Сергей Михайлович Васильев.

« Благодарность от заказчика, безусловно, имеет для нас очень большое значение и служит стимулом для дальнейшей еще более плодотворной работы, – поделился **мастер лучшей буровой бригады-2020 Александр Михайлович**. – Вдвойне приятно, что претендентов на награду, представляющих разные подрядные организации, было несколько десятков. Ямальский филиал Сибирской Сервисной Компании уверенно вошел в число эффективных подрядчиков, что является результатом последовательной работы всех подразделений предприятия в тесном взаимодействии с заказчиком».

С начала текущего года передовой буровой бригадой построены четыре скважины для ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», это в общей сложности 19 100 метров проходки. Показательной стала высокотехнологичная горизонтальная скважина глубиной по стволу 5 217 метров и длиной горизонтального участка 1 757 метров, пробуренная на Харбейском НГКМ. Работа велась в строгом соответствии с требованиями заказчика и правилами производственной и экологической безопасности.

Всего же за первое полугодие текущего года общая проходка в целом по филиалу составила 90 677 метров, что на 39,08% выше показателей за аналогичный период прошлого года. За отчетный период построены и переданы заказчиком 24 скважины. Из них шесть – для ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». Рекордной стала скважина № 5004 на кустовой площадке 50 Восточно-Таркосалинского месторождения с 20-стадийным МГРП, построенная еще одной образцовой бригадой Ямальского филиала, лидером производственного соревнования-2019.



ФАКТЫ

90 677 м

составила общая проходка в целом по филиалу за первое полугодие текущего года

5 217 м

глубина по стволу показательной высокотехнологичной горизонтальной скважины, пробуренной на Харбейском НГКМ

« Строительство данной скважины осуществлялось с применением роторно-управляемой системы «Geo-Pilot» компании «Halliburton» и соблюдением всех технических нормативов, – рассказал **руководитель проекта Ямальского филиала ССК Александр Пась**. – Фактическая ее длина составила 5254 метра, отход от вертикали равен 3 070 метрам, протяженность горизонтального участка – 1 425 метров, пилотного ствола – 242 метра. Работа была завершена за 32,75 суток».

Стоит отметить, что Ямальскому филиалу не только удалось побить собственный рекорд, но и максимально сократить непроизводительное время, а также свести к минимуму допущение даже самых незначительных нарушений, что положительно сказалось на оценке работы подрядной организации заказчиком.

« Плодотворное и взаимовыгодное сотрудничество ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» с Сибирской Сервисной Компанией продолжается более 10 лет, – подчеркнул **начальник управления бурения компании Денис Долматов**. – Буровые бригады Ямальского филиала ССК, привлеченные к производству работ на месторождениях «НОВАТЭКа», уже стали частью нашей команды. Инженерно-технический персонал отлично знает требования заказчика, особенности и специфику бурения в регионе, что обеспечивает своевременное выполнение производственной программы. Мы планируем продолжать наше сотрудничество». ●

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ

при расчете фактической траектории горизонтальной скважины

Сребродольская Мария Андреевна
старший преподаватель кафедры ГИС,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Блоцкая Александра Игоревна
студентка кафедры ГИС,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ЗАМЕРОВ ИНКЛИНОМЕТРИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ЧЕРЕЗ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ПРОМЕЖУТКИ ГЛУБИНЫ ПО СТВОЛУ ВОЗНИКАЕТ ПРОСТРАНСТВЕННАЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ПОЛОЖЕНИЯ ЕЕ СТВОЛА. В РАБОТЕ ПОКАЗАНО, ЧТО ПРИ РАСЧЕТЕ КООРДИНАТ СКВАЖИНЫ НЕОБХОДИМО УЧИТЫВАТЬ РЕЖИМЫ ЕЕ БУРЕНИЯ (СЛАЙДИРОВАНИЯ ИЛИ С ВРАЩЕНИЕМ) И ИСПОЛЬЗОВАТЬ ДЛЯ НИХ РАЗНЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА. В ПРОТИВНОМ СЛУЧАЕ ПОГРЕШНОСТЬ МОЖЕТ ДОСТИГАТЬ 3,5 М И БОЛЕЕ

WHEN TAKING DEVIATION SURVEY MEASUREMENTS IN HORIZONTAL WELLS AT SIGNIFICANT INTERVALS OF DEPTH ALONG THE WELLBORE, DIMENSIONAL UNCERTAINTY OF THE POSITION OF ITS WELLBORE ARISES. THE PAPER SHOWS THAT WHEN CALCULATING THE COORDINATES OF A WELL, IT IS NECESSARY TO ACCOUNT FOR THE MODES OF ITS DRILLING (SLIDING OR WITH ROTATION) AND USE DIFFERENT CALCULATION METHODS FOR THEM. OTHERWISE, THE ERROR MARGIN MAY REACH 3.5 M OR MORE

Ключевые слова: горизонтальная скважина, метод минимальной кривизны, траектория скважины, слайдирование, бурение с вращением, коррекция кривизны ствола скважины, интенсивность искривления ствола скважины.

Горизонтальные скважины на территории Российской Федерации бурятся по одной бурильной трубе (как правило, длиной 12 м) или по одной свече (связка из двух бурильных труб длиной 24 м). Замеры инклинометрии делаются по окончании бурения каждой трубы или свечи. В связи с этим наблюдается проблема неопределенности действительной траектории скважины, рассчитанной по показаниям инклинометра (зенитному углу и азимуту) через такие значительные промежутки. В процессе бурения при вращении бурильной колонны по гидравлическому каналу связи могут передаваться дополнительные промежуточные замеры зенитного угла, которые позволяют заметно уточнить траекторию бурящейся скважины, однако это производится только в случае особой необходимости. При этом неопределенность в расчете пространственного положения горизонтальной скважины в процессе бурения может привести к потере эффективного ствола (уменьшению коэффициента вскрытия пласта). Эта проблема чаще всего наблюдается при бурении горизонтальных скважин на слабоизученных месторождениях или в пластах малой мощности [2].

При бурении горизонтальной скважины винтовым забойным двигателем применяются два режима бурения: слайдирование и бурение с вращением. При слайдировании происходит набор зенитного угла, а при бурении с вращением зенитный угол скважины сохраняется постоянным, что необходимо учитывать при расчете координат скважины.

Для того чтобы минимизировать неопределенность в расчете траектории скважины, авторами была рассмотрена методика учета режимов бурения горизонтальной скважины при расчете ее фактической траектории.

Целью исследования являлось изучение погрешностей расчета траектории ствола горизонтальной скважины, возникающих вследствие

- I) применения различных методов расчета координат скважины;
- II) не учета режимов бурения.

Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи: изучение методики коррекции кривизны скважины; применение методики на нескольких горизонтальных скважинах с учетом режимов бурения на их отдельных участках; анализ полученных результатов.

ФАКТЫ

3,5 м

и более может достигать погрешность при расчете координат скважины, если не учитывать режимы ее бурения

Применяемая методика основана на том, что на участках горизонтальной скважины, пробуренных с набором зенитного угла или с вращением компоновки низа бурильной колонны (КНБК), необходимо применять разные формулы расчета траектории. На интервалах слайдирования необходимо проводить расчеты координат по методу минимальной кривизны, а на интервалах с вращением – тангенциальным.

Объектом исследования являлись шесть горизонтальных скважин, пробуренных в Пермском и Красноярском краях, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах.

Этапы работы

Первым этапом работы являлось сравнение методов расчета координат на примере скважин № 1, 2, 3 для того, чтобы проследить, на сколько могут отличаться результаты определения широты, долготы и глубины скважины в зависимости от выбранного метода и от частоты снятия замеров инклинометрии.

На втором этапе производился учет режимов бурения в горизонтальных скважинах № 4, 5, 6 для практической оценки величины вероятной ошибки в определении координат положения забоя.

Методы расчета координат горизонтальной скважины

В настоящей работе был применен ряд методов расчета координат скважин.

Тангенциальный метод (ТАНГ). Используются только последние данные замера зенитного



угла и азимута без учета предыдущих, что не обеспечивает реального представления о траектории скважины за исключением участков стабилизации зенитного угла и азимута.

Метод среднего угла (CP). Этот метод предполагает усреднение углов (зенитного угла и азимута) в двух последовательных точках замера. Кроме того, предполагает, что длина интервала равна кратчайшему расстоянию между точками.

Сбалансированный тангенциальный метод (СБТАНГ). Интервал между двумя последовательными точками замера делится на два отрезка прямой линии. Для каждого участка определяют приращение координат тангенциальным методом. Результирующие приращения находят как сумму приращений координат для верхнего и нижнего участков. В данном методе погрешности предыдущего вычисления компенсируются текущим.

Метод минимальной кривизны (ММК). В этом методе участок реальной кривой ствола скважины, расположенный между двумя последовательными точками замера, эффективно заменяется сферической дугой. Стоит отметить, что данный метод является наиболее точным среди всех для определения координат ствола скважины, поэтому является отраслевым стандартом. Формулы (1–5), которые используются для расчетов по этому методу, приведены ниже [3]:

$$\Delta x = \frac{\Delta MD}{2} \times [\sin I_1 \times \sin A_1 + \sin I_2 \times \sin A_2] \times RF, \quad (1)$$

$$\Delta y = \frac{\Delta MD}{2} \times [\sin I_1 \times \cos A_1 + \sin I_2 \times \cos A_2] \times RF, \quad (2)$$

$$\Delta z = \frac{\Delta MD}{2} \times [\cos I_1 + \cos I_2] \times RF, \quad (3)$$

$$RF = 360^\circ \times \tan(DL/2) \times [DL/\pi]^{-1}, \quad (4)$$

$$DL = \cos^{-1}[\cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \sin I_2 (1 - \cos(A_2 - A_1))], \quad (5)$$

где Δx , Δy , Δz – смещение на Север, Восток и по вертикали соответственно;

ΔMD – длина интервала между замерами;

I и A – зенитный угол и азимут в точках замера 1 и 2;

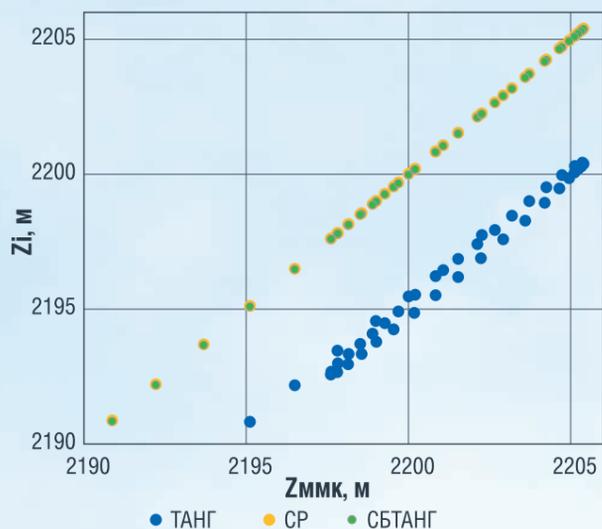
RF – коэффициент пропорциональности;

DL (Dog-leg) – кривизна [3].

РИС. 2. Вертикальные проекции скважины № 1, полученные различными методами



РИС. 1. Сопоставление глубин, рассчитанных по различным методам Zi (м), с глубиной по методу минимальной кривизны Z (м) для горизонтальной скважины № 1



ФАКТЫ

Смещение
X Y
по X и по Y
также необходимо
рассчитывать
с учетом режимов
бурения, чтобы
минимизировать
погрешности

Из формул (4 и 5) видно, что на участках стабилизации зенитного угла и азимута, когда $I_1 = I_2$ и $A_1 = A_2$, происходит проблема деления на 0, что делает метод неприменимым на участках бурения с вращением (стабилизации зенитного угла).

I. Сравнение результатов расчетов координат горизонтальных скважин

По перечисленным выше методам были рассчитаны координаты горизонтальных скважин №1, 2, 3 с целью оценки расхождений между результатами расчетов (рис. 1, 2, 3, 4; табл. 1). Графики приведены на примере скважины № 1.

Из графиков сопоставления глубин Zi (рис. 1), рассчитанных разными способами, и вертикальных проекций вблизи забоя горизонтальной скважины (рис. 2) видно, что глубины по методам среднего угла и сбалансированного тангенциального в скважине № 1 обладают тесной сходимостью с глубиной по методу минимальной кривизны, в то время как глубина по тангенциальному методу значительно меньше по абсолютной величине.

Были рассчитаны погрешности глубин, определенных разными методами, относительно глубин по методу минимальной кривизны (ΔTVD) и построен график их изменения с глубиной по стволу (MD) для скважины № 1.

РИС. 3. Анализ расхождений глубин скважины № 1, рассчитанных различными методами, с глубиной по методу минимальной кривизны в зависимости от глубины по стволу

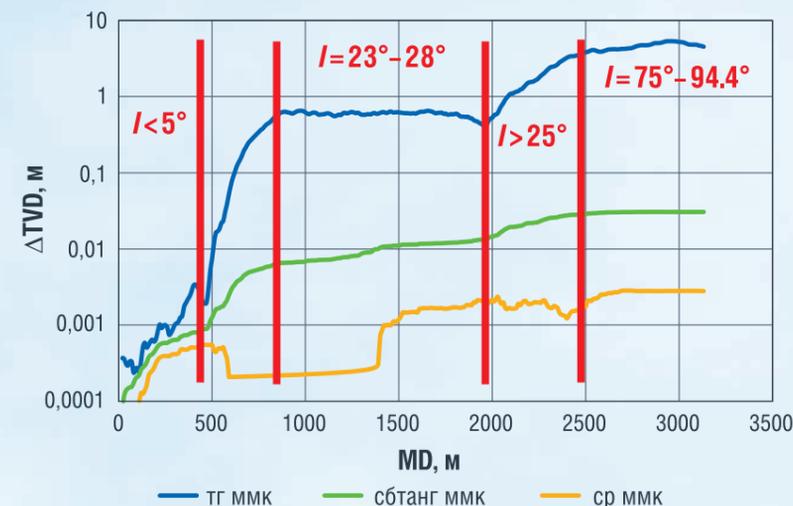


РИС. 4. Горизонтальные проекции скважины № 1, полученные различными методами



На графике отмечены участки скважины с различными величинами зенитного угла I . Погрешность расчета по тангенциальному методу в данной скважине значительно возрастает при наборе угла более 5° и достигает 1 м при 28° , а на забое – 4,52 м. В интервалах постоянного зенитного угла погрешность по тангенциальному методу не меняется, а при его падении снижается.

В таблице 1 представлены координаты забоя скважин № 1, 2, 3, определенные разными методами. По широте и долготе указаны величины смещения от устья. Также приведены величины погрешностей координат относительно метода минимальной кривизны – отраслевого стандарта. На рисунке 4 – горизонтальные проекции скважины № 1, полученные разными методами.

Горизонтальные проекции скважины № 1 близки друг к другу (рис. 4), однако координаты положения забоя могут значительно отличаться (табл. 1), в первую очередь из-за расхождений по глубине, описанных ранее.

По результатам анализа всех рассмотренных скважин (табл. 1) сделан ряд выводов. Наибольшие расхождения между методами наблюдаются по координате Y.

Наибольшие погрешности относительно метода минимальной кривизны получены в целом в скважине № 2, в которой замеры

ТАБЛИЦА 1. Координаты забоя скважин № 1, 2, 3, определенные разными методами

Скв.	Метод	Zз, м	ΔZз, м	Xз, м	ΔXз, м	Yз, м	ΔYз, м
1	Минимальной кривизны	2202,26		-869,94		-1288,79	
	Тангенциальный	2197,74	4,52	-871,00	1,06	-1293,62	4,83
	Сбалансированный тангенциальный	2202,23	0,03	-869,92	-0,02	-1288,76	-0,03
	Среднего угла	2202,26	0,00	-870,05	0,11	-1289,70	0,91
2	Минимальной кривизны	2081,33		923,07		-63,98	
	Тангенциальный	2069,48	11,85	928,81	-5,74	-74,25	10,27
	Сбалансированный тангенциальный	2081,08	0,25	922,94	0,13	-64,00	0,02
	Среднего угла	2081,27	0,06	926,20	-3,13	-102,14	38,16
3	Минимальной кривизны	1879,38		-427,73		458,62	
	Тангенциальный	1871,77	7,61	-428,42	0,69	469,92	-11,3
	Сбалансированный тангенциальный	1879,19	0,19	-427,67	-0,06	458,55	0,07
	Среднего угла	1879,33	0,05	-427,77	0,04	434,09	24,53

инклинометрии производились каждую свечу (24 м), по сравнению со скважинами № 1 и 3, в которых замеры снимались каждую трубу (12 м). Также стоит отметить, что скважина № 2 бурилась с роторной управляемой системой (РУС) и не имела интервалов стабилизации зенитного угла, а скважины № 1 и 3 бурились с винтовым забойным двигателем (ВЗД).

В скважинах № 2 и 3 отмечены более существенные отличия в горизонтальных проекциях, чем в скважине № 1. Причем в них самые большие погрешности относительно метода минимальной кривизны наблюдаются не по тангенциальному методу, как в скважине № 1, а по методу среднего угла.

II. Учет режимов бурения горизонтальных скважин

Как было показано выше, результаты оценки координат горизонтальной скважины в значительной степени зависят от принятого метода расчета. Метод минимальной кривизны принят как отраслевой стандарт, однако только его использование для расчета координат на протяжении всего ствола горизонтальной скважины вне зависимости от ее угла и азимута не отражает фактическую траекторию ствола. Для того, чтобы

РИС. 5. Сравнение глубин, рассчитанных по методам минимальной кривизны и тангенциальному, с глубиной, определенной с учетом режимов бурения для скважины № 4

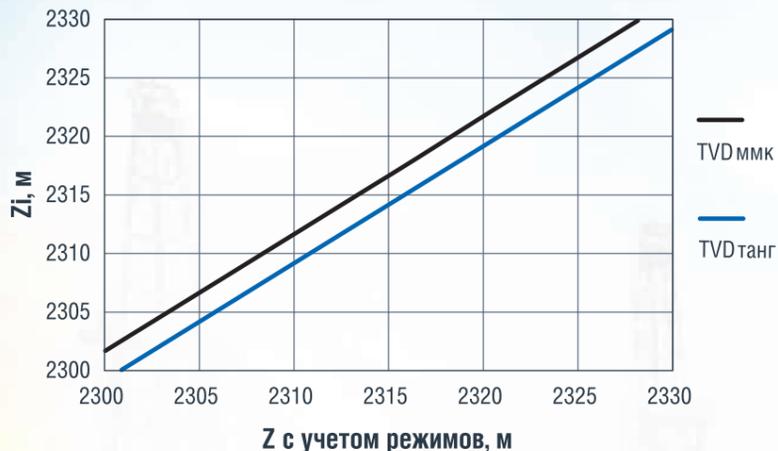
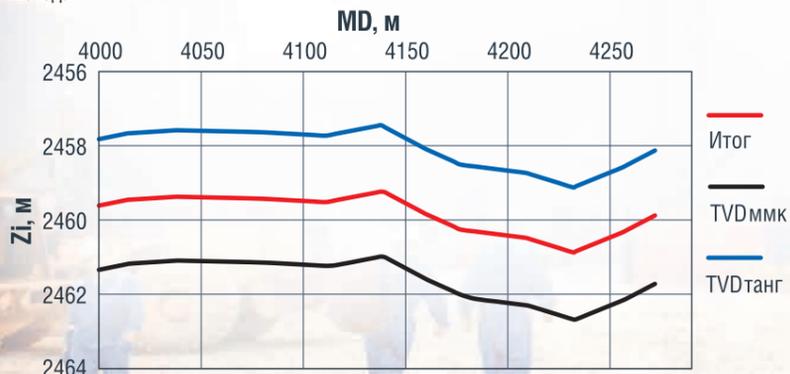


РИС. 6. Вертикальные проекции ствола скважины № 4, полученные различными методами



ФАКТЫ Метод

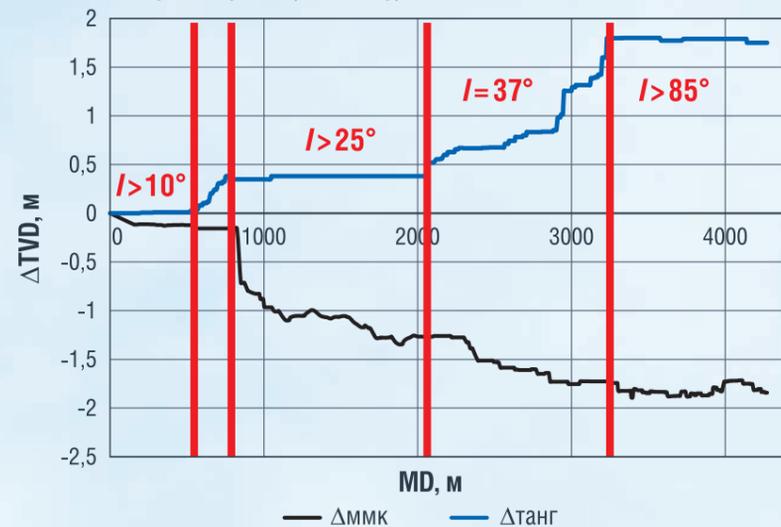
минимальной кривизны следует применять при расчете координат на интервалах слайдирования, а на интервалах с вращением – тангенциальный метод

описать истинные координаты горизонтальной скважины, необходимо учитывать режимы бурения, которые соблюдались при ее строительстве. Для этого авторами при оценке траектории горизонтальных скважин № 4, 5, 6, пробуренных с ВЗД, применялась коррекция кривизны ствола скважины Local DLS (dogleg severity – интенсивность искривления ствола скважины).

Процесс Local DLS позволяет точно рассчитать извилистость траектории ствола скважины между последовательными замерами инклинометрии путем анализа и контроля данных управления процессом бурения (режимы – направленный/с вращением). По данным полевых отчетов, заполняемых инженерами по направленному бурению, которые называются slide sheets, были выделены интервалы слайдирования (интервалы бурения с набором зенитного угла) и бурения с вращением КНБК. На интервалах слайдирования при расчете координат скважин применялся метод минимальной кривизны, так как на этих участках у скважины изменяется зенитный угол. На интервалах бурения с вращением предполагается, что угол скважины сохраняется постоянным и этот участок скважины аппроксимируется прямой, на этом участке координаты рассчитывались по тангенциальному методу. Таким образом, используется дифференциальный подход к оценке траектории горизонтальной скважины на разных участках с учетом режимов ее бурения [4].

Данный подход был использован при определении глубин и координат горизонтальных скважин № 4, 5, 6, пробуренных на карбонатном газоконденсатном месторождении Красноярского края. В целом на месторождении пласты-коллекторы обладают достаточно большими мощностями, но зоны с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, а именно с высокой эффективной пористостью и развитой трещиноватостью, имеют ограниченное распространение по площади и глубине. Рассматриваемые скважины бурились без геонавигационного сопровождения, ввиду чего особенно важно грамотное

РИС. 7. Анализ погрешностей глубин, рассчитанных различными методами, относительно глубины с учетом режимов бурения



планирование траектории горизонтальных стволов, точное следование плану и корректная оценка фактических координат пробуренных скважин.

В указанных скважинах первоначально траектория рассчитывалась с помощью общепринятого в отрасли метода минимальной кривизны на протяжении всего ствола (а также по тангенциальному для сравнения), а затем производился расчет координат с учетом режимов бурения. Полученные траектории были сопоставлены между собой и определены расхождения между ними.

На рисунках 5 и 6 приведено сопоставление глубин и вертикальных проекций на участке скважины № 4 вблизи забоя, полученных с учетом режимов бурения (рис. 5 по оси абсцисс, рис. 6 – красная кривая «Итог») и без учета режимов бурения (рис. 5 по оси ординат, рис. 6 – синяя и черная кривые).

Также были рассчитаны погрешности глубин (ΔTVD) относительно определенных с учетом режимов бурения и построен график их зависимости от глубины по стволу (MD) (рис. 7).

Величина ошибки определения глубины горизонтальной скважины № 4 без учета режимов бурения по методу минимальной кривизны, являющегося отраслевым стандартом, достигает

ФАКТЫ Local DLS

позволяет точно рассчитать извилистость траектории ствола скважины между последовательными замерами инклинометрии путем анализа и контроля данных управления процессом бурения

-1,84 метра на забое (по тангенциальному 1,75 м), что является весьма существенным, особенно для рассматриваемого месторождения.

В таблице 2 приведены величины погрешностей определения глубины забоя горизонтальных скважин № 4, 5 и 6 относительно предлагаемого подхода для методов минимальной кривизны и тангенциального. Также указана доля ствола, пробуренного с вращением КНБК, по всей протяженности ствола скважины от устья до забоя и отдельно – в горизонтальной секции 152,4 мм.

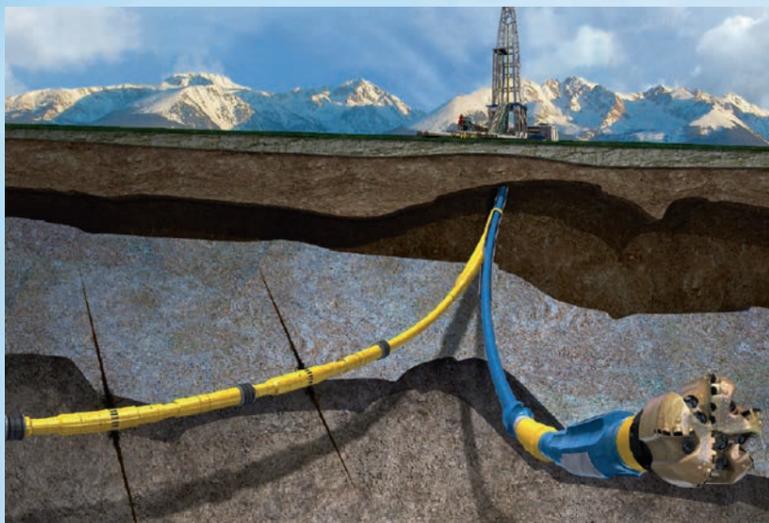
Во всех трех скважинах при строительстве преобладали участки бурения с вращением (табл. 2), которые аппроксимируются прямой (как на протяжении бурения всей скважины, так и на ее горизонтальном участке). При этом ошибка при расчете окончательной глубины забоя через метод минимальной кривизны в скважинах № 4 и 6 больше (по модулю), чем через тангенциальный, а в скважине № 5 – меньше.

В скважине № 6 ошибка по методу минимальной кривизны (отраслевому стандарту) достигает -3,53 м. То есть величина глубины, принятая для скважины № 6 в официальных документах, является завышенной (по абс.) на 3,53 м, что дает отметку глубже.

Данный пример показывает, что при бурении горизонтальной скважины и определении ее глубины исключительно по методу минимальной кривизны происходят ситуации, когда по абсолютной глубине скважина уже должна находиться на пересечении с кровлей целевого горизонта,

ТАБЛИЦА 2. Погрешности определения глубины забоя скважин № 4, 5, 6 без учета режимов бурения

Скважина	Доля бурения с вращением, %	Доля бурения с вращением в горизонте, %	Метод расчета координат	Погрешность ΔZз, м
4	78	86	Тангенциальный	1,75
			Минимальной кривизны	-1,84
5	78	83	Тангенциальный	2,08
			Минимальной кривизны	-1,09
6	65	78	Тангенциальный	0,87
			Минимальной кривизны	-3,53



но по факту так и не вошла в него, так как на самом деле располагается выше. При геонавигации в таких ситуациях приходится менять траекторию ствола скважины в процессе бурения и «искать» нужный горизонт ниже. При этом, как правило, ситуацию списывают на геологические неопределенности, тогда как в действительности ее можно было бы избежать, корректно определив координаты траектории ствола скважины с учетом режимов бурения.

Результаты определения прочностных свойств и интерпретации данных геофизических исследований скважин, произведенных в процессе бурения, также будут иметь некорректную привязку к глубине, что может сказаться на эффективности операций, которые будут проводиться в скважине или на месторождении в будущем.

Результаты оценки положения ствола горизонтальной скважины в пространстве используются при создании структурных карт и карт резервуаров, которые применяются в дальнейшем при подсчете запасов и планировании работ по эффективному извлечению углеводородов и для принятия управленческих решений на месторождении на основе этой информации. В связи с вышесказанным очень велика цена ошибки в определении фактической глубины горизонтальной скважины.

Расчеты показали, что расхождения по площади (координаты X, Y) в скважинах № 4–6 незначительные, особенно по направлению на Север.

Заключение

По проделанной работе можно сделать следующие выводы.

- Наибольшее расхождение рассчитанной глубины относительно метода минимальной кривизны наблюдается по тангенциальному методу. По координатам X и Y закономерности на наблюдаются.
- Погрешности увеличиваются с увеличением интервала снятия замера инклинометрии и с ростом зенитного угла.

ФАКТЫ Режимы бурения

необходимо учитывать при расчете фактической траектории ствола скважины вне зависимости от способа ее бурения

- Метод минимальной кривизны не применим на интервалах стабилизации зенитного угла.
- Величины погрешностей без учета режимов бурения НЕ зависят от того, какой режим бурения преобладал в скважине: слайдирования или бурения с вращением. При этом при расчете по методу минимальной кривизны забой всегда получается глубже, чем истинный (с учетом режимов бурения).
- Необходимо учитывать режимы бурения при расчете координат горизонтальной скважины, так как ошибка может достигать 3,5 метра и более, что особенно важно в сложных геологических условиях.
- На участках бурения с вращением КНБК необходимо рассчитывать координаты скважины тангенциальным методом, а на интервалах слайдирования – методом минимальной кривизны.

Стоит отметить, что, согласно исследованиям [4], при бурении с РУС рассмотренные эффекты погрешностей по глубине гораздо слабее, чем при бурении с ВЗД, но все равно присутствуют. Поэтому режимы бурения необходимо учитывать при расчете фактической траектории ствола скважины вне зависимости от способа ее бурения. ●

Литература

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с.
2. Блоцкая А.И. Учет режимов бурения горизонтальной скважины при расчете ее фактической траектории // Тезисы докладов 75-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021», 26–30 апреля 2021 г. Том 1. Москва, РГУ нефти и газа имени (НИУ) И.М. Губкина, 2021 г. С. 18–19.
3. Все про нефть и газ [Электронный ресурс]: нач. журн./ Бурение горизонтальных скважин, Методы расчетов профиля – Электр. журн. – режим доступа к журналу: <http://www.neft-i-gas.narod.ru/litera/raznoe/7/5/index.htm>
4. SPE/IADC 79917. Continuous Directional and Inclination Measurements Lead to an Improvement in Wellbore Positioning. E. J. Stockhausen, SPE, Chevron Texaco and W. G. Lesso, Jr., SPE, Schlumberger // This paper was prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 19–21 February 2003.

KEYWORDS: *horizontal well, minimum curvature method, well path, sliding, rotating, Local DLS, dogleg severity.*

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

нефтегазовых предприятий на базе программируемых логических контроллеров REGUL RX00



Автоматизация нефтяных и газовых месторождений:

- системы кустовой телемеханики;
- локальные САУ кустовых площадок (АГЗУ, БКНС, БДР и проч.);
- АСУ ТП и ПАЗ площадочных объектов;
- локальные САУ и ИВК СИКН и СИКГ;
- АСУ ТП и ПАЗ установок подготовки нефти и газа.

Автоматизация промышленных и магистральных нефте- и газопроводов:

- системы линейной телемеханики;
- АСУ ТП и ПАЗ нефте-, газоперекачивающих станций;
- системы обнаружения утечек в трубопроводах.

Автоматизация нефте-, газоперерабатывающих производств:

- АСУ ТП и ПАЗ нефте-, газоперерабатывающих установок;
- АСУ ТП и ПАЗ резервуарных парков, наливных эстакад;
- АСУ объектов общезаводского хозяйства;
- системы диспетчерского контроля и управления.

Демонстрация линейки ПЛК REGUL Rx00 на X Петербургском международном газовом форуме 5-8 октября 2021 Санкт-Петербург, Петербургское шоссе, 64/1, КВЦ «ЭКСПОФОРУМ», стенд F7, павильон F



ИНЖЕНЕРНАЯ КОМПАНИЯ ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»
620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а
тел.: +7 (343) 3-565-111
prosoftsystems.ru



РАЗРАБОТКА ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПРИБОРА НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза

Бойко Анна Максимовна
студент

Машкова Анастасия Михайловна
проректор по международной деятельности
и региональному сотрудничеству,
к.и.н.

Соловьев Николай Владимирович
зав кафедрой СТБС,
д.т.н., профессор

Щербакова Ксения Олеговна
преподаватель кафедры СТБС

Овезов Батыр Аннамухаммедович
преподаватель кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский государственный
геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе» МГРИ

В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ РАЗРАБОТКА НЕОТРОН, КОТОРАЯ НАПРАВЛЕНА НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСТОЧНИКА РЕАКЦИИ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. ИДЕЯ РАЗРАБОТКИ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В НАЛИЧИИ В ПРИБОРЕ АППАРАТУРЫ, КОТОРАЯ БУДЕТ СПОСОБНА ИНИЦИИРОВАТЬ И ОСТАНАВЛИВАТЬ СИНТЕЗ НЕЙТРОНОВ

THIS PAPER DISCUSSES THE DEVELOPMENT OF NEOTRON, WHICH AIMS TO MODERNIZE THE REACTION SOURCE FOR GEOPHYSICAL STUDIES OF WELLS. THE IDEA FOR THE INNOVATION IS THAT A DEVICE IN THE EQUIPMENT WILL BE ABLE TO INITIATE AND STOP THE SYNTHESIS OF NEUTRONS

Ключевые слова: бурение, каротаж, экология, нейтронный источник.

Сегодня во всем мире передовые нефтегазовые компании активно используют технологии каротажа в процессе бурения как для разведки новых, так и для оптимальной разработки уже эксплуатируемых месторождений [9].

С совершенствованием технологии в последние десятилетия LWD (Logging While Drilling – каротаж в процессе бурения) в настоящее время широко используется для бурения (включая геонавигацию) и оценки пласта (особенно для скважин в реальном времени и с большим углом наклона) (рис. 1).

LWD системы служат для обеспечения проводки скважины по проектной траектории, осуществляя контроль искривления, литологии, насыщения и оперативного управления бурением. LWD системы, кроме измерения инклинометрических и технологических параметров, дополнены аппаратурой для измерения свойств разбуриваемых пород. Информация о траектории ствола и свойствах разбуриваемых горных пород, получаемая в режиме реального времени, позволяет более точно направлять ствол скважины относительно интересующих коллекторов и зон различной насыщенности [10].

Модификации радиоактивного каротажа применяются с импульсными источниками нейтронов (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж) и гамма-излучения (импульсный гамма-гамма-каротаж) [8].

Возникновение какого-либо вида осложнений или аварий зависит от многих причин, главным образом, от соответствия технологии бурения геологическим условиям, а также от исправности бурового оборудования. Прихват буровой колонны – это непредвиденная потеря подвижности колонны труб вследствие: прилипания под действием перепада давления; заклинивания в желобах, в местах сужений; в результате обвала, осыпания горных пород со стенок скважины или оседания шлама за счет нарушения режима промывки, а также из-за образования сальника на буровой колонне (рис. 2). Любой прихват сопровождается затяжками буровой колонны. Затяжка буровой колонны – это кратковременная потеря подвижности буровой колонны, которая сопровождается периодическим увеличением веса на крюке. В следствие чего происходит застревание труб при проведении геофизических исследований скважин, что несет за собой прихваты и оставление

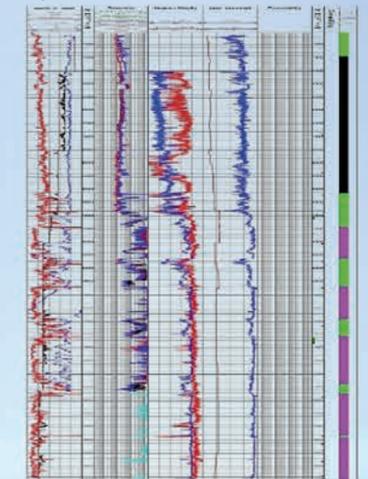
ФАКТЫ

LWD

Logging While Drilling –

технология, при которой каротаж осуществляется в процессе бурения

РИС. 1. Модуль нейтрон-нейтронного каротажа



в скважине каротажного кабеля, приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств. Этот тип – самый распространенный вид аварии во время ГИС [7].

РИС. 2. Изображение прихвата буровой колонны

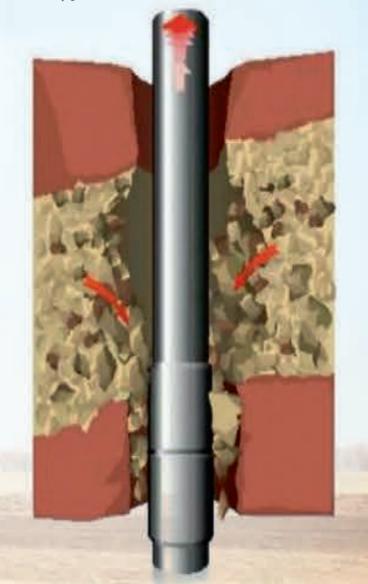


РИС. 3. Проблемы геологии и освоения недр ООО «НИИТЭК ТПУ Бурение»



Буровые компании на постоянной основе несут огромные убытки по причине прихвата бурильного инструмента:

- Трата времени на его ликвидацию;
- Потеря части бурильной колонны;
- Необходимость бурения бокового в обход, оставленного в скважине;
- Потеря скважины [3,4].

Нейтрон-нейтронный каротаж основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотности потоков тепловых нейтронов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов [4].

NeoTron разрабатывается специально для совместной работы с аппаратурой импульсного нейтронного каротажа, в его конструкции предусмотрено извлечение источника гамма-излучения в случае аварийной ситуации.

Источник в данной конструкции исследует и передает информацию об уровне пористости пласта, после процесса бурения гидравлическими забойными двигателями и передачи информации материнской телесистеме, с применением контролируемого радиоактивного излучения.

Наличие радиоактивных химических источников в случае аварии создает опаснейшую ситуацию – радиоактивное захоронение [5].

В нейтронном каротаже есть три процесса, представляющие интерес: эмиссия нейтронов, рассеяние нейтронов и поглощение нейтронов (рис. 4). Эффективность поглощения нейтронов варьируется от элемента к элементу.

Единственными элементами, которые проявляют значительное поглощение нейтронов и существуют в разумных количествах в горных породах, являются водород и хлор. В нейтронном каротаже детекторы измеряют эпитептермальные нейтроны, некоторые тепловые нейтроны и некоторые

гамма-лучи, испускаемые при поглощении нейтрона.

Чем меньше тепловых нейтронов возвращается в детектор, тем большее количество водорода находится в горной породе. Чем выше водородный индекс, тем выше пористость.

Цель разработки NeoTron — это постоянный контроль над процессом излучения нейтронов. Вылетевшая из америция альфа-частица попадает в бериллий, и он превращается в радиоактивный углерод, который избавляется от лишнего нейтрона [1, 2].

Таким образом на каждый миллион альфа-частиц, вылетевших из америция, получается всего 30 нейтронов. Свободные нейтроны не возникают естественным путем. Они образуются при бомбардировке атомов бериллия альфа-частицами из распадающегося америция.

NeoTron будет производить в 10 раз больше нейтронов при втрое большей энергии химического источника.

РИС. 4. Химическая реакция во время исследования пласта

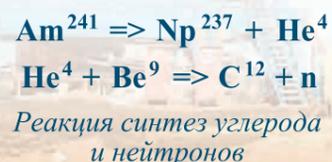
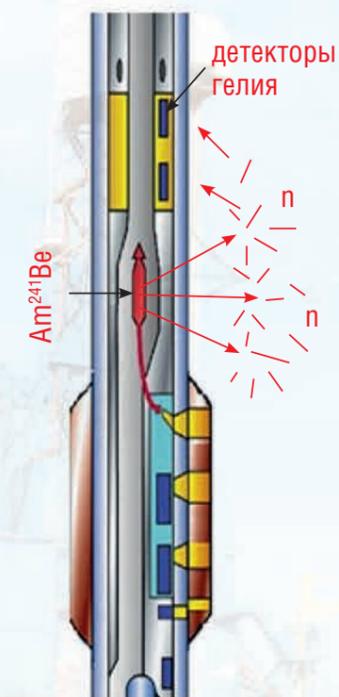
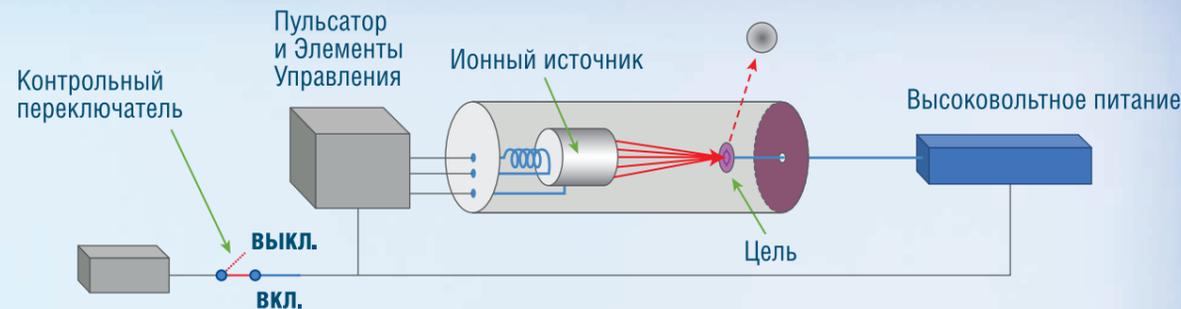


РИС. 5. Схематичное изображение комплекса NeoTron



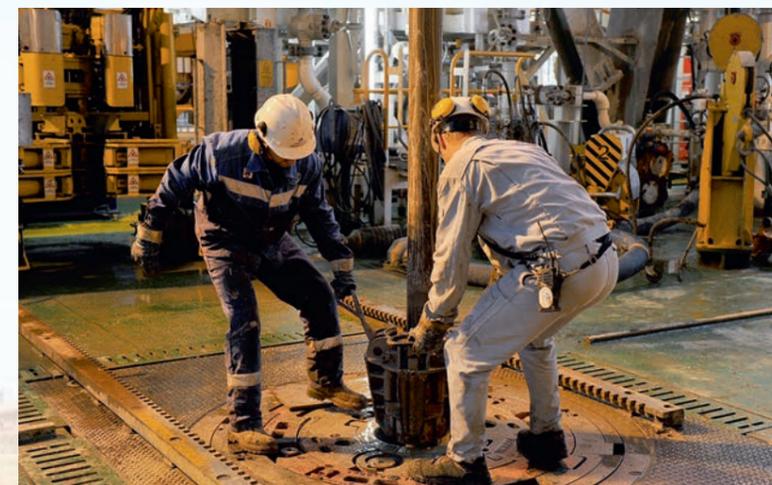
Основные технические характеристики:

- Герметичный корпус высокого давления содержит 55 ГБК трития;
- Под давлением газа SF6 (фторид серы (VI)) для предотвращения образования высоковольтной дуги;
- Генерирует ~108 нейтронов при ~14 МэВ [7].

Данное устройство позволяет минимизировать негативное воздействие на экологическую обстановку. Основные преимущества NeoTron – радиационная безопасность, высокое качество материала, отсутствие химического источника нейтронов, наличие импульсного режима работы нейтронного генератора, извлекаемый источник гамма-квантов.

На российском рынке не представлено ни одного вида прибора, имеющего функцию отключения питания, ведь при потере радиоактивного элемента конструкции радиоактивное загрязнение будет катастрофическим и отравлять окружающую среду на протяжении 500–600 лет. Данная разработка прибора избавит компании по бурению от штрафов и административной ответственности. К тому же, с финансовой точки зрения, механизм не является сложным, но значительно облегчит эксплуатацию.

Нынешняя разработка позволит избежать опасных ситуаций при использовании источника ядерной реакции и при его утрате в скважине [6]. ●



ФАКТЫ NeoTron

— это постоянный контроль над процессом излучения нейтронов

Литература

1. Золова Г.М., Петров Л.П., Хохлова М.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. Макс-Пресс, 2009.
2. Косков В.Н. Определение пористости карбонатных коллекторов по данным нейтронного каротажа // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 4 (25).
3. Машкин К.А., Рыскаль О.Е., Коротченко А.Г., Гайнетдинов Р.Г., Глухов В.Л., Огнев А.Н., Шабиев И.Х. Расширение области применения ядерно-геофизических методов в сложных геолого-технических условиях // Каротажник. 2012. № 4. С. 19–28.
4. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. – 471 с. – 500 экз.
5. Троценко Ю. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж. Основы, устройство, методы обработки, сравнение результатов, практическое применение, 2010.
6. Под ред. Черепанова В.В. Развитие технологии мультисондового нейтронного каротажа для исследования газонасыщенности в обсаженных скважинах. Методология и практика применения / М.-Тверь: «ПолиПРЕСС», 2018. 238 с.
7. Черепанов В.В., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Лысенков А.И., Меркулов А.В. Применение технологий нейтронного каротажа скважин при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Состояние и перспективы развития // Газовая промышленность. 2019. № S1 (782).
8. Neftegaz.ru <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141572-geofizicheskie-issledovaniya/> Дата обращения: 13.08.2021.
9. АО «Башнефтегеофизика» [https://www.bngf.ru/services/logging_while_drilling_lwd/neutron-logging-2-noc/](https://www.bngf.ru/services/logging_while_drilling_lwd/) Дата обращения: 12.08.2021.
10. Когалым Нефтегеофизика [http://www.kngf.org/services/karotazh-v-protseste-bureniya/lwd-logging-while-drilling/](http://www.kngf.org/services/karotazh-v-protseste-bureniya/mwd-measurement-while-drilling/) Дата обращения: 12.08.2021.

KEYWORDS: hydrotreating, diesel fuel, mathematical modeling, broad fractions, pseudo-component.

УМНЫЙ НАПАРНИК



ПОСЛЕДНИЕ 10–15 ЛЕТ РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ХАРАКТЕРИЗОВАЛИСЬ СРЕДИТЕЛЬНЫМ ПРОНИКНОВЕНИЕМ ПОРТАТИВНОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ ВО ВСЕ СФЕРЫ ЖИЗНИ. НАИБОЛЕЕ ПОКАЗАТЕЛЬНЫМ В ЭТОМ СМЫСЛЕ ЯВЛЯЕТСЯ УСПЕХ СМАРТФОНОВ, ПЛАНШЕТОВ И УМНЫХ ЧАСОВ. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ МОЖНО НАБЛЮДАТЬ СЕРЬЕЗНЫЙ КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ И КАЧЕСТВЕННЫЙ РАЗРЫВ МЕЖДУ СЕКТОРОМ БЫТОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ И ПРОМЫШЛЕННОЙ МОБИЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВ – МОБИЛЬНАЯ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННАЯ ЭЛЕКТРОНИКА МОЖЕТ БЫТЬ ПЕРЕСЧИТАНА ПО ПАЛЬЦАМ РУК, ОБОРУДОВАНИЕ В КАЖДОЙ КАТЕГОРИИ ПРЕДСТАВЛЕНО НЕСКОЛЬКИМИ ОБРАЗЦАМИ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РЫНКУ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

THE LAST 10–15 YEARS OF TECHNOLOGY DEVELOPMENT HAVE BEEN CHARACTERIZED BY THE RAPID INCLUSION OF PORTABLE ELECTRONICS INTO ALL AREAS OF LIFE. MOST REVEALING IN THIS RESPECT IS THE SUCCESS OF SMARTPHONES, TABLETS, AND SMARTWATCHES. AT THE SAME TIME, ONE CAN OBSERVE A QUANTITATIVE AND QUALITATIVE GAP BETWEEN THE CONSUMER ELECTRONICS SECTOR AND INDUSTRIAL MOBILE ELECTRONICS INTENDED FOR HAZARDOUS INDUSTRIES. THE NUMBER OF MOBILE EXPLOSION-PROOF ELECTRONICS CAN BE COUNTED ON ONE HAND; EQUIPMENT IN EACH CATEGORY IS REPRESENTED BY SEVERAL SAMPLES. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN DEVELOPERS OFFER TO THE MARKET?

Ключевые слова: промышленная мобильная электроника, взрывозащищенное оборудование, опасное производство, портативные приборы, планшет.

Ворошилов Ярослав Сергеевич
д.т.н., директор ООО «Кузбасс-ЦОТ Электро»

Гаргаев Андрей Николаевич
к.т.н., доцент кафедры ЭПА, КузГТУ

Специалисты, работающие на опасных производствах, используя вне работы самые современные электронные гаджеты, сталкиваются с отсутствием аналогичных по функционалу устройств у себя на предприятиях. Вследствие этого при проведении тендеров к закупаемому оборудованию начинают предъявляться требования, соответствующие лучшим образцам техники, применяемой в быту, которым промышленность не может их удовлетворить.

Это послужило мотивом для разработки и начала серийного производства электронного взрывозащищенного планшета «Умный напарник». Техническое задание на разработку планшета было сформулировано в результате предварительных консультаций с представителями

горнодобывающих предприятий, сервисных организаций и научных учреждений. На основании этих консультаций и исследования рынка взрывозащищенного оборудования было принято решение о разработке собственного электронного планшета, а не адаптации уже производимого зарубежного оборудования.

На первом этапе планшет создавался как электронный помощник для работников угольных шахт, опасных по взрывам метана и угольной пыли, и имел рудничное особо взрывобезопасное (PO) исполнение. После начала продаж к нам стали поступать запросы о возможности эксплуатации данного планшета на нефтеперерабатывающих предприятиях. В 2020 году был получен сертификат на уровне взрывозащиты PO Ex ia I X

УДК 004.3

РИС. 1. Планшет «Умный напарник»



и 0Ex ia IIC T4 X для планшета «Умный Напарник», которые позволяют использовать планшет в условиях постоянного присутствия взрывоопасной атмосферы, существующей как в шахтах, так и на предприятиях, занимающихся добычей и переработкой нефти и газа.

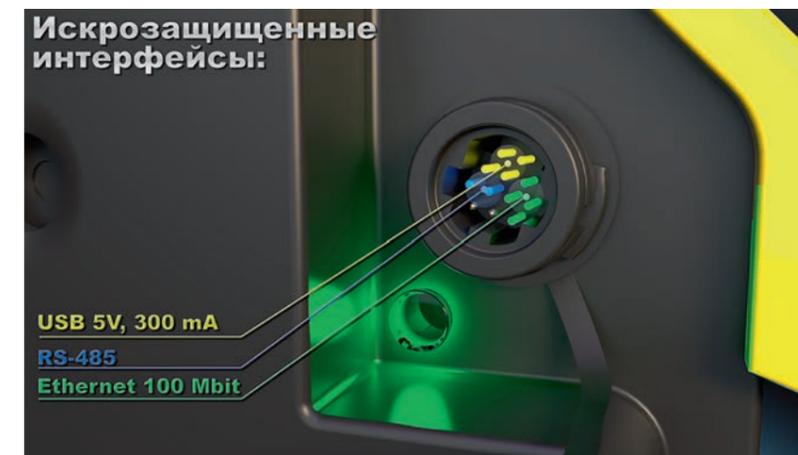
Кратко опишем основные модули планшета. В корпусе размещена фотокамера с автоматическим автофокусом; для возможности работы в полной темноте в корпусе планшета установлена мощная светодиодная вспышка-фонарь, позволяющая проводить фотосъемку при полном отсутствии освещения и обеспечивающая правильную фокусировку камеры. Рядом с фотокамерой на задней панели планшета расположен тепловизор, позволяющий быстро оценить места локальных перегревов, утечек газа (по градиенту температуры). Микрофоны, расположенные на лицевой и задней панелях планшета, позволяют комментировать производимые видеозаписи. Установленные на планшете процессоры Intel

(Atom®, Celeron®) позволяют обрабатывать разнообразные данные в реальном режиме времени и создавать различные визуализации, в том числе и 3D. Дисплей защищен двухмиллиметровым стеклом Corning® Gorilla® Glass с емкостным сенсорным экраном. На задней панели расположен разъем для подключения зарядного устройства.

Также этот разъем включает в себя линии интерфейсов для подключения внешних устройств (рис. 1).

На контакты разъема выведены следующие интерфейсы: RS-485, USB, Ethernet (рис. 2). USB-интерфейс дополнительно позволяет производить подачу искробезопасного питания на прибор, подключаемый к планшету.

РИС. 2. Контакты разъема с искрозащищенными интерфейсами



При заказе пользователь может выбрать устанавливаемый процессор в связке с оперативной памятью и объемом твердотельного накопителя. Для коммуникации с внешними беспроводными сетями передачи данных используются модуль сотовой связи (GSM) и WiFi. Питание обеспечивается от литий-ионных аккумуляторов емкостью 12 А·ч.

Использование операционной системы Microsoft Windows позволяет получить доступ к большому разнообразию различного научного программного обеспечения, а также создавать свое собственное программное обеспечение при минимальных затратах на разработку. Общие преимущества Windows как платформы для промышленных планшетов: большое количество программ, уже разработанных для этой операционной системы; привычный интерфейс – то, что вы видите на своем домашнем или рабочем компьютере, вы будете видеть и на планшете; легкость и удобство освоения для программистов; большое количество разработчиков программного обеспечения.

Планшет является универсальной платформой, к которой можно подключать различное технологическое и научное оборудование (рис. 1 и 2). Для взаимодействия планшета с внешним оборудованием используются линии взрывозащищенных интерфейсов, расположенные в разъеме зарядного устройства. Внешнее устройство, например система сбора данных или видеоэндоскоп, может воспользоваться искробезопасным электрическим питанием с данного разъема, а также интерфейсом для обмена данными с электронным планшетом, например – сохранить на встроенном твердотельном жестком диске большой емкости обработанные данные или использовать экран планшета для управления оборудованием.

Для реализации функции планшета как электронного прибора, выполняющего обработку данных по специальным алгоритмам, в том числе и составляющим коммерческую тайну, в планшет по желанию заказчика может быть установлен неизвлекаемый электронный USB-ключ для защиты интеллектуальной

РИС. 3. Интерфейс программного обеспечения для фото-видео фиксации изображений, съемка в скважине



собственности. Либо данный ключ может устанавливаться в разъем, доступный пользователю (например, для смены ключа по прошествии срока действия).

Необходимо заметить, что вся электроника позволяет резко расширить возможности человека – повысить его работоспособность, качество выполнения работы, снизить вероятность ошибки. В конечном итоге это влияет на сокращение простоев дорогостоящей техники, снижение количества несчастных случаев и повышение культуры безопасного производства.

Ознакомившись с разработанным планшетом, специалисты АО «Воркутауголь» предложили нам создать дополнительный модуль для осмотра скважин – взрывобезопасный технический видеоэндоскоп. Особенностью разрабатываемого оборудования служило требование осмотра эндоскопом вертикальных скважин с подачей эндоскопа снизу и разнонаправленных скважин, а также большая протяженность вертикальных скважин, расположенных в угольной шахте – до 20 метров. В сжатые сроки коллективом нашей компании было разработано техническое задание, комплект конструкторской документации, произведены опытные образцы, произведена сертификация на соответствие требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и осуществлена поставка разработанного оборудования заказчику.

Эндоскоп подключается к планшету через разъем внешних устройств и получает искробезопасное питание. По интерфейсу USB эндоскоп передает изображение с камеры, установленной в дистальном конце, на экран планшета. Также на экран планшета выводятся данные об ориентации камеры эндоскопа в скважине. Это позволяет геологам зафиксировать где именно расположен тот или иной дефект или особенность породы в скважине (рис. 3). Изображение, выводимое на экран планшета, может быть сохранено как в виде видеофайла, так и в виде набора фотографий. Изображения можно снабжать комментариями.

Кроме развития собственной линейки взрывозащищенного оборудования наша компания также помогает как в разработке научного оборудования, так и доработке существующего оборудования для его последующей сертификации для работы во взрывоопасной атмосфере (ТР ТС 012/2011).

KEYWORDS: *industrial mobile electronics, explosion-proof equipment, hazardous production, portable devices, tablet.*

РАЗРАБОТАНО ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



www.kcelectro.ru
 +7 (3842) 24-05-24
 office@kcelectro.ru
 г. Кемерово, Сосновый бульвар, д. 1, оф. 208, здание Кузбасского технопарка

Российская Энергетическая Неделя 2021



13-15 октября
 Москва, ЦВЗ «Манеж»

rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС
 Пространство доверия



КВАРТИРЫ С ПАНОРАМНЫМ ВИДОМ

от 480 000 руб./м²

СЕМЕЙНЫЕ РЕЗИДЕНЦИИ ПРЕМИУМ-КЛАССА

- 3 га частного парка
- Закрытая территория
- Сервис 24/7
- Собственная школа и ДОУ
- Спа-комплекс с бассейном
- Дуплексы и пентхаусы с террасами

Ленинградский проспект, 37/5 • Офис продаж: 9.00-21.00 • +7 (495) 241-52-15 • info@primepark.ru • primepark.ru

ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ПРАЙМ ПАРК». Проектная декларация на сайте наш.дом.рф. Реклама.

2021 — ГОД НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ



Подземная нефтепереработка



В КАЗАНСКОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ УНИВЕРСИТЕТЕ РАЗРАБОТАЛИ ТЕХНОЛОГИЮ ПО ПОДЗЕМНОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ. Катализаторы, созданные в лабораториях КФУ, позволяют переработать нефть непосредственно в пласте. Ученые изучили стадийность формирования активной формы катализатора, представляющей собой наноразмерные частицы сульфида никеля. Сначала образуются наночастицы оксиды никеля, а затем в ходе контакта с высоковязкой нефтью, которая содержит много серы, происходит т.н. сульфидирование катализатора. Каталитически активные металлы необходимо закачать в пласт в виде нефтерастворимого соединения. Попадая в нефтесодержащие породы, после разложения закачанного соединения, образуются частицы катализатора. «Каталитические крупницы» хорошо удерживаются минеральными зернами породы и при контакте с нефтью обеспечивают необходимый процесс химического преобразования нефти. При этом, нет необходимости в глубокой конверсии нефти, это привело бы к потере компонентов нефти, из которых на НПЗ получают нефтепродукты, помимо бензина. На стадии нефтедобычи важен объем извлеченной нефти, с чем катализатор успешно справляется.



Водород из воздуха

КОНСОРЦИУМ КОРЕЙСКИХ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ИНСТИТУТОВ, В ПАРТНЕРСТВЕ С СУДОСТРОИТЕЛЬНОЙ КОМПАНИЕЙ DAEWOO SHIPBUILDING & MARINE ENGINEERING (DSME) РАЗРАБОТАЛ ПРОЕКТ ПЛАВУЧЕЙ МОРСКОЙ УСТАНОВКИ FPSO, использующей энергию ветра для производства водорода. Сейчас ученые проводят исследования Hydrogen FPSO. Консорциум надеется запустить пилотный проект мощностью 1 МВт в 2022 г., полномасштабная установка появится к 2030 г. По их мнению, морская платформа станет альтернативным решением по производству водорода с использованием только воды и возобновляемых источников энергии.



Превращение алкенов

УЧЕНЫЕ ИНСТИТУТА КАТАЛИЗА ИМ. Г.К. БОРЕСКОВА СО РАН ПРИСТУПИЛИ К ИССЛЕДОВАНИЮ МЕХАНИЗМОВ АРОМАТИЗАЦИИ ЛЕГКИХ АЛКЕНОВ С УЧАСТИЕМ ЦЕОЛИТОВ. Исследование позволит получить данные для дальнейшего целенаправленного дизайна катализаторов превращения алкенов в моноароматические



углеводороды — ценное химическое сырье, используемое в производстве широкого ряда продуктов: от растворителей до элементов электроники. Цеолиты — кристаллические нанопористые материалы, традиционно применяемые в качестве катализаторов в нефтехимии. Их особенностью является наличие наноразмерных полостей и каналов строго определенной геометрии. Цеолиты обладают молекулярно-ситовым эффектом, т.е. можно получить очень высокую селективность по нужному реагенту и продукту. Ученые модифицируют образцы цеолита катионными или оксидными частицами меди, цинка и серебра, чтобы выяснить, каким образом активные металлические центры участвуют в реакциях превращения алкенов; на уровне химического взаимодействия молекул реагентов с активными центрами катализатора, разберутся, как действуют металл-модифицированные цеолиты, чтобы из алкенов получать ароматические соединения с высокой эффективностью и минимумом побочных реакций.



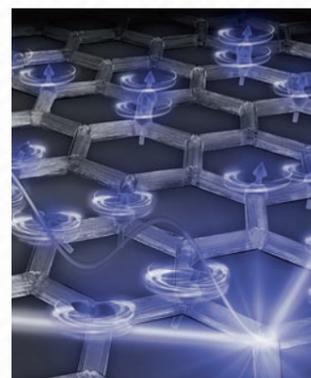
Аммиак из берлинской лазури



УЧЕНЫЕ СОЗДАЛИ МЕМБРАНУ, КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ БЫСТРЕЕ И ЭФФЕКТИВНЕЕ ПОЛУЧАТЬ АММИАК, НЕОБХОДИМЫЙ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА АЗОТНЫХ УДОБРЕНИЙ, КРАСИТЕЛЕЙ, ЛЕКАРСТВ И РАКЕТНОГО ТОПЛИВА. Для этого они использовали пигмент «берлинская лазурь» — краситель синего цвета, который появился в Германии 200 лет назад. Чтобы получить аммиак (NH_3), химики пропускают смесь азота и водорода через нагретый катализатор под высоким давлением, а затем охлаждают, чтобы отделить вещество от исходных реагентов. Однако очистка аммиака таким способом очень энергозатратна. Химики МГУ имени М. В. Ломоносова предложили использовать для отделения аммиака от других газов тонкие пленки каркасных структур — гексацианоферратов, известных как синий пигмент «берлинская лазурь». В дальнейшем ученые планируют разработать «умные» мембраны, селективностью и проницаемостью которых можно было бы управлять не только на этапе синтеза, но и в процессе разделения в газовой или жидкой среде.



Материал со свойствами квантовой жидкости



РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ СОЗДАЛИ НОВЫЙ МАТЕРИАЛ, КОТОРЫЙ ПРИ ОХЛАЖДЕНИИ ДЕМОНСТРИРУЕТ СВОЙСТВА СПИНОВОЙ ЖИДКОСТИ. Основным кандидатом на реализацию спиновой жидкости является минерал гербертсмитит, в котором ионы меди образуют идеальную двумерную решетку кагоме. Благодаря открытию российских ученых в список материалов, потенциально обладающих свойствами спиновой жидкости, добавилось еще одно вещество. Исследователи из МГУ имени М.В. Ломоносова и НИТУ «МИСиС» синтезировали кристаллы хлорид-фосфата оксокупрата натрия и висмута с решеткой типа квадратного кагоме, в котором при охлаждении до -271°C не образуется магнитного порядка. В связи с этим исследователи предположили, что в созданном ими материале при низких температурах спиновая подсистема ведет себя как перепутанная спиновая жидкость. Материалы со свойствами спиновой жидкости могут найти применение в квантовых технологиях, основанных на перепутывании волновых функций отдельных частиц.

Метод анализа диффузии наночастиц для понимания механизма действия нанопрепаратов



РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ ПРЕДЛОЖИЛИ НОВЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПАРАМЕТРОВ ДИФфуЗИОННОГО ДВИЖЕНИЯ НАНОЧАСТИЦ В ЦИТОПЛАЗМЕ ЖИВЫХ КЛЕТОК. Из-за уменьшения свободного объема клеточного раствора вследствие скопления макромолекул наночастицы теряют способность к нормальному распределению в клеточной среде и ведут себя иначе, чем в пробирке. Это, в свою очередь, влияет на результаты лабораторных исследований.

На сегодняшний день самыми популярными методами оценки параметров диффузии частиц являются флуоресцентная корреляционная спектроскопия и динамическое рассеяние света. Ученые НИТУ «МИСиС», МГУ им. М.В. Ломоносова, НИЦ «Курчатовский институт», физико-технологического института РАН и РХТУ им. Д.И. Менделеева предложили использовать для анализа и оценки параметров диффузии и гидродинамических свойств наночастиц мёссбауэровскую спектроскопию — метод ядерного гамма-резонанса, популярный в физическом материаловедении, геологии и химии. Отличительной чертой мёссбауэровской спектроскопии является ее избирательная чувствительность к изотопу железа-57, которая позволяет точно определить коэффициент диффузии железосодержащих наночастиц различного размера практически в любой среде.

Это позволяет проводить точный анализ поведения железосодержащих наночастиц.

ПРЕДСКАЗУЕМОСТЬ – главное понятие ТЭК в 21 веке



ОПЫТ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ РОССИИ АКТИВНО ТРАНСЛИРУЕТСЯ В ДОБЫВАЮЩИЕ И ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ: СИСТЕМЫ УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАНИМАЮТ СВОЕ МЕСТО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THE EXPERIENCE OF DIGITAL TRANSFORMATION OF RUSSIAN GENERATING COMPANIES IS ACTIVELY TRANSMITTED TO MINING AND REFINING ENTERPRISES WHERE SYSTEMS FOR REMOTE MONITORING AND FORECASTING OF EQUIPMENT CONDITION TAKE THEIR PLACE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: система удаленного мониторинга, цифровые технологии, нефтегазовая отрасль, оптимизация производственных процессов, прогнозирование.

Надежда Куприянова

Корпоративные отчеты любой крупной компании изобилуют разделами, обозначенными как «устойчивое развитие». Бонусы топ-менеджеров, отвечающих за «устойчивый» рост, поражают количеством нулей, а кадровые агентства переманивают друг у друга этих специалистов со все возрастающим энтузиазмом.

Параметр устойчивости становится интегральным для каждой компании, работающей в рыночных условиях, будь то FMCG, добыча и переработка, энергетика или машиностроение.

Для долгосрочного планирования появляется все более широкий цифровой инструментарий, позволяющий переосмыслить весь производственный процесс, просчитав возможные риски, четко распланировав ремонтные кампании и оптимизировав логистику. Возможности планирования и точность методик вышли на качественно иной уровень.

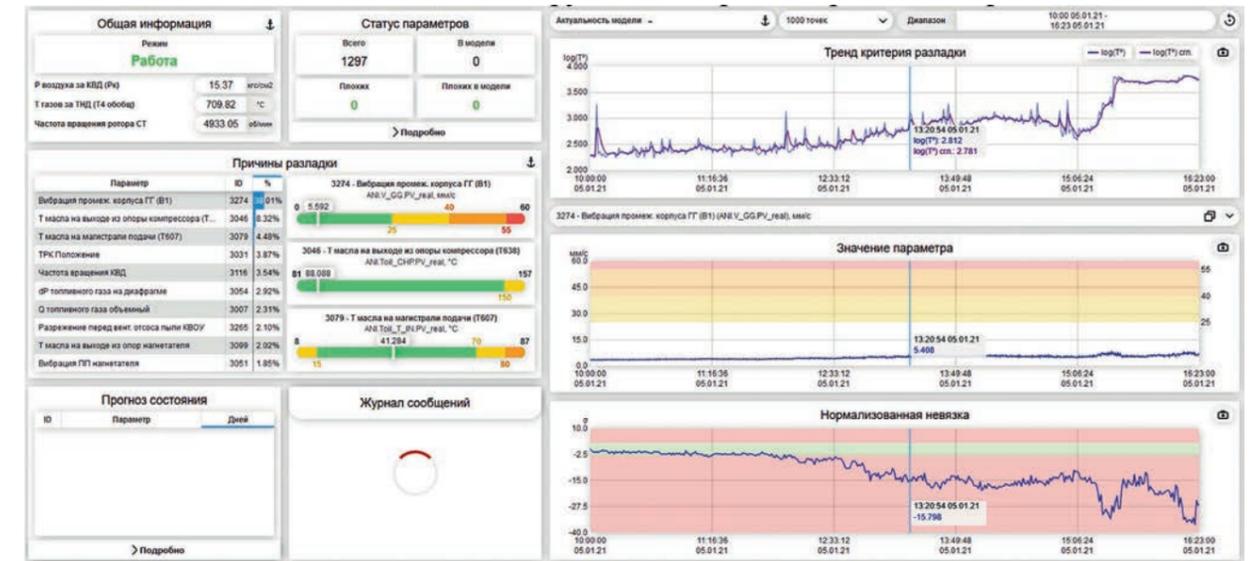
Сегодня опыт цифровой трансформации генерирующих компаний России активно транслируется в добывающие и перерабатывающие предприятия – система предиктивной аналитики и удаленного мониторинга «Прана», ставшая отраслевым стандартом для крупных энергетических игроков, приходит в нефтегаз.

Однако напрямую из генерации технология прогнозирования состояния машин прийти не могла ввиду разницы технологических и эксплуатационных режимов – в отличие от энергетических машин, работающих большую часть времени в стационарных режимах, работа турбин и других агрегатов, используемых в нефтегазовой отрасли, характеризуется крайне большим количеством переходных режимов с быстрыми запусками и остановками, что делает условия их эксплуатации практически экстремальными.

Это предопределяло относительно невысокую эффективность использования статистических математических моделей

УДК 004

РИС. 1. Пример работы статистической модели в условиях развития аномалии



при анализе сигналов, поступающих с ГПА и сопутствующего оборудования.

Один из вариантов решения этой проблемы был предложен в виде гибридной цифровой модели, совмещающей статическое математическое моделирование с физическими математическими моделями.

Для понимания сути синергетического эффекта гибридного подхода при оценке состояния оборудования необходимо подробнее остановиться на описании компонентов системы и определиться с понятиями.

Статистическая модель представляет собой «цифровой портрет» исправного оборудования, созданного на основе технологических данных о его работе в различных режимах. Модель описывает состояние оборудования в многомерном пространстве со статистической точки зрения и представляет физический объект в виде набора данных, определяющих его эталонное состояние. Для создания эталонной модели используется метод статистического моделирования, основанный на идеологии многомерных контрольных карт Хотеллинга. Основной статистической модели является так называемая «матрица состояния», которая формируется из архивных данных исправного оборудования. Для каждого измерения на истории фиксируются моменты времени, когда значения

параметров имели максимальное, минимальное и медианное значения. Эти моменты времени используются для создания обучающего набора данных, на которых и формируется многомерная матрица состояния исправного оборудования. Созданная статистическая модель используется для сравнения текущего состояния технологического оборудования с эталонным значением и определения различия между ними. Степень этого различия ложится в основу интегрального показателя T^2 , который отражает изменение технического состояния оборудования в режиме реального времени.

Превышение текущего значения расчетного контрольного уровня сигнализирует о зарождающейся негативной тенденции, то есть о потенциальном дефекте. Для локализации дефекта рассчитывается влияние каждого параметра на отклонение интегрального показателя T^2 . Десять параметров, которые вносят наибольший вклад в «разладку», отображаются в виде сортированного списка, что позволяет конкретизировать причину отклонения и по возможности локализовать место возникновения дефекта.

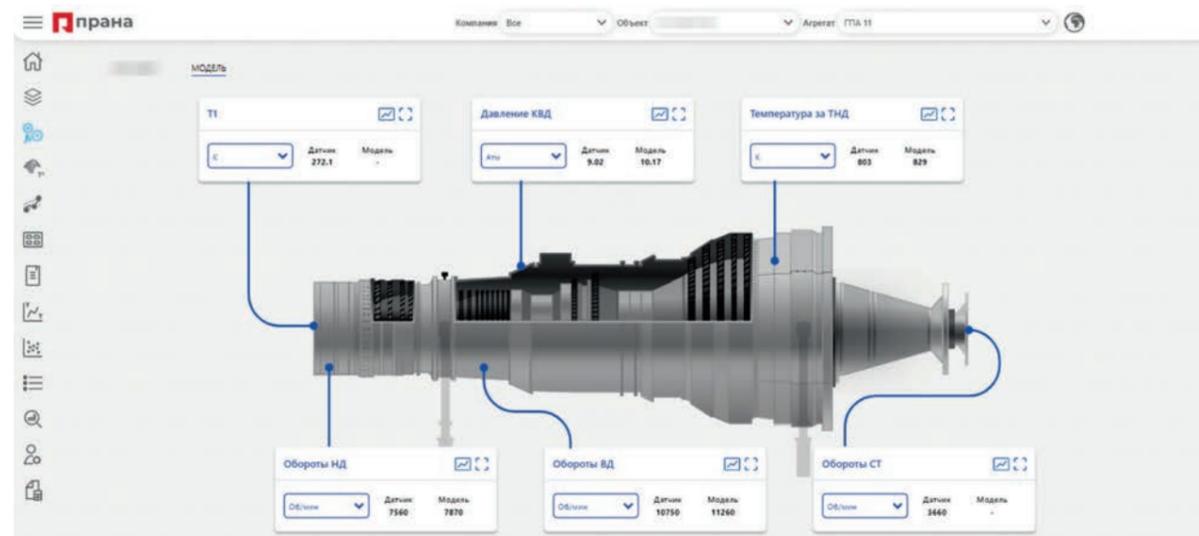
Физическая модель оборудования представляет собой математическое описание технологического процесса, построенного на основе знаний физических принципов

функционирования. Физическая модель используется в режиме имитационного моделирования, при котором технологический объект заменяется моделью. Модель циклически «проигрывается» во времени, в результате чего рассчитываются параметры процесса в различных узлах технологического оборудования. При этом в качестве входных параметров моделей принимаются значения, определяющие текущий режим работы технологического объекта. Полученные расчеты представляют собой показания виртуальных датчиков, генерируемые моделью на данном режиме.

Эти значения сопоставляются с показаниями реальных датчиков физических величин. Степень различия этих показаний ложится в основу интегрального критерия – индекса деградации (DI), отражающего изменение текущего состояния оборудования. Превышение индекса деградации контрольного уровня сигнализирует о критическом отклонении технического состояния оборудования.

Расхождение фактических и расчетных параметров по физической модели однозначно свидетельствует о быстротечном развитии дефекта на ГПА с четкой локализацией проблемного места агрегата. При критическом отклонении физическая модель классифицирует текущую неисправность и с высокой

РИС. 2. Пример интерфейса с изображением параметров физической модели газогенератора и силовой турбины в составе ГПА



степенью вероятности отображает конкретную причину дефекта с рекомендацией дальнейших действий. Одной из особенностей подхода, основанного на методе физического моделирования, является возможность моделирования поведения системы с искусственно внесенным отклонением (неисправностью) для анализа дальнейшего поведения системы с подобным дефектом.

С целью проверки гипотезы о практическом эффекте от совмещения двух различных методов в рамках гибридной модели компания «Ротек» совместно с одним из предприятий газотранспортной отрасли инициировала разработку прототипа перспективной системы оценки и прогнозирования технического состояния оборудования.

Данный прототип был создан на базе моделей двух различных типов:

- математические модели оборудования, созданные на основе методов многомерного статистического моделирования (далее – статистические модели);
- физико-математические модели оборудования, созданные на основе физических принципов функционирования (далее – физические модели).

Прототип гибридной системы мониторинга и предиктивной аналитики был внедрен на 6 газоперекачивающих агрегатах (ГПА), установленных на трех газораспределительных станциях.

Как и ожидалось, статистические модели показали отличную сходимость на стационарных режимах работы, что обозначает высокую степень точности прогноза состояния оборудования в долгосрочной перспективе. На долгосрочном горизонте прогнозирования, основанного на методах статистики на агрегатах, работающих в переменных режимах, регистрируются более общие тренды развития дефектов. При этом физические модели показали более высокую степень сходимости в краткосрочном временном интервале (в десятках минут). Работая в рамках гибридной модели системы удаленного мониторинга и предиктивной аналитики и предоставляя гораздо более детальную картину на краткосрочном временном отрезке, методика физического моделирования дает дополнительный инструмент анализа, незаменимый при контроле состояния оборудования, занятого в нефтегазовой и нефтегазотранспортной системах. Объединяя критерии технического состояния физических и статистических моделей при анализе состояния нефтегазового оборудования, гибридная модель позволяет охватить большинство режимов работы, встречающихся на контролируемом оборудовании, в том числе и переходные.

Обеспечивая взаимное дополнение друг друга, методы значительно повышают достоверность прогнозирования.

С каждым годом становится сложнее игнорировать смену технологического уклада производств. Цифровая трансформация в той или иной мере охватывает основные инфраструктурные объекты, распространяясь на многие отрасли. Сегодня действительное устойчивое развитие крайне трудно представить без смены технологического уклада, позволяющего взглянуть на всю методику управления и планирования по-другому, постепенно исключая серые и малоконтролируемые зоны производственных процессов. Оборудование, объединенное в одну экосистему, регистрирующую тысячи параметров ежесекундно, пишет историю своего состояния и обслуживания, не оставляя места для халатности и безответственного хозяйствования. При этом отрасль, получая новый эффективный инструмент, может избежать повторения технологических аварий, снизить риск ущерба, наносимого экосистемам, заранее предупреждая о состоянии того или иного агрегата. А компании получают возможность существенно расширить горизонт планирования ремонтных работ и всей сопутствующей логистики. ●

KEYWORDS: *remote monitoring system, digital technologies, oil and gas industry, optimization of production processes, forecasting.*

5-8 ОКТЯБРЯ 2021



X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА



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+



АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ В АРКТИКЕ: актуальные аспекты развития

Вальдман Николай Александрович
ФГУП «Крыловский государственный научный центр», к.т.н.

Виноградов Фёдор Дмитриевич
НТО судостроителей им. академика А.Н. Крылова

Илюхин Виктор Николаевич
НТО судостроителей им. академика А.Н. Крылова, д.т.н.

Копалева Людмила Анатольевна
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Лаптева Татьяна Ивановна
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н.

Таровик Владимир Иванович
ФГУП «Крыловский государственный научный центр», к.т.н.

СОХРАНЕНИЕ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКОВ ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИОРИТЕТОМ В ПАО «ГАЗПРОМ» ПО ОТНОШЕНИЮ К РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ПОЭТОМУ В 2008 ГОДУ БЫЛО НАЧАТО ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПАО «ГАЗПРОМ» УТВЕРЖДЕНИЕМ «КОНЦЕПЦИИ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НА МОРЕ ОБЪЕКТОВ РАЗВЕДКИ, ДОБЫЧИ И МОРСКОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ». ЗА ПРОШЕДШИЕ ГОДЫ МНОГОЕ СДЕЛАНО ПО НОРМАТИВНО-ПРАВОВОМУ И ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКОМУ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ АКТУАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПАО «ГАЗПРОМ» С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ПОИСКОВО-СПАСАТЕЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОРСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

THE PRESERVATION OF THE LIFE AND HEALTH OF EMPLOYEES DURING THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS ON THE CONTINENTAL SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION IS A PRIORITY IN PJSC GAZPROM IN RELATION TO THE RESULTS OF PRODUCTION ACTIVITIES. THEREFORE, IN 2008, THE FORMATION OF THE EMERGENCY RESCUE SUPPORT SYSTEM OF GAZPROM PJSC WAS STARTED WITH THE APPROVAL OF THE "CONCEPT OF EMERGENCY RESCUE SUPPORT AT SEA FOR OBJECTS OF EXPLORATION, PRODUCTION AND MARINE TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS". OVER THE PAST YEARS, MUCH HAS BEEN DONE TO IMPROVE THE REGULATORY, LEGAL, ORGANIZATIONAL AND TECHNICAL SYSTEM. THE ARTICLE DEALS WITH THE REGULATORY, LEGAL, ORGANIZATIONAL AND TECHNICAL ASPECTS OF THE FURTHER IMPROVEMENT OF THE EMERGENCY RESCUE SUPPORT SYSTEM OF PJSC GAZPROM, TAKING INTO ACCOUNT THE DEVELOPMENT OF THE FEDERAL SYSTEM OF SEARCH AND RESCUE SUPPORT FOR MARINE ACTIVITIES

Ключевые слова: чрезвычайная ситуация, морская спасательная операция, нормативное регулирование, безопасность морской деятельности, аварийно-спасательное обеспечение, морское нефтегазопромислое сооружение, спасательные средства.

Создание системы аварийно-спасательного обеспечения (АСО) ПАО «Газпром»

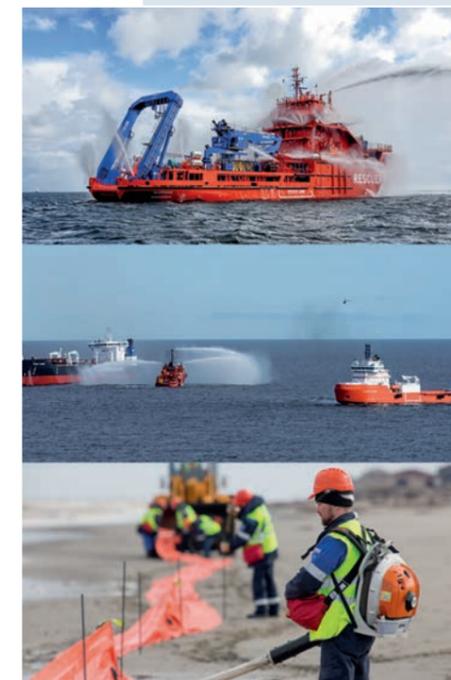
Реализация шельфовых проектов добычи, хранения, переработки и транспортировки углеводородов является одним из наиболее опасных видов человеческой деятельности. Огромные расстояния, экстремальные климатические условия в районах

добычи нефти и газа на шельфе арктических морей, неразвитость региональной системы реагирования на чрезвычайные ситуации (ЧС) затрудняют своевременное осуществление необходимых действий, и за короткое время сравнительно небольшая авария может перерасти в катастрофу. Мировой и отечественный опыт работ на континентальном шельфе знает сотни чрезвычайных ситуаций (ЧС), в результате которых гибли

люди и наносился огромный ущерб окружающей среде. Сохранение жизни и здоровья работников при освоении морских месторождений на континентальном шельфе РФ является приоритетом по отношению к результатам производственной деятельности. В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 1997 г. № 116-ФЗ для обеспечения безопасности морских

УДК 656.612

РИС. 1. Мероприятия по созданию системы аварийно-спасательного обеспечения морских месторождений



- Сформированы координационные, постоянно действующие и повседневные органы управления;
- Организована работа по созданию и совершенствованию существующей нормативной базы;
- Сформированы структурные подразделения по организации АСО в дочерних компаниях Группы Газпром;
- Разработаны и введены в действие планы аварийно-спасательного обеспечения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- Организовано несение аварийно-спасательного дежурства;
- Ежегодно проводятся комплексные учения по ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварией объектов нефтегазодобывающего комплекса;
- Организовано взаимодействие с федеральными органами исполнительной власти, а так же международное сотрудничество в составе государств-участников Арктического совета по вопросам аварийно-спасательного обеспечения и ликвидации разливов нефти;
- Организован ежесуточный сбор и анализ информации о состоянии безопасности на объектах разработки морских нефтегазовых месторождений и сил их обеспечения

объектов разведки, добычи и транспортировки углеводородов, как опасных производственных объектов (ОПО), организация, эксплуатирующая опасный объект, обязана заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами (АСС) или формированиями договора на обслуживание, а в случаях, предусмотренных законодательством РФ, создавать собственные профессиональные АСС или аварийно-спасательные формирования (АСФ). Поэтому для создания условий по недопущению развития аварийных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса в аварии и катастрофы, своевременной локализации и ликвидации последствий с минимальным экономическим и экологическим ущербом, недопущения гибели персонала создание постоянно действующей системы аварийно-спасательного обеспечения (АСО) на море объектов разведки, добычи и морской транспортировки углеводородов ПАО «Газпром» как составной части системы обеспечения безопасности освоения месторождений углеводородного сырья континентального шельфа стало объективной необходимостью. АСО включает в себя комплекс мероприятий по обеспечению экипажей и персонала морских

объектов спасательными средствами и подготовку к их применению, подготовку в специальном отношении экипажей, привлекаемых к поиску и спасанию, оснащение судов АСО специальным оборудованием, организацию дежурства выделенных сил и средств, сбор и обобщение данных о местоположении морских объектов, терпящих бедствие, организацию и осуществление их поиска и оказание им помощи, устранение повреждений морских объектов, тушение на них пожаров и организацию их возвращения в пункты базирования, а также другие мероприятия. Система АСО – совокупность функционально связанных между собой сил и средств, органов управления, организаций и подразделений, нормативно-правовых документов, организационно-технических мероприятий и действий, направленных на недопущение гибели терпящих бедствие людей, оказания помощи аварийным морским объектам, ликвидации аварийных разливов углеводородов на море в случае возможных аварий и ЧС [1]. Можно утверждать, что компании Группы Газпром выступают первопроходцами в области АСО морских месторождений. Особенно это касается российского арктического шельфа, поскольку

для этих условий, к сожалению, не подходит и довольно богатый мировой опыт обеспечения безопасности при освоении углеводородов на континентальном шельфе. Учитывая начало работ по освоению ресурсов углеводородов на арктическом шельфе, ПАО «Газпром» приняло в 2008 году «Концепцию АСО на море объектов разведки, добычи и морской транспортировки углеводородов» (далее-Концепция). Данная Концепция и в настоящее время определяет системное изложение взглядов на формирование комплекса мероприятий в области организации системы АСО на море при проектировании, создании и эксплуатации объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений, в том числе:

- цели, задачи, принципы и способы АСО на море;
- структуру построения и организацию управления системы АСО;
- требования к системе АСО.

Существенным является то, что в Концепции сформулированы задачи АСО с качественными и количественными показателями для их решения. Следует отметить, что существовавшие к времени подготовки Концепции АСФ

министерства и ведомства РФ с входящими в их состав персоналом и специальным оборудованием как по уровню подготовки, так и по наличию необходимых технических средств не были готовы в должной мере к решению задач ликвидации ЧС на морских нефтегазопромысловых (МНГП) объектах.

Построение и основы функционирования системы АСО на море объектов разведки, добычи и морской транспортировки углеводородов ПАО «Газпром» в повседневном режиме и при возникновении аварийных ситуаций с морскими объектами в 2010 году были определены в «Положении об АСО на море объектов разведки, добычи и морской транспортировки углеводородов» (далее – Положение). Реализация Концепции и Положения осуществлялась на основе принятых в последующие годы около 20 стандартов и рекомендаций ПАО «Газпром», в которых были регламентированы различные вопросы функционирования системы АСО в целом и её основных элементов, а также организации выполнения аварийно-спасательных работ (АСР) (рис. 1). По мере накопления опыта использования стандартов и рекомендаций в дочерних обществах ПАО «Газпром», АСО МНГП объектов систематически осуществлялась актуализация ряда рекомендаций и стандартов, так как каждая крупная авария на шельфе обязывает ужесточать правила работы, технологии, оборудование, аварийно-спасательные силы и средства.

Система АСО наряду с системой обеспечения пожарной безопасности [2] и системой управления промышленной безопасностью [3] сегодня является важнейшей системой обеспечения эксплуатации МНГП сооружений. В отличие от систем обеспечения противопожарной безопасности и управления промышленной безопасностью сфера действия системы АСО не охватывает профилактику (предотвращение) аварий морских объектов.

Несмотря на частичное пересечение (наложение) сфер действия данных систем, система АСО является самостоятельной и обособленной в соответствии со своим функциональным предназначением специальной системой. Она

предназначена исключительно для спасания в пределах акватории морских месторождений углеводородов (в зоне действия плана АСО) находящихся в опасности людей, судов и любого другого имущества. Также система АСО предназначена для предотвращения и/или минимизации причинения ущерба окружающей среде в результате аварий судов и других морских объектов. Система АСО не дублирует, не берет на себя чьи-то задачи и функции. Она взяла на себя те функции и задачи, которые в ПАО «Газпром» ни на кого конкретно не были возложены. В то же время объектами АСО являются как ОПО, так и морские, воздушные суда и другие объекты, которые не относятся к ОПО, но находятся в зоне АСО, решая задачи логистики, доставки вахтового персонала на ОПО и другие задачи. По своей сущности, АСО является одной из частных форм менеджмента риска, которая функционально предназначена для снижения риска ущерба от аварий морских объектов в зоне действия плана АСО.

Разграничение сферы действия системы АСО со сферами действия других систем следует производить по признаку наличия находящихся в опасности людей, судов и другого имущества (далее – объекты спасания), а также по факту аварии судна или другого морского объекта.

Ключевой особенностью дальнейшей развития системы АСО морских месторождений в ПАО «Газпром» является то, что оно выполняется в условиях отсутствия в РФ централизованной, научно обоснованной политики совершенствования федеральной системы поиска и спасания на море (ФСПС), которая наряду с безопасностью мореплавания, безопасностью объектов морской инфраструктуры, защитой и сохранением морской среды, является составным элементом системы обеспечения безопасности морской деятельности (МД) РФ.

Несмотря на то, что «Морская доктрина Российской Федерации до 2030 года» [4] требует «совершенствовать существующую систему поиска и спасания людей на море, основанную на взаимодействии федеральных органов исполнительной власти (ФОИВ), имеющих в своем ведении силы и средства спасания, под

единым руководством ФОИВ, ответственного за поиск и спасание в зонах ответственности РФ», до сих пор отсутствует ФОИВ, наделенный соответствующими полномочиями для руководства совершенствованием существующей системы поиска и спасания людей на море и решением комплексных проблем функционирования ведомственных АСС:

- нормативно-правовым регулированием в области поиска и спасания на море;
- формированием основ единой государственной политики в области поиска и спасания на море;
- сбалансированным развитием сил и средств АСО и др.

К сожалению, имеет место невыполнение в должной мере ряда решений Морской коллегии при Правительстве РФ, которые позволили бы решить указанные выше комплексные проблемы ФСПС на море. Так, например, не выполнено до настоящего времени решение Морской коллегии при Правительстве РФ от 27.9.2013 г. в части разработки концепции АСО морской деятельности РФ, которая должна определить цели, задачи, структуру и основные направления развития ФСПС, требования к системе АСО РФ в Арктике, место и роль в ФСПС создаваемых арктических комплексных аварийно-спасательных центров и другие вопросы. Решение вопросов развития системы АСО ПАО «Газпром» в таком случае осуществлялось бы в рамках развития ФСПС. Важно подчеркнуть, что Стратегия развития морской деятельности РФ на период до 2030 г.» (распоряжение Правительства РФ от 30 августа 2019 г. № 1930-р) отмечает, что основная проблема развития ФСПС заключается в недостаточном уровне взаимодействия и комплексного подхода к развитию и обеспечению функционирования сил и средств АСФ ФОИВ, а совершенствование ФСПС определена как стратегическая задача [5].

Актуальность развития системы АСО ПАО «Газпром» в современных условиях обусловлена:

- несовершенством нормативной правовой базы в области поиска и спасания на море [6], ликвидации морских разливов нефти,

нефтепродуктов и газового конденсата и необходимостью нормативно-правового регламентирования применения средств спасания персонала и экипажей морских объектов добывающих компаний, аварийно-спасательных работ (далее – АСР) при возникновении ЧС в море в соответствии с требованиями [7];

- несоответствием существующих средств и способов обнаружения, связи и поиска людей, терпящих бедствие, индивидуальных и коллективных средств спасания, средств эвакуации персонала и экипажей морских объектов реальным природно-климатическим условиям Арктической зоны РФ (далее – АЗ);
- необходимостью применения новейших инновационных технологий для сведения к минимуму риска аварийных ситуаций и несчастных случаев при эксплуатации МНГС.

Нормативно-правовые аспекты развития системы АСО ПАО «Газпром»

В настоящее время по причине произошедших изменений некоторых отдельных положений федеральных законов РФ в области защиты населения и территорий от ЧС, а также вступления в силу положений вновь заключённых международных договоров РФ часть действующих стандартов и рекомендаций ПАО «Газпром» в области АСО целесообразно актуализировать.

В первую очередь необходимо обеспечить согласованность и системное единство понятий международного морского права и законодательства РФ в рамках понятийно-терминологического аппарата системы АСО ПАО «Газпром». Кроме того, в систему АСО ПАО «Газпром» целесообразно внедрить ряд современных научных результатов, полученных посредством комплексного и системного осмысления проблем, связанных с морским спасанием, в рамках единого междисциплинарного научного подхода

Федеральным законом от 18 июля 2017 года № 167-ФЗ были внесены изменения в статью 5 «Виды аварийно-спасательных

работ» Федерального закона от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ (ред. от 01.07.2021) «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей». В частности, в дополнение к уже существующему определению (к дефинитивной норме) понятия «аварийно-спасательные работы» статьи 1 данного федерального закона («аварийно-спасательные работы – действия по спасению людей, материальных и культурных ценностей, защите природной среды в зоне чрезвычайных ситуаций, локализации чрезвычайных ситуаций и подавлению или доведению до минимально возможного уровня воздействия характерных для них опасных факторов...») изданы дефинитивные нормы (определения) противодантных, поисково-спасательных и других видов АСР. В соответствии с данными нормами все перечисленные виды АСР, помимо прочего, охватывают и «действия, направленные на поиск и спасение людей, материальных ... ценностей».

В результате такого наложения определений возникла неоднозначность уяснения нормативных предписаний закона о месте указанных действий в общей структуре АСР. Являются ли «действия, направленные на поиск и спасение людей, материальных ... ценностей» самостоятельным видом АСР или только лишь составной частью противодантных, поисково-спасательных и других перечисленных видов АСР?

Возникшая неоднозначность уяснения указанных нормативных предписаний повлекла за собой и неоднозначность в определении границ сферы действия всей системы АСО. До внесения в Федеральный закон [7] анализируемых изменений сферу действия системы АСО (хотя и не вполне корректно) можно было определить на основании лексической близости терминов «аварийно-спасательное обеспечение» и «аварийно-спасательные работы», отграничивая собственно спасательные действия от прочих действий. Сейчас же возникла дилемма – распространяется ли, в частности, сфера действия системы АСО на ликвидацию газонефтеводопроявлений, неуправляемого истечения

пластовых флюидов (открытых фонтанов) и грифонообразования или нет?

Возникшую дилемму следует разрешить на основании коллизионной нормы пункта 4 статьи 15 Конституции Российской Федерации: «... Если международным договором Российской Федерации установлены иные правила, чем предусмотренные законом, то применяются правила международного договора». Нормой пункта «а» статьи 1 Международной конвенции о спасании 1989 года установлена подлежащая в данном случае к применению следующая дефинитивная норма: ««спасательная операция» означает любое действие или деятельность, предпринимаемые для оказания помощи судну или любому другому имуществу, находящимся в опасности в судоходных водах или любых других водах». При этом в соответствии с общим смыслом статьи 16 данной международной конвенции действия или деятельность, составляющие спасательную операцию, включают также и действия по спасанию людей. Кроме того, в соответствии с общим смыслом второго и третьего абзацев преамбулы, а также пункта «d» статьи 1, подпункта «b» пункта 1 статьи 8, подпункта «b» пункта 1 статьи 13 и статьи 14 данной международной конвенции действия или деятельность, составляющие спасательную операцию, включают также и действия по предотвращению и/или минимизации причинения обусловленного аварией ущерба окружающей среде. Дефинитивная норма, установившая понятие «спасательная операция», является новеллой Международной конвенции о спасании 1989 года. Посредством данного понятия определены пределы применения правил данной международной конвенции и сферы морского спасания вообще, и, следовательно, системы АСО, в частности. В соответствии с требованиями рассматриваемой дефинитивной нормы определяющими критериями отграничения данных сфер являются: факт нахождения в опасности объектов спасания и факт аварии судна или другого морского объекта. Дефинитивная норма, как и любая другая установленная законодателем норма является

подлежащим неукоснительному выполнению предписанием. Применительно к системе АСО ПАО «Газпром» и к рассматриваемой дефинитивной норме данное предписание заключается в обязательности использования в системе АСО ПАО «Газпром» термина «спасательная операция» для обозначения любых действий по спасению людей, по оказанию помощи судну или любому другому имуществу, находящимся в опасности, а также действий по предотвращению и/или минимизации причинения обусловленного аварией ущерба окружающей среде. Обязательность такого использования имеет безальтернативный характер.

Дефинитивной нормой пункта 3.1.2 Приложения к Международной конвенции по поиску и спасанию на море 1979 года [8] понятие «спасание» определяется в качестве **операции**, осуществляемой с целью спасения лиц, терпящих бедствие на море. Для обозначения совокупности понятий «спасание» и «поиск» в конвенции использован специальный термин «поисково-спасательная операция». Участники конвенции не придали специальное значение термину «операция» (который они использовали для обозначения родового понятия в структуре анализируемой дефинитивной нормы). Поэтому значение данного термина в соответствии с требованиями норм статьи 31 Венской Конвенции о праве международных договоров (Вена, 23 мая 1969 г.) [9] надлежит определить в соответствии с обычным значением, которое следует придать терминам данной конвенции в их контексте, а также в свете объекта и целей конвенции. В обычном (общепринятом, применимом специально лексическом) значении термином «операция» (на море) обозначается осуществляемая под единым руководством совокупность согласованных и взаимосвязанных по цели, задачам, месту и времени одновременных и последовательных действий разнородных сил и средств, проводимых по единому замыслу и плану.

Необходимо также заметить, что в прикладном аспекте действия и/или деятельность, обозначаемые как термином «поисково-спасательная операция», так и термином «спасательная операция»

Международной конвенции о спасании 1989 года [10], можно разделить на две группы. К первой относятся непосредственные действия по поиску и спасанию аварийных объектов. Ко второй более обширной группе – разнообразные действия, деятельность, мероприятия по обеспечения возможности выполнения непосредственных поисковых и спасательных действий (т.е. действия и мероприятия всестороннего обеспечения).

Использование понятия «спасательная операция» в системе АСО ПАО «Газпром» обуславливает необходимость определения его отношений с другими основными понятиями, использованными при разработке применимых стандартов ПАО «Газпром».

Наиболее близким по содержанию к понятию «спасательная операция» является понятие «ликвидация ЧС» Федерального закона от 21.12.1994 года № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (Редакция от 30.12.2008) [11]. Также как и спасательная операция, ликвидация ЧС состоит из непосредственных действий по ликвидации, обозначенных термином «аварийно-спасательные работы», и деятельности по их всестороннему обеспечению, обозначенной термином «неотложные работы при ликвидации ЧС». Дефинитивные нормы обозначенных данными терминами понятий приведены в статье 1 Федерального закона [7]. Следует особо подчеркнуть, что своим объемом оба понятия охватывают только АСР и деятельность по их всестороннему обеспечению в условиях ЧС, в то время как спасательная операция может осуществляться также и вне зоны ЧС, а также для минимизации ущерба от аварии морского объекта, которая не обусловила возникновения ЧС.

Ликвидация ЧС на море осуществляется в форме морской операции. В случае наличия в зоне ЧС находящихся в опасности объектов спасания одновременно осуществляется и спасательная операция. При этом во исполнение требований принципа единоначалия, установленного нормами статьи 3 Федерального закона [7], обе операции должны осуществляться под единым руководством.

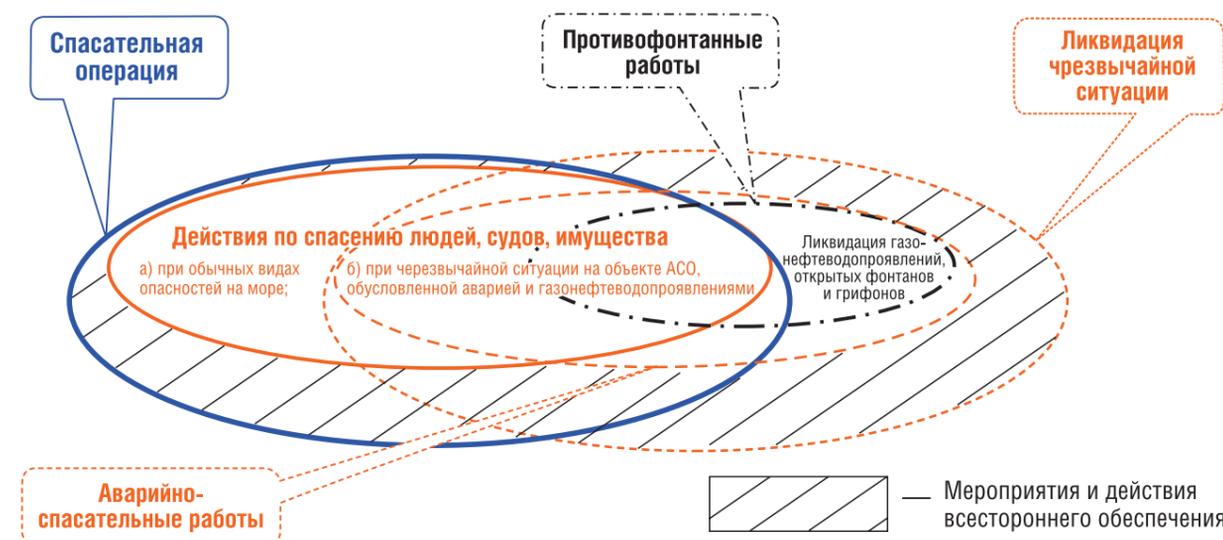
Отношения по объёму между понятиями «спасательная операция», «ликвидация ЧС», «аварийно-спасательные работы», «неотложные работы при ликвидации ЧС» и «противофонтанные работы» представлены в форме диаграммы на рис. 2.

Важные прогрессивные изменения внесены Федеральным законом от 1 июля 2021 года № 256-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей». В статью 1 включены дефинитивные нормы понятий «оправданный риск» и «крайняя необходимость». Статьи 14 и 35 дополнены нормами, устанавливающими порядок и условия освобождения руководителей ликвидации ЧС, руководителей АСС и АСФ, а также спасателей, участвующих в проведении АСР и действующих в условиях оправданного риска и/или крайней необходимости, от ответственности за вынужденное причинение вреда.

С вступлением в силу данных изменений спасатели получили более широкие возможности для эффективных действий, а руководители ЧС, АСС и АСФ получили дополнительные возможности по выработке, принятию и своевременной реализации объективно необходимых, но сложных и неоднозначных решений.

Однако достижение позитивного эффекта от анализируемых изменений законодательства в части принятия таких решений обусловлено обязательным нахождением всех работ и действий по ликвидации ЧС, спасанию людей, судов и имущества под единоличным управлением одного должностного лица. Только лишь должностное лицо, обременённое всей полнотой личной ответственности за достижение итоговой результативности в целом, в состоянии беспристрастно и правильно определить приоритетные задачи, а затем определить допустимую меру и характер вынужденного причинения вреда. Это будет сделать достаточно затруднительно в случае разделения всего комплекса действий и работ на сегменты и возложения личной ответственности за достижение результативности

РИС. 2. Диаграмма отношений по объёму между понятиями, обозначенными терминами: «противофонтанные работы», «аварийно-спасательные работы», «спасательная операция», «ликвидация чрезвычайной ситуации», «неотложные работы при ликвидации ЧС» (мероприятия и действия всестороннего обеспечения)



в пределах каждого сегмента на специально назначенное должностное лицо (наделенное к тому же в нарушение принципа единоначалия, распорядительными и властными полномочиями). Неизбежен конфликт личных интересов таких должностных лиц и установление состязательного характера отношений между ними. Весьма вероятно привнесение ими в сферу выработки и принятия решений соображений сугубо личного характера и т.п. С сожалением приходится констатировать, что именно такая негативная тенденция отчасти реализована в отдельных положениях стандартов, применяющихся в сфере АСО ПАО «Газпром».

Существенное значение для развития системы АСО ПАО «Газпром» имеют положения Соглашения о сотрудничестве в авиационном и морском поиске и спасании в Арктике [12], а также Международного кодекса для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярного кодекса)[13]. Данными источниками международного морского права внесены в нормативный оборот новые термины: пунктом 3 статьи 3 Соглашения [12] – адекватный и эффективный «поисково-спасательный потенциал», пунктом 1 статьи 5 Соглашения [12] – «поисково-спасательные ведомства», подпунктом «с»

пункта 3 статьи 9 Соглашения [10] – «поисково-спасательный персонал», пунктом «а» статьи 10 Соглашения [12] – «эксперты по поиску и спасанию», пунктом 1.2.3 части I-A Кодекса [13] – «максимальное расчётное время спасания». Важно отметить, что при разработке Кодекса [13] применены ключевые принципы основанного на риске подхода и целостного подхода при выявлении рисков. В соответствии с предписанием нормы пункта 2.3.4 части I-A Кодекса [13] в наставлениях по эксплуатации судов в полярных водах должны содержаться «...основанные на рисках процедуры, которые должны выполняться ... в случае ... операций SAR...».

Указанные положения данных источников международного морского права целесообразно использовать при разработке применяющихся в сфере АСО стандартов и рекомендаций ПАО «Газпром». В первую очередь для преодоления ситуации неопределённости, объективно наблюдаемой при принятии решений на выполнение спасательных действий, в системе АСО целесообразно использовать применяющийся менеджментом риска подход, адаптированный к специфике сферы АСО ПАО «Газпром». В рассматриваемом аспекте использование в сфере АСО экспертов по поиску и

спасанию людей и аварийных судов будет иметь значительный позитивный эффект.

Важно подчеркнуть целесообразность сокращения действующих стандартов и рекомендаций в области АСО МНГС, так как существующее их количество в ряде положений дублирует друг друга, а в некоторых и противоречит, так как разрабатывались различными организациями, что в целом не способствует их активному применению на практике. Разработанные СТО распространяются на все морские регионы, подведомственные ПАО «Газпром». Но в Арктике, в отличие от других, много особенностей. Так, например, в последние годы принят ряд нормативных документов федерального уровня по развитию АЗ, введены органы управления Северным морским путем (СМП) и другие структуры обеспечения безопасности судоходства в АЗ, МЧС России активно создает систему комплексной безопасности в АЗ и т.д. Поэтому необходимо актуализировать требования к решению задач АСО и в первую очередь учесть особенности построения системы АСО на морских месторождениях АЗ РФ и Дальнего Востока, так как некоторые природно-климатические условия этих регионов всегда будут накладывать ряд ограничений на возможности сил и средств при выполнении АСР.

РИС. 3. Схема дислокации АСП, многофункциональных спасательных судов ФГБУ «Морспасслужба» в Арктике



Совершенствование структуры и системы управления АСО

Постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» [14] определен порядок организации и функционирования единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), которая действует на федеральном, межрегиональном, региональном, муниципальном и объектовом уровнях и состоит из функциональных и территориальных подсистем. В состав сил и средств каждого уровня РСЧС входят силы и средства постоянной готовности, предназначенные для оперативного реагирования на ЧС и проведения работ по их ликвидации. В соответствии с Постановлением Правительства РФ [14] в ФОИВ созданы соответствующие функциональные подсистемы РСЧС, которые действуют и в АЗ РФ. Система управления АСО ПАО «Газпром» имеет многоуровневую структуру управления и входит в корпоративную систему предупреждения и ликвидации ЧС ПАО «Газпром», которая является составной частью функциональной

подсистемы предупреждения и ликвидации ЧС в организациях (на объектах) топливно-энергетического комплекса, входящей в Единую государственную систему предупреждения и ликвидации ЧС РФ (РСЧС). Каждый уровень системы АСО имеет координационные органы, постоянно действующие органы управления, органы повседневного управления, силы и средства, резервы материальных ресурсов, системы связи, оповещения и информационного обеспечения. Система АСО функционирует в режиме повседневной деятельности, режиме повышенной готовности, режиме чрезвычайной ситуации. В условиях отсутствия требований к структуре ФСПС и к её системе управления совершенствование структуры системы АСО ПАО «Газпром» в АЗ должно учитывать развитие структуры АСС соответствующих министерств и ведомств (МЧС, Минтранс, Минобороны и др.), которые активно развиваются в последние годы. Совершенствование системы управления АСО в настоящее время определяется в основном развитием системы управления РСЧС и созданием системы комплексной безопасности в АЗ. Одним из основных направлений развития системы управления АСО ПАО «Газпром»

до создания межведомственной информационной системы обеспечения морских спасательных операций следует рассматривать ее сопряжение с соответствующими системами управления морских спасательных операций взаимодействующих ведомств и организаций и оптимизация существующей системы управления и информационного обеспечения.

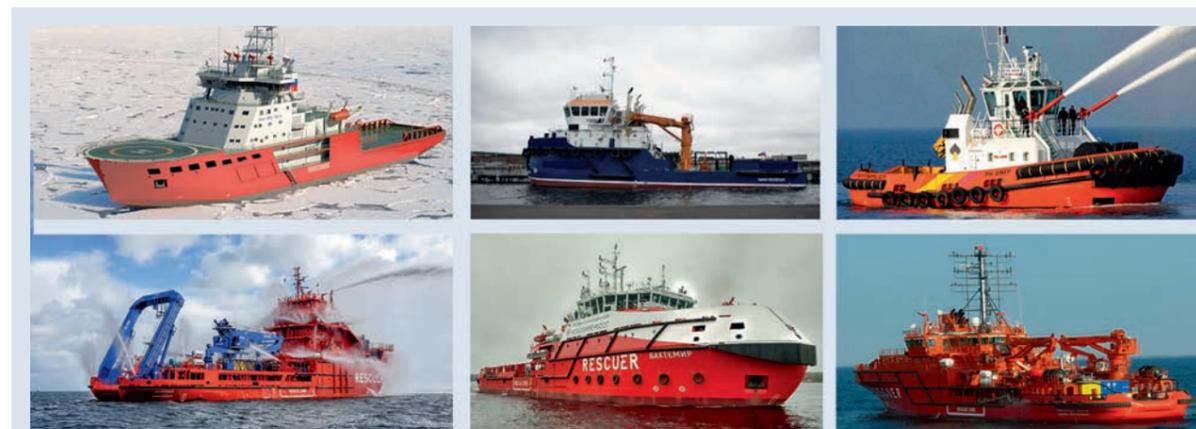
Основные проблемные вопросы развитие сил и средств АСО

Суда ФГБУ «Морспасслужбы» составляют основу флота, задействованного при решении задач системы АСО ПАО «Газпром» (рис. 3).

В настоящее время спасательные суда ФГБУ «Морспасслужба» являются наиболее динамично обновляемыми по сравнению со спасательными судами АСС других ФОИВ [15] (рис. 4, 5).

Анализ тенденций развития судов аварийно-спасательного назначения свидетельствует о многообразии номенклатуры спасательных судов, построенных по заказу различных ФОИВ, которые могут быть задействованы при АСО МНГП объектов. Причиной этого является отсутствие единой технической

РИС. 4. Строительство многофункциональных аварийно-спасательных судов ледового класса в плане развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 года



Наименование	Потребность в судах, млн руб.				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Многофункциональное аварийно-спасательное судно мощностью 18 МВт (2 ед.) Icebreaker 7				1,0	1,0
Многофункциональное аварийно-спасательное судно мощностью 7 МВт (3 ед.) Icebreaker 6				1,0	2,0
Многофункциональные аварийно-спасательные судна мощностью 4 МВт (1 ед.) Icebreaker 5				1,0	
Многофункциональный буксир-спасатель мощностью 2,5-3 МВт. Проект MPSV12 (1 ед.) Icebreaker 5				1,0	
Противопожарный буксир-спасатель ледового класса Arc 4. Проект TG16 (4 ед.)			2,0	2,0	
Буксирно-спасательное судно ледового класса Arc 4. Проект NE025 (5 ед.)	1,0	1,0	2,0	2,0	1,0

РИС. 5. Планируемая расстановка сил ФГБУ «Морспасслужба» в Арктике в 2030 году



политики при формировании программ развития спасательных судов и, как следствие, отсутствие национальных стандартов по классификации и требованиям к спасательным судам аварийно-

спасательного назначения. С целью гармонизации ведомственных технических требований к судам АСО ФГУП «Крыловский государственный научный центр» был разработан стандарт

ПАО «Газпром» «Система стандартов корпоративной системы гражданской защиты. Система АСО на море. Суда аварийно-спасательного обеспечения. Общие технические условия».

Применяемые на морских судах и МНГП сооружениях в АЗ средства спасания и эвакуации соответствуют действующим международным требованиям, но не соответствуют в должной мере реальным природно-климатическим условиям их применения в АЗ РФ, что в конечном итоге не обеспечивает спасание и выживание человека в арктических условиях. Действующая национальная нормативная база не учитывает в должной степени арктические природно-климатические условия при регламентации требований к средствам спасания и эвакуации судов и МНГП сооружений.

Совершенствование системы подготовки специалистов АСС

Одной из задач, определенных [4], является унификация ведомственных систем подготовки специалистов морских АСС. Это положение подтверждено многолетним опытом проведения большинства крупных поисково-спасательных операций, свидетельствует об участии в АСР спасательных судов и АСФ независимо от их ведомственной и государственной принадлежности, что означает необходимость унификации как аварийно-спасательных средств при выполнении поисковых и АСР, так и системы подготовки спасателей.

Совершенствование системы специальной подготовки специалистов АСС ФОИВ должно заключаться:

- в разработке и утверждении единых базовых квалификационных требований к морским спасателям различного уровня подготовки и соответствующих единых требований к экипажам кораблей и судов при выживании на море независимо от ведомственной принадлежности;
- разработке государственных образовательных стандартов подготовки морских спасателей различного уровня с учетом требований стандартов Международной федерации морских спасателей.

Выводы

1. Актуальными аспектами дальнейшего развития системы АСО ПАО «Газпром» являются:

- актуализация действующих стандартов и рекомендаций ПАО «Газпром» по функционированию системы АСО на основе системного единства понятий международного морского права и законодательства РФ в рамках понятийно-терминологического аппарата системы АСО ПАО «Газпром»;
- оптимизация структуры и системы управления АСО ПАО «Газпром»;
- актуализация национальных стандартов и ведомственных нормативных документов к средствам спасания морских судов и МНГП сооружений в части учета реальных природно-климатических условий АЗ;
- разработка эффективных средств и технологий выполнения АСР в условиях Арктики;
- унификация системы подготовки специалистов АСО ПАО «Газпром» с системами подготовки АСФ в других ведомствах.

2. Необходимым условием развития системы АСО ПАО «Газпром» является разработка единой технической политики ФСПС, учитывающей вопросы развития АСС, АСФ ФОИВ и организаций и включающей:

- разработку требований к задачам АСО ФСПС и показателям их выполнения;
- разработку национальных стандартов, регламентирующих номенклатуру и требования к судам АСО;
- разработку национальных стандартов, регламентирующих требования к средствам спасания и эвакуации судов и МНГП сооружений и учитывающих реальные природно-климатические условия АЗ РФ.

3. Порядок разработки единой технической политики и другие вопросы функционирования ФСПС должны быть предусмотрены в Постановлении Правительства РФ «Организация и порядок деятельности федеральной системы поиска и спасания на море», издание которого предусмотрено ст. 35 проекта ФЗ «О государственном управлении морской деятельностью Российской Федерации».

Литература

1. СТО Газпром 2-3.7-1232-2021 Система стандартов корпоративной системы гражданской защиты. Система аварийно-спасательного обеспечения на море. Термины и определения, терминологический словарь.
2. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» (с изменениями и дополнениями) // Собрание законодательства Российской Федерации 1994, № 35, ст. 3649.
3. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями) // Собрание законодательства Российской Федерации 1997, № 30, ст. 3588.
4. Морская доктрина Российской Федерации на период до 2030 года, утверждена Президентом РФ 26.07.2015 г. [Электронный ресурс]: URL: <http://legalacts.ru/doc/morskaja-doktrina-rossijskoj-federatsii-na-period-do/> (Дата обращения: 27.07.2021).
5. Распоряжение Правительства РФ от 30 августа 2019 года N 1930-р, Стратегия развития морской деятельности РФ на период до 2030 года/интернет-источник – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_332557/ (Дата обращения: 10.05.2021).
6. Илюхин В.Н. Нормативные и правовые аспекты поисково-спасательного обеспечения морской деятельности России в Арктике // журнал «Арктика. Экология и экономика». – № 1 (17). – 2015. – С. 76–81.
7. Федеральный закон от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ (ред. от 01.07.2021) «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» // Собрание законодательства Российской Федерации 1997, № 35, ст. 3503.
8. Международная конвенция по поиску и спасанию на море 1979 года [Электронный ресурс] URL: https://www.mid.ru/foreign_policy/international_contracts/multilateral_contract/-/storage-viewer/multilateral/page-161 // (Дата обращения: 17.07.2021).
9. Венская Конвенция о праве международных договоров (Вена, 23 мая 1969 г.) // Сборник международных договоров СССР, М., 1988 г., Выпуск XLII.
10. Международная конвенция о спасании 1989 года (Лондон, 28 апреля 1989 г.), ратифицирована Федеральным законом РФ от 17 декабря 1998 года № 186-ФЗ, СЗ РФ 2001 г., № 3, Ст. 217.
11. Федеральный закон от 21 декабря 1994 года № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (Редакция от 30.12.2008) // Собрание законодательства Российской Федерации 1994, № 35, ст. 3648.
12. Соглашение о сотрудничестве в авиационном и морском поиске и спасании в Арктике. [Электронный ресурс]: URL: https://www.mid.ru/foreign_policy/international_contracts/multilateral_contract/-/storage-viewer/multilateral/ (Дата обращения: 17.08.2021).
13. Международный кодекс для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярный кодекс). [Электронный ресурс]: URL: https://www.mid.ru/foreign_policy_international_contracts/multilateral_contract/-/storage-viewer/multilateral/ (Дата обращения: 17.08.2021).
14. Постановление Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» / интернет источник – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_45914/ (Дата обращения: 21.08.2021).
15. Хаустов А.В. Поисково-спасательное обеспечение в Арктике. Доклад на VIII Международном форуме «Арктика – настоящее и будущее». – СПб. – 2018 /интернет источник <https://yadi.sk/d/qPQ4NBn37CrHtQ> // (Дата обращения: 21.08.2021).

KEYWORDS: emergency situation, marine rescue operation, regulatory regulation, safety of marine activities, emergency rescue support, marine oil and gas field facility, rescue equipment.



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)

УСТРАНЕНИЕ УТЕЧЕК С ПОМОЩЬЮ ВСТРОЕННЫХ ФИТИНГОВ

при подключении трубок малых диаметров



Спенсер Николсон
менеджер,
Подразделение
приборостроительной
продукции в Европе,
Компания Parker

ГЕРМЕТИЧНОЕ СОЕДИНЕНИЕ ИМПУЛЬСНЫХ ЛИНИЙ С КЛАПАНАМИ И МАНИФОЛЬДАМИ ОБОРУДОВАНИЯ КИП В ЛЮБОЙ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ – ЭТО ПРОБЛЕМА, НАД КОТОРОЙ ИНЖЕНЕРЫ КИП РАБОТАЮТ УЖЕ БОЛЕЕ ВЕКА. В 1910 ГОДУ, КОГДА ПОЯВИЛИСЬ ПЕРВЫЕ ДИАФРАГМЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА, ДЛЯ ИХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ 33 СОЕДИНЕНИЯ И 16 ТРУБОК. БЛАГОДАРЯ ПОЯВЛЕНИЮ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МАНИФОЛЬДОВ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ПРИБОРОВ В БОЛЬШИНСТВЕ СЛУЧАЕВ ДОСТАТОЧНО ВСЕГО ДВУХ ТРУБОК. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ ДОЛГОСРОЧНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭТИХ СОЕДИНЕНИЙ ОСТАЕТСЯ ПРЕДМЕТОМ ОБСУЖДЕНИЙ

SECURING LEAK-FREE CONNECTION OF IMPULSE LINES TO INSTRUMENT VALVES AND MANIFOLDS IN ANY APPLICATION IS A SUBJECT THAT HAS TAXED INSTRUMENTATION ENGINEERS FOR MORE THAN A CENTURY. BACK IN 1910, WHEN FOR EXAMPLE THE VERY FIRST ORIFICE PLATE INSTALLATIONS MADE AN APPEARANCE, THEY INVOLVED 33 CONNECTIONS AND 16 LENGTHS OF TUBING! THANKS TO THE DEVELOPMENT OF HIGHLY INTEGRATED MANIFOLDS, TODAY'S INSTALLATIONS OFTEN ONLY REQUIRE JUST TWO TUBE CONNECTIONS. HOWEVER, ENSURING THE LONG-TERM INTEGRITY OF THESE CONNECTIONS REMAINS A CONTENTIOUS ISSUE

Ключевые слова: встроенные фитинги, интегрированные манифольды, контрольно-измерительные приборы, герметичное соединение, система PTFree connect™.

УДК 004: 65.011.26



Решения для безопасного подключения трубок КИП в системах

В большинстве доступных на рынке манифольдов для подключения трубок используется коническая резьба NPT. Несмотря на множество проблем для монтажных организаций, эта технология продолжает по умолчанию использоваться большинством производителей манифольдов. Однако существуют более эффективные технологии соединения трубок. Они обеспечивают более высокую надежность, безопасность, компактность и герметичность.

Недостатки конической резьбы

В отличие от компрессионных трубных фитингов с металлическими кольцами (одним или несколькими) соединения

с конической резьбой рассчитаны на герметичность самой резьбы. При монтаже витки резьбы фитинга с нарастающим диаметром прижимаются к виткам резьбы манифольда с убывающим диаметром, пока между ними не исчезнет зазор и выступы не упрутся во впадины, сформировав герметичное металлическое уплотнение.

Фитинги с конической резьбой NPT стали популярны благодаря относительной дешевизне, но у них есть очевидные недостатки. Фитинг сложно монтировать с ограничением момента затяжки, поэтому можно легко повредить внутреннюю резьбу манифольда, приложив чрезмерное усилие.

Если приложить недостаточное усилие, то возможны утечки из-за неполного совпадения резьбовых соединений.

При соединении резьбовых поверхностей остается зазор из-за допусков при производстве,

и возможна утечка по спирали. По этой причине для герметичности соединения необходимо прилагать усилие, достаточное для пластической деформации металла.

Кроме того, с учетом пределов допусков для резьбы NPT в смонтированном соединении возможен контакт всего двух витков резьбы. Для надежного соединения стоит использовать комплектные пары резьбовых соединений, изготовленные одним и тем же надежным производителем, например компанией Parker.

Частичное соединение поверхностей конической резьбы

Другой значительный недостаток фитинга NPT заключается в том, что конечный угол поворота невозможно отрегулировать без нарушения целостности соединения. Большая часть

монтажных организаций, чтобы избежать утечек, для фитингов NPT использует резьбовой герметик. Обычно он представляет собой жидкость с наполнителем, которая наносится на резьбу и застывает через некоторое время. К сожалению, не все герметики обладают смазывающими свойствами, и при их применении часто допускаются ошибки.

Чрезмерное количество герметика может привести к засорению системы, и при этом возможно неприсоединение клапанов или перекрытие линий. Недостаточное количество может привести к задирам при монтаже, из-за чего может потребоваться замена манифольда и системы трубок. Кроме того, проблема в том, что после застывания герметика соединение невозможно скорректировать.

Распространенный вариант решения – использовать вместо герметика подмоточную ленту из ПТФЭ. Она выполняет функцию смазывающего материала при сборке и помогает плотнее

соединить коническую резьбу фитингов. В то же время при этом возможно превышение необходимого момента затяжки. Еще один недостаток подмоточной ленты из ПТФЭ состоит в том, что ее частицы попадают в систему и приводят к засорению. Поэтому ее часто нельзя использовать с чувствительными системами КИП.

Компания Parker предлагает две системы подключения к манифольдам: PTFree connect™ и обратное соединение A-LOK®. При их использовании не требуются ни коническая резьба, ни подмоточная лента из ПТФЭ, ни резьбовой герметик

Отсутствие конической резьбы

Система Parker PTFree connect™ обеспечивает простоту соединения импульсных линий с манифольдами без использования конической резьбы, подмоточной

ленты из ПТФЭ или резьбового герметика. Соединение PTFree connect™ доступно под заказ для любого манифольда с клапанами производства компании Parker. Поддерживается подключение метрических трубок размером от 6 до 12 мм или дюймовых от 1/4 до 1/2 дюйма.

Манифольды с системой соединения PTFree connect™ не отличаются от стандартных ничем, кроме того, что их вход, выход, дренажный и тестовый порты оборудованы адаптерами с наружной резьбой в комплекте с гайками и необходимыми уплотнительными кольцами.

Второй стороной адаптер с наружной резьбой вкручивается в манифольд. Для уплотнения используется шайба из нержавеющей стали такого же типа, как и между корпусом и сильфонным уплотнением внутри самого манифольда. Она обеспечивает герметичность при высоком давлении и не допускает образования пузырей. Адаптер надежно фиксируется.



Компания Parker применяла этот принцип соединения более миллиона раз, поэтому инженер КИП при установке или ремонте системы манифольда может быть уверен в его надежности.

Манифольды с системой PTFree connect™ просты в монтаже. К ним можно подключать различную соединительную арматуру, включая переходники, угольники и тройники. Любые угловые компоненты можно безопасно повернуть в необходимое положение. Если при монтаже будет нанесено повреждение, то пострадает адаптер с наружной резьбой, а не манифольд, поэтому расходы на восстановление будут значительно ниже, чем при других вариантах соединения.

Обратное соединение с двумя металлическими кольцами

Относительно недавно компания Parker разработала обратное соединение A-LOK® для подключения импульсных линий непосредственно к манифольдам. Как и система PTFree connect™, этот тип фитингов не имеет конической резьбы и не требует использования подмоточной ленты из ПТФЭ или резьбового герметика. При этом не требуется

и адаптер – трубка подключается непосредственно к манифольду. Это позволяет получить простое в монтаже соединение без герметизации резьбы и с гарантией целостности и герметичности.

Порт манифольда с внутренней резьбой и конической посадочной поверхностью формирует одну часть фитинга. Ответную часть формирует трубка с бонкой с наружной резьбой. При монтаже бонка прижимает два уплотнительных кольца, и за герметичность отвечает переднее уплотнительное кольцо, а не резьба фитинга

Обратное соединение A-LOK® для прямого подключения к манифольду

Основное преимущество обратного соединения A-LOK® с двумя кольцами состоит в том, что трубка не проворачивается при монтаже – все усилия направлены вдоль трубки. Благодаря отсутствию вращательного движения трубки в ней не возникают дополнительные напряжения, и она остается целой.

Этот тип соединений подходит для трубок из различных материалов с любой толщиной стенки. Он допускает повторный монтаж и демонтаж соединений. ●

KEYWORDS: built-in fittings, integrated manifolds, control and measuring devices, sealed connection, PTFree rest system.

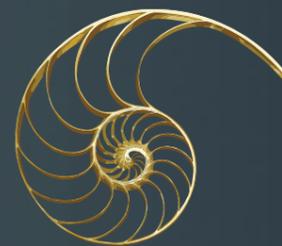
Скачайте каталог и ознакомьтесь с доступными вариантами



Более подробно:



000 «Паркер Ханнифин»
127083, Российская Федерация,
г. Москва, ул. 8 Марта, д. 6А, стр. 1
Тел: +74956452156
www.parker.com/ru



КОНФЕРЕНЦИЯ «ЛУКОЙЛ» 2021

ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ: ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АКТИВОВ И МАНИФЕСТ ЛИДЕРСТВА «ЛУКОЙЛ» В ОБЛАСТИ ПЕРЕРАБОТКИ

20-21 октября
Нижний Новгород

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ:

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЕГАЗОХИМИЯ И ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ

ХИМИЧЕСКОЕ ПРОИЗВОДСТВО

ЭНЕРГЕТИКА

ОРГАНИЗАТОР



Euro Petroleum Consultants

3-я Техническая конференция – масштабное мероприятие, которое ежегодно собирает руководителей всех нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий Группы «ЛУКОЙЛ» на одной площадке с потенциальными партнерами по планируемым проектам.

В этом году конференция будет иметь особый статус – она приурочена к празднованию 30-летнего юбилея ПАО «ЛУКОЙЛ» и 80-летия ЛНИИ НП, поэтому поздравить коллег придет 300 специалистов отрасли из разных стран.

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- Тренды развития ТЭК в мире, роль России
- Современные технологии и процессы
- Безопасность и надежность, корпоративная культура
- Эффективное оборудование, катализаторы и инструменты
- Управление проектами и инжиниринг

- Повышение эффективности работы активов, оптимизация и повышение прибыльности. Цифровизация
- Энергопереход и возможности циркулярной экономики
- Обучение и развитие, организационные изменения для адаптации к рыночным условиям
- Новые направления бизнеса и создание нишевых продуктов

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР:



ПАРТНЕР:



ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА СПГ на автогазонаполнительной компрессорной станции

Мешков Александр Константинович
инженер-технолог, отдел подготовки газа,
ООО «Арктик СПГ-2»

Круглов Сергей Сергеевич
кафедра оборудования нефтегазопереработки
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н., доцент

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ТРИ ВАРИАНТА МОДЕРНИЗАЦИИ ТИПОВОЙ АГНКС ПУТЕМ ДОБАВЛЕНИЯ ЦИКЛА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПРОПАНОВОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ДОБАВЛЕНИЯ ЦИКЛА ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА АЗОТОМ И ЗАМЕНЫ ДВУХСТУПЕНЧАТОГО ЦИКЛА ФРЕОНОВОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ОДНОСТУПЕНЧАТЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ СМЕСЕВЫМ ХЛАДАГЕНТОМ. ПРИВЕДЕННЫЕ ДАННЫЕ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НОВЫХ КОМПЛЕКСОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ НА БАЗЕ АГНКС, А ТАКЖЕ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ УЖЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ

THE ARTICLE PRESENTS THREE OPTIONS FOR MODERNIZING A TYPICAL NGV FILLING STATION BY ADDING A CYCLE OF PRELIMINARY PROPANE COOLING OF NATURAL GAS, ADDING A CYCLE FOR COOLING NATURAL GAS WITH NITROGEN, AND REPLACING A TWO-STAGE FREON COOLING CYCLE WITH ONE-STAGE COOLING WITH A MIXED REFRIGERANT. THE DATA PRESENTED CAN BE USED IN THE CONSTRUCTION OF NEW COMPLEXES FOR THE PRODUCTION OF LNG BASED ON NGV FILLING STATIONS, AS WELL AS IN THE MODERNIZATION OF EXISTING PRODUCTION FACILITIES

Ключевые слова: сжиженный природный газ, охлаждение газа хладагентом, автогазонаполнительная компрессорная станция, газоснабжение, малотоннажное производство.

С ростом глобального спроса на энергию растет востребованность природного газа как энергоносителя. Использование заводов малотоннажного производства СПГ позволяет решать задачи по газоснабжению регионов в кратчайшие сроки с минимальными капитальными вложениями. Малотоннажное производство обеспечивает большую гибкость и скорость реализации проектов, но обычно использует простые низкоэффективные технологии сжижения.

Эффективность технологии производства СПГ определяет экономические показатели работы завода в целом. Рациональный выбор технологического решения на сегодняшний день является одной из самых актуальных проблем и, соответственно, требует глубокого изучения факторов производства и перспективных решений с их сравнительным анализом [1].

Принципиальная технологическая схема установки по производству СПГ на АГНКС была смоделирована в программном комплексе Aspen HYSYS по типу АГНКС, находящейся в г. Первоуральске [2]. Базовая технологическая схема, имеющая коэффициент ожигения равный 0,63, представлена на рисунке 1.

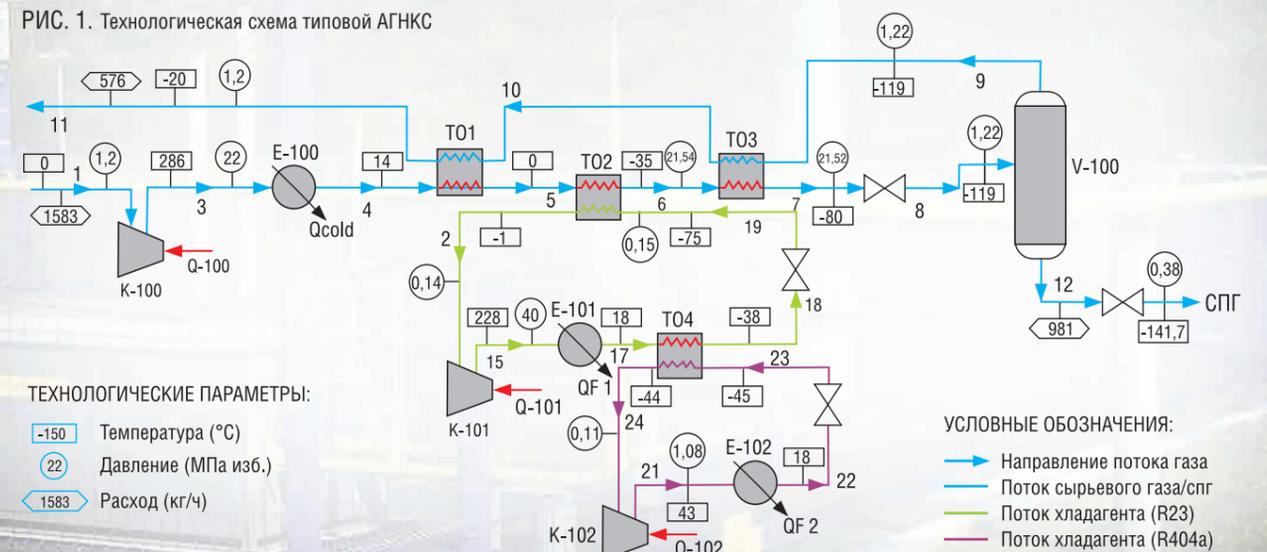
ФАКТЫ Каскадная фреоновая холодильная установка

объединяет два
холодильных каскада:
верхний, работающий
на R-23, и нижний,
работающий
на R-404a

Состав моделируемого газа взят, согласно ГОСТу [3], как состав газа горючего природного сжиженного (марка Б).

Природный газ высокого давления $P = (20 \div 25)$ МПа поступает из блока подготовки в блок теплообменников, где он последовательно проходит через теплообменники 1, 2, 3, дросселируется до давления 1,2 МПа, затем сепарируется. После газ подается через дроссель в накопительную емкость уже как сжиженный природный газ. Причем в теплообменниках 1 и 3 природный газ охлаждается отходящими холодными парами сепаратора V-100, а в теплообменнике 2 – хладагентом из холодильной установки, работающей на фреоне R-23 и R-404a. Нагретый в блоке теплообменников обратный поток ПГ с давлением 1,2 МПа через блок приема/выдачи природного газа поступает обратно в АГНКС на всасывание компрессоров.

РИС. 1. Технологическая схема типовой АГНКС



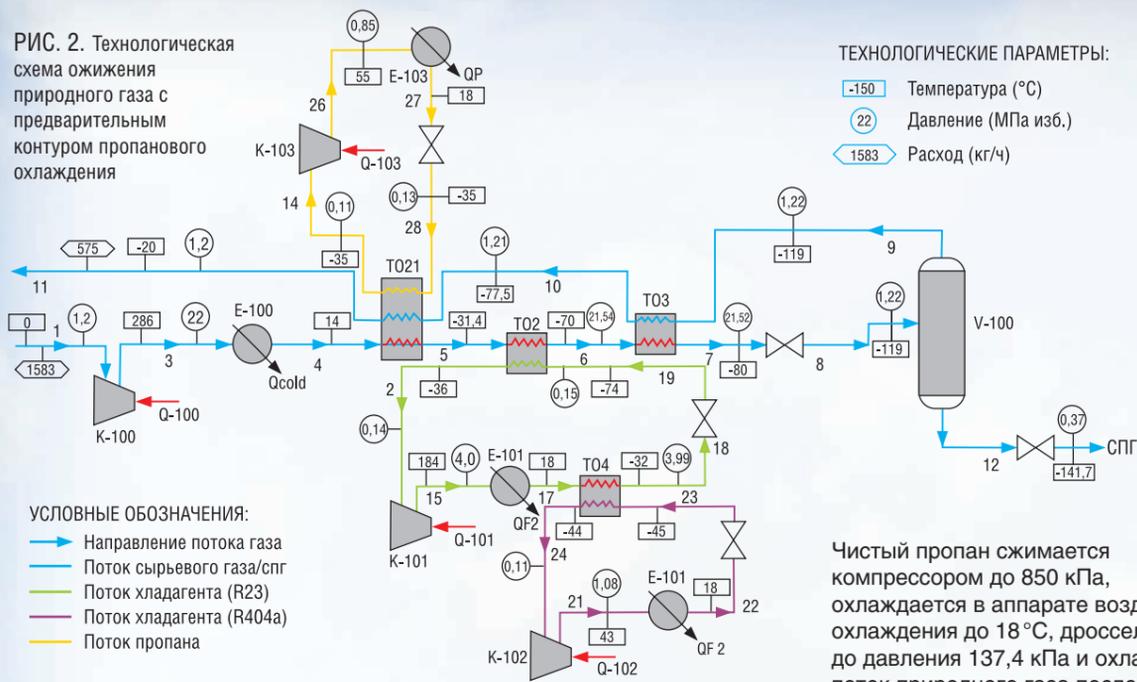


РИС. 2. Технологическая схема ожижения природного газа с предварительным контуром пропанового охлаждения

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
 → Направление потока газа
 → Поток сырьевого газа / СПГ
 → Поток хладагента (R23)
 → Поток хладагента (R404a)
 → Поток пропана

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ:
 -150 Температура (°C)
 22 Давление (МПа изб.)
 1583 Расход (кг/ч)

Каскадная фреоновая холодильная установка объединяет два холодильных каскада: верхний, работающий на фреоне R-23, и нижний, работающий на фреоне R-404a. Испаритель нижнего каскада служит одновременно конденсатором для верхнего каскада.

Технологическая схема с добавленным циклом предварительного пропанового охлаждения природного газа представлена на рисунке 2.

Двухпоточный теплообменный аппарат Т01 заменяется на трехпоточный.

ФАКТЫ Схема

с предварительным контуром пропанового охлаждения имеет наименьший расход хладагента и нагрузку на компрессоры

Чистый пропан сжимается компрессором до 850 кПа, охлаждается в аппарате воздушного охлаждения до 18 °С, дросселируется до давления 137,4 кПа и охлаждает поток природного газа после первого теплообменника до -32 °С, снимая при этом нагрузку с фреоновых контуров, уменьшая общий расход фреона и повышая энергоэффективность.

Технологическая схема с добавленным циклом охлаждения природного газа азотом представлена на рисунке 3.

Дополнительный азотный контур реализован в теплообменном аппарате 3. Это позволяет увеличить коэффициент ожижения и снизить нагрузку на компрессоры.

Цикл смоделирован таким образом, что азот сжимается до 5000 кПа, охлаждается в аппарате воздушного охлаждения до 18 °С. Затем азот детандируется до давления 150 кПа и температуры -144,4 °С и после охлаждает природный газ и пары СПГ.

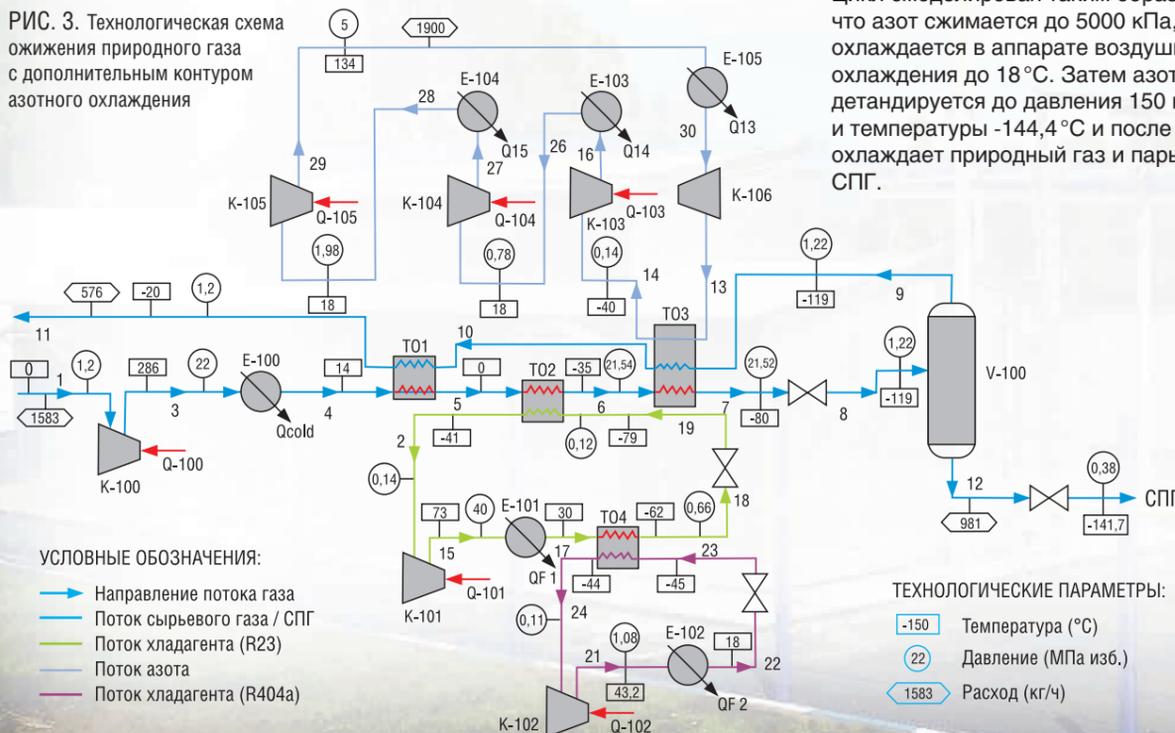
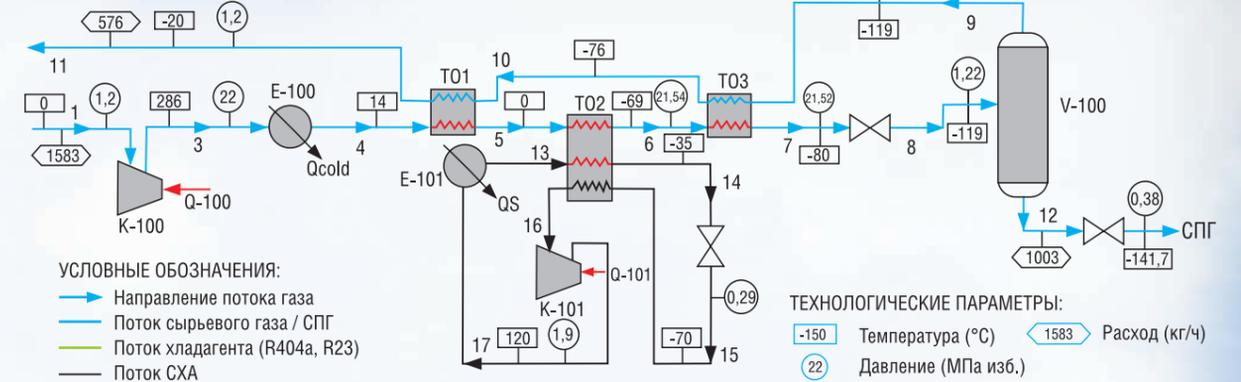


РИС. 3. Технологическая схема ожижения природного газа с дополнительным контуром азотного охлаждения

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
 → Направление потока газа
 → Поток сырьевого газа / СПГ
 → Поток хладагента (R23)
 → Поток азота
 → Поток хладагента (R404a)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ:
 -150 Температура (°C)
 22 Давление (МПа изб.)
 1583 Расход (кг/ч)

РИС. 4. Технологическая схема ожижения природного газа с дополнительным охлаждением смесевым хладагентом



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
 → Направление потока газа
 → Поток сырьевого газа / СПГ
 → Поток хладагента (R404a, R23)
 → Поток СХА

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ:
 -150 Температура (°C) 1583 Расход (кг/ч)
 22 Давление (МПа изб.)

ТАБЛИЦА 1. Основные параметры технологических схем

Схема	Коэффициент ожижения	Энергозатраты на 1 кг СПГ (кДж)	Расход хладагента (кг/час)	Холодильный коэффициент	Удельная потребляемая мощность на сжижение (кВт/т)
Типовая	0,63	3587	4097 (Ф)	0,36	408
С пропаном	0,63	3062	2218 (Ф) + 650 (П)	0,39	382
С азотом	0,63	4357	2047 (Ф) + 1900 (А)	0,26	590
Со смесевым хладагентом	0,63	3492	4025	0,38	391

Технологическая схема с заменой двухступенчатого цикла фреоновой системы охлаждения одноступенчатым охлаждением смесевым хладагентом представлена на рисунке 4.

Целью данной модификации является уменьшение энергозатрат на сжатие хладагента и аппараты воздушного охлаждения, а также уменьшение количества оборудования.

Смесевой хладагент, состоящий из R14 (мольная доля 0,312), R23 (мольная доля 0,250), R22 (мольная доля 0,275), n-C5H12 (мольная доля 0,162), сжимается до 2000 кПа и охлаждается в аппарате воздушного охлаждения до 18 °С. Далее он проходит через теплообменник, дросселируется до давления 290 кПа и температуры -70 °С и охлаждает природный газ до -69 °С.

Для сравнения предложенных технологических схем и выбора наиболее энергоэффективной были проведены расчеты основных параметров их работы. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Расчеты проводились при одинаковой температуре, расходе, давлении входящего газа и одинаковых параметрах целевого СПГ. Циклы были смоделированы так, чтобы коэффициент ожижения был равен 0,63.

Приведенные данные были получены из математических моделей в программном комплексе Unisim Design.

Холодильный коэффициент определен по формуле:

$$\varepsilon = \frac{Q}{W}$$

где Q – количество теплоты, отведенной от потока природного газа; W – затраты на компрессоры в цикле.

Сравнительный анализ полученных данных показал, что схема с предварительным контуром пропанового охлаждения имеет наименьшие расход хладагента и нагрузку на компрессоры. Цикл предполагает наименьшие энергозатраты на 1 кг получаемого СПГ и имеет наименьшее значение холодильного коэффициента.

Следовательно модифицированная технологическая схема АГНКС с применением контура предварительного охлаждения является самой энергоэффективной из рассмотренных. Также снижение расхода хладагента и нагрузки на компрессоры предполагает повышение надежности работы установки.

Экономический расчет показал, что срок окупаемости проекта составляет чуть более трех лет.

Приведенные данные могут быть использованы как при строительстве новых комплексов по производству СПГ на базе АГНКС, так и при модернизации уже существующих.

ФАКТЫ

3 года

составляет срок окупаемости проекта

Литература

- Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Основные проблемы малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2014. – № 4 (277). – С.112–124.
- Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М., Мещерин И.В. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа // Химические технологии и продукты. – 2016. – № 4. – С. 31–36.
- ГОСТ Р 56021-2014. Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок.

KEYWORDS: alternative fuels, hydrogen, storage, energy intensity, environmental energy sources.

ЭНЕРГАЗ: проблемы низконапорного ПНГ решаем комплексно



ВСТРЕЧИ С АЛЕКСАНДРОМ КРАМСКИМ, ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ КОМПАНИИ СЕРВИСЭНЕРГАЗ (ГРУППА ЭНЕРГАЗ), СТАЛИ ТРАДИЦИЕЙ. КРАМСКОЙ – ИНТЕРЕСНЫЙ СОБЕСЕДНИК, ВДУМЧИВЫЙ ИНЖЕНЕР И УМЕЛЫЙ ОРГАНИЗАТОР, ГОТОВЫЙ К РАЗГОВОРУ О ПРИМЕНЕНИИ СПЕЦИАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ, РАЗРАБОТАННЫХ ИНЖЕНЕРАМИ ЭНЕРГАЗА ДЛЯ ПОЛНОЦЕННОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ГАЗОПОДГОТОВКИ

MEETINGS WITH ALEXANDER KRAMSKOY, GENERAL DIRECTOR OF SERVICEENERGAZ (ENERGAZ GROUP), HAVE BECOME A TRADITION. KRAMSKOY IS VERY EXCITING PERSON TO TALK TO, A THOUGHTFUL ENGINEER, AND A SKILLFUL ORGANIZER, READY TO TALK ABOUT THE USE OF SPECIAL SOLUTIONS DEVELOPED BY ENERGAZ ENGINEERS FOR THE FULL IMPLEMENTATION OF GAS TREATMENT PROJECTS

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, компрессорная установка, газоподготовка, ремонт оборудования, компримирование, низконапорный ПНГ.



Крамской Александр Александрович
генеральный директор
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

– Рады видеть вас, уважаемый Александр Александрович, в добром расположении духа и полным рабочей энергии. С момента нашей предыдущей беседы прошло более года. Поэтому первый вопрос: как идут дела у коллектива СервисЭНЕРГАЗа в этот непростой период?

– Безусловно, организационные особенности и санитарные ограничения, введенные в связи с пандемией, наложили свой отпечаток. Но отмечу главное – сложности пандемии мобилизовали нас. Мы смогли оперативно организовать работу в этих условиях и сконцентрировали свой опыт на качественном исполнении обязательств перед заказчиками.

Сегодня наш сервисно-технический дивизион сосредоточен на плановых и оперативных работах, которые ведутся своевременно и качественно – под строгим организационным и техническим контролем.

Считаю, пандемия испытала нас на профессиональную и человеческую прочность. В этом году мы уже осуществили порядка 250 выездов на монтажные, пусковые, регламентные и ремонтные работы в различные регионы страны и за рубеж. Значительный объем работы ЭНЕРГАЗа связан с проектами подготовки и компримирования попутного нефтяного газа. И здесь особое внимание мы уделяем технологиям работы с низконапорным ПНГ.

Использование низконапорного ПНГ доступно

– Какое практическое значение имеют технологии ЭНЕРГАЗа в работе с низконапорным ПНГ?

– В начале объясню термин «низконапорный». Нефтяники называют так попутный газ конечных ступеней сепарации нефти. Его собственное давление не превышает 0,45 МПа, что не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать на головную компрессорную станцию для доставки стороннему потребителю.

Для решения технологической задачи компримирования низконапорного ПНГ в ЭНЕРГАЗе внедрен комплексный подход. Месторождения оснащаются малыми компрессорными станциями или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (СКНС), основа которых – газодожимные установки низкого давления.

Добавлю, что в ситуациях, когда давление попутного газа близко к вакууму (то есть его значение от -0,05 до 0,01 МПа), на СКНС применяют вакуумные компрессорные установки. Несколько лет назад мы осуществили первый такой проект, когда на Вынгапуровском месторождении «Газпром нефти» пустили два агрегата (фото 1). Сейчас уже 35 наших вакуумных машин действуют на различных объектах нефтегаза.

Так вот, надежная работа подобных компрессорных установок низкого давления обеспечивается специальными инженерными



ФОТО 1. Вынгапуровское месторождение (Газпром нефть). Вакуумные компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ», спроектированные для низконапорного ПНГ (0,001 МПа)

решениями – с учетом состава и качества исходного газа, условий эксплуатации, индивидуальных проектных требований.

Специальные инженерные решения снимают проблемы

– То есть мы подошли к конкретному опыту внедрения решений, уже опробованных ЭНЕРГАЗом?

– Да, начиная с 2007 года накоплен действительно уникальный опыт, ведь наша группа компаний специализируется и развивается именно на проектах комплексной газоподготовки. Инженеры ЭНЕРГАЗа тщательно учитывают все особенности компримирования низконапорного ПНГ, используя,

как правило, установки на базе винтовых маслонаполненных компрессоров. Скажу об основных факторах, осложняющих этот процесс, и инженерных решениях по ним.

Первое – это необходимость доочистки ПНГ. Несмотря на то что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации эффективного агрегата и не позволяет достигнуть на выходе установленных проектных параметров по чистоте.

Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации компрессорных установок (а это газомасляный сепаратор 1-й ступени и коалесцирующий фильтр 2-й ступени очистки) расширяются за счет дополнительной комплектации. То есть на входе устанавливается так называемый двухступенчатый фильтр-скруббер (фото 2). Двухступенчатый – это значит, что есть первая ступень сепарации, которая отделяет механические примеси, и вторая ступень – отделение капельной жидкости из газа, поступающего в установку. Скруббер оснащен автоматическим дренажем, специальной емкостью для отвода конденсата и системой сигнализации о загрязнении фильтрующих элементов. Также на выходе из установки мы ставим фильтры тонкой очистки газа.

В некоторых проектах наши машины оснащаются узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры. В линию нагнетания интегрируются охладитель и



ФОТО 2. Многоступенчатая система сепарации газа, усиленная фильтром-скруббером



ФОТО 3. Рефрижераторный осушитель ПНГ на Западно-Могутлорском месторождении (РуссНефть)

подогреватель, которые образуют промежуточный контур и обеспечивают охлаждение газа, отбой и удаление жидких фракций, подогрев газа. В итоге, за счет применения метода рекуперативного теплообмена мы получаем осушенный газ с температурой, существенно превышающей температуру точки росы, что исключает выпадение конденсата в ходе последующей транспортировки.

В особых случаях вместе с компрессором поставляем в отдельных укрытиях компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа для дополнительной очистки и осушки (фото 3).

Следующая проблема такова: работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования.

При этом в масле растворяется большое количество углеводородов, ведущих к перенасыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости и увеличению уровня масла в маслобаке, а это, конечно, приводит к преждевременному износу агрегата. Еще одно негативное следствие – образование конденсата в рабочих ячейках винтового компрессора и, как результат, увеличение потребления мощности на сжатие газа.

В целом, если идет такое избыточное конденсатообразование, то, поскольку жидкость несжимаема, могут происходить гидроудары и разрушение агрегата. В решении этой серьезной проблемы мы также применяем несколько способов.

Еще на стадии проектирования оборудования проводится анализ компонентного состава исходного газа. Расчеты проводятся на специализированном программном обеспечении – создается теоретическая модель поведения газов при определенных условиях температуры и давления в самом компрессоре. Это дает возможность рассчитать оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые обеспечат рабочие процессы в газовом контуре компрессорной установки уже вне зоны конденсатообразования.

Дополнительно мы используем в маслосистемах специальные, более вязкие масла марки ESTSYN, имеющие повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами. Причем, каждый раз проводим подбор типа масла исключительно для проектных условий эксплуатации конкретной установки.

Третья проблема. При компримировании газа с давлением близким к вакууму создается

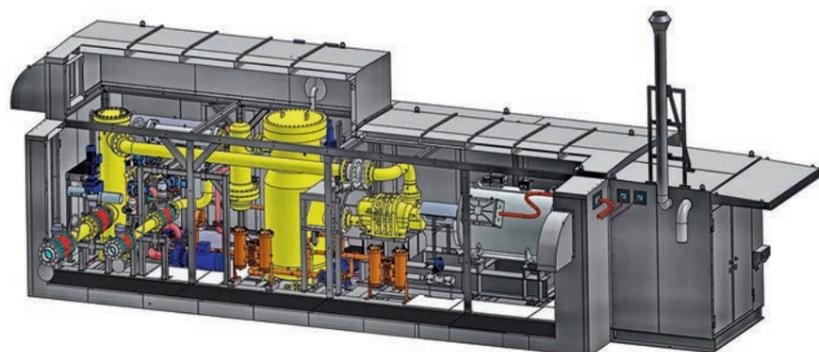


РИСУНОК 1. Модель компрессорной установки попутного газа для турбин энергоцентра Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми)

большая разница давлений на входе и выходе компрессорной установки. Вследствие чего давление сбрасывается не только на факельную систему или сбросовую свечу, но и через входной трубопровод, то есть происходит так называемая обратная тяга, ведущая к «уносу» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер.

Чтобы гарантированно избежать этого, мы применили решения по оснащению установок входными клапанами – модернизированными, быстродействующими, с электромеханическими приводами и пружинными отсекаателями, что позволяет своевременно отсекал входной трубопровод от основной магистрали. Срабатывание и закрытие происходит не более, чем за три секунды. Если представить, что это все-таки шаровые краны, которые достигают 300 DN (номинальный диаметр в мм – прим. редакции), то это очень быстрое закрытие. Таким образом практически исключаем риск обратной тяги.

Четвертая, но очень важная проблема. Под действием «вакуума», это когда давление на всасе установки ниже, чем атмосферное, в систему может «подсасываться» воздух и, значит, поступать кислород. Естественно, что кислород, смешиваясь с газом, может создавать взрывоопасную смесь.

Для обеспечения безопасности технологического процесса компрессорные установки комплектуются системой обнаружения кислорода в компримируемом газе. Здесь мы можем говорить о ноу-хау, разработанном нашей компанией. В данной технологической схеме настолько чувствительный датчик, что отбираемая для него



ФОТО 4. Алехинское месторождение (Сургутнефтегаз). На компрессорную станцию низких ступеней сепарации поступает смешанный ПНГ из нескольких источников

проба предварительно проходит обязательную осушку и очистку. Только затем, после основательной подготовки проба газа подается на чувствительный элемент датчика. И если фиксируются предельные значения содержания кислорода, оборудование отключается.

Нестабильный состав ПНГ – мотив к инженерному творчеству

– Инженерные решения, предлагаемые специалистами Группы ЭНЕРГАЗ, подсказаны, как мы понимаем, условиями эксплуатации на конкретных месторождениях.

– Именно так. Например, проблема, которой мы занимались очень плотно – это нестабильность состава и характеристик ПНГ. По условиям некоторых проектов установки компримируют смешанный попутный газ, поступающий от разных объектов добывающего комплекса (фото 4). И, соответственно, основные его параметры – состав, плотность, влажность, давление, температура точки росы, теплотворная способность – варьируются, причем эти колебания могут происходить даже в течение суток.

Также нестабильны параметры исходного газа, поступающего с одного и того же объекта. Причины могут быть разными, например, истощение месторождения, обводнение скважин, климатические аномалии и т.д.

Чтобы контролировать вызванные этими факторами изменения, мы дополнительно комплектуем

компрессорные установки потоковыми хроматографами для определения состава и теплотворной способности газа. Наши машины оснащаются системами измерения температуры точки росы по воде и углеводородам с устройствами отбора проб. При необходимости включаем в комплектацию замеры устройства расхода компримированного газа. Таким образом, мы получаем возможность своевременно модернизировать оборудование, перенастроить его рабочие параметры, добавить или поменять уставки (установленные значения регулируемых переменных, по достижении которых происходит изменение состояния системы – ред.).

Сталкиваемся и с проблемой условий эксплуатации. То есть компримирование низконапорного ПНГ зачастую проходит

в климатических условиях, когда минимальные температуры наружного воздуха могут опускаться до минус 60 градусов, а средняя температура наиболее холодной пятидневки доходит до минус 50, а это экстремально низкие температуры. Возможны и специфические особенности газа, например, высокое содержание сероводорода.

Заметим, что зачастую оборудование работает удаленно, и труднодоступность осложняет техническое обслуживание и контроль за его эксплуатацией. Опыт определяет способы решения таких проблем. Так, если говорить о климатических условиях, мы применяем установки во внутрицеховом исполнении – это когда строится отдельное здание, в котором устанавливается оборудование.

Часто используем вариант арктического исполнения компрессорных установок. Агрегаты находятся в отдельных собственных укрытиях, оборудованных системами жизнеобеспечения (отопление, вентиляция, освещение) и системами безопасности (пожаробезопасность, газодетекция, сигнализация, пожаротушение). И, что важно, обеспечено пространство для обслуживания и работ, связанных с ремонтом оборудования (фото 5).

Нередки решения, которые мы реализуем индивидуально, «штучно» – в каждом отдельном случае при выявлении конкретной проблемы. Так, в «шкатулке» нашего опыта внедрение специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве

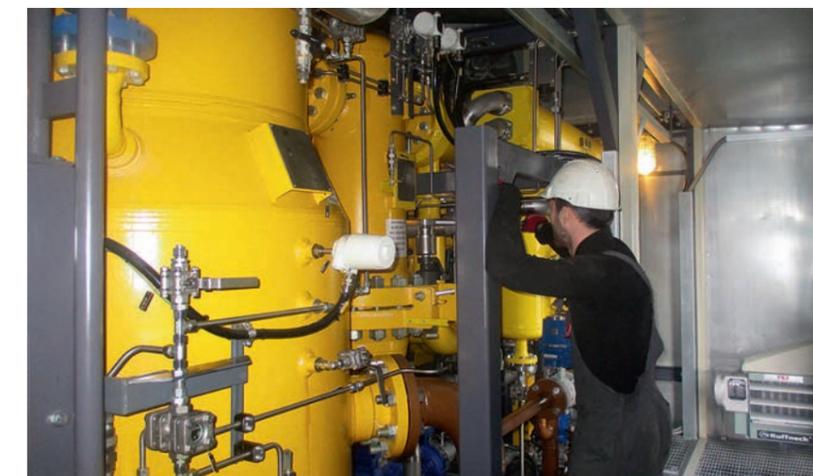


ФОТО 5. Арктическое исполнение установок обеспечивает пространство для комфортного сервисного обслуживания

оборудования, усовершенствования маслосистемы, системы автоматизированного управления или самого компрессора (фото 6).

Оснащаем установки системами плавного пуска, основанными на применении специальных силовых ключей-симисторов или встречно-параллельно включенных тиристоров. В итоге решаем две технические задачи: во-первых, нивелируем пиковую токовую нагрузку, а это особо значимо для других потребителей на объекте со слабой по напряжению питающей сетью; во-вторых, обеспечиваем комфортный, мягкий запуск главного электродвигателя (привода компрессора), что особенно важно при отрицательных температурах окружающей среды.

В условиях удалённой эксплуатации мы резервируем некоторые элементы и узлы. К примеру, используем сдвоенные фильтры маслосистемы и сдвоенные насосы систем смазки и охлаждения. Так создаем необходимые условия для надежной и безаварийной работы оборудования.

Высшее удовлетворение несут результаты труда

– Спасибо, Александр Александрович, за подробный рассказ. 24 сентября головная компания Группы ЭНЕРГАЗ отменяет свое 14-летие. А какие чувства эта дата вызывает у вас и ваших коллег?

– Прежде всего – это удовлетворение результатами труда. Замечу, начиная



ФОТО 6. Монтаж компрессора, модернизированного с учетом новых условий эксплуатации

с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил уже 315 технологических установок подготовки и компримирования газа.

В электроэнергетике мы обеспечиваем топливом более 200 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью свыше 6,6 ГВт. В нефтегазовой отрасли наше технологическое оборудование осуществляет газоподготовку в составе 62 объектов на 47 месторождениях.

Мы наработали уникальный опыт реализации проектов компримирования низконапорного ПНГ. На сегодня в этом сегменте задействовано 126 компрессорных установок, перекачивающих газ с диапазоном входного давления от -0,2 до 0,4 МПа. Из них 57 машин функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа,

а 69 установок подготавливают ПНГ в качестве топлива для энергоцентров месторождений.

География нашего труда обширна. У нас есть проекты, которые выполнены в Беларуси, Казахстане, Узбекистане, а в России наше оборудование для подготовки различных типов газа вы встретите буквально повсюду – на различных газоиспользующих промышленных и энергетических объектах от Сахалина до Калининградской области, включая, безусловно, традиционные нефтегазодобывающие регионы – Тюменскую область, Республику Саха-Якутия, Крайний Север (фото 7), все и не перечислить.

Так что чувства наши накануне 14-летия родного коллектива едины – качественно вершить инженерное дело, чтобы профессиональная марка Группы ЭНЕРГАЗ говорила сама за себя и отвечала самым высоким требованиям наших заказчиков. ●

Материалы беседы предоставлены пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ

KEYWORDS: *associated petroleum gas, compressor unit, gas treatment, equipment repair, compression, low-pressure APG.*

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@energaz.ru
www.energaz.ru



ФОТО 7. Компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» надежно работает в условиях Заполярья (Варандейское месторождение в Ненецком АО)



Society of Petroleum Engineers



Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12–15 октября 2021

Онлайн

Регистрация на ведущее отраслевое мероприятие открыта!



Подробная информация: go.spe.org/21rptc-neftegaz



МЕТОДЫ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА

Лаврова София Вячеславовна

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

Шестаков Роман Алексеевич

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

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ВСЕ БОЛЬШУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИОБРЕТАЕТ ПОИСК И ИЗУЧЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ. ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕМ ЯВЛЯЕТСЯ ВОДОРОД. ОН ЭКОЛОГИЧЕН И ЭФФЕКТИВЕН В ПРОЦЕССАХ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ С ЕГО УЧАСТИЕМ. ВОДОРОДНОЕ ТОПЛИВО БЫЛО ИЗОБРЕТЕНО И ПРИМЕНЕНО ДОСТАТОЧНО ДАВНО. ОДНАКО ДО СИХ ПОР ОДНОЙ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ПРОБЛЕМ ЯВЛЯЕТСЯ ВОПРОС О ХРАНЕНИИ ДАННОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА

CURRENTLY, THE SEARCH AND STUDY OF ALTERNATIVE ENERGY SOURCES ARE BECOMING INCREASINGLY IMPORTANT. HYDROGEN IS AN ATTRACTIVE ENERGY CARRIER. IT IS ENVIRONMENTALLY FRIENDLY AND EFFICIENT IN ENERGY CONVERSION PROCESSES WITH ITS PARTICIPATION. HYDROGEN FUEL WAS INVENTED AND APPLIED FOR A LONG TIME. HOWEVER, UNTIL NOW ONE OF THE MAIN PROBLEMS IS THE ISSUE OF STORAGE OF THIS ENERGY SOURCE. THE ARTICLE PRESENTS THE EXISTING AND PROMISING METHODS OF HYDROGEN STORAGE

Ключевые слова: альтернативное топливо, водород, хранение, энергоёмкость, экологические источники энергии.

Хранение водорода обходится гораздо дороже его производства. Себестоимость хранения связана с физическими свойствами водорода и с высокими требованиями к системам хранения. Система хранения должна выдерживать криогенные температуры, высокие давления, а также содержать активные элементы, которые бы взаимодействовали с водой или воздухом [1].

Министерство энергетики США классифицирует методы хранения водородного топлива по двум группам.

Первая группа сформирована на основе физических процессов: ожижение и компримирование водорода. Вторая группа отражает химические процессы сильного взаимодействия водорода с некоторыми элементами среды хранения.

Хранение газообразного водорода под давлением является одним из самых простых способов. Его принцип аналогичен процессу сжатия природного газа. К примеру, 1 кг водорода при стандартных условиях занимает достаточно большой объем, около 11,2 м³ [2]. Согласно уравнению состояния идеального газа, чтобы он занимал меньший объем, нам нужно увеличить его давление. Сжимая водородный газ, мы увеличиваем его плотность. То есть при хранении в обычных стальных баллонах под давлением до 200 атм, 1 кг водорода будет занимать около 56,3 литра (0,0563 м³) объема при давлении в 20 МПа. Однако энергетическая плотность такого вида топлива значительно уступает аналогичному показателю бензина. На 1 литр водорода приходится всего 4,4 МДж энергии, тогда как на 1 литр бензина 31,6 МДж.

ТАБЛИЦА 1. Условия и способы хранения водорода

Агрегатное состояние	Давление, атм	Температура, К	Расстояние между молекулами, нм	Концентрация атомов, ат./см ³ · 10 ²²
Газообразный водород	1	300	3,3	0,056
	350	300	0,54	1,3
	700	300	0,45	2,3
Жидкий водород	1	20	0,36	4,2

ФАКТЫ

1 КГ

водорода при стандартных условиях занимает объем 11,2 м³

Достоинства

- Простая, изученная технология

Недостатки

- Низкая энергоёмкость

Хранение водорода в жидком состоянии основано на процессе сжижения водородного газа. Его энергетическая плотность на 1 литр около 8 МДж. Однако на сам процесс сжижения расходуется от 25 до 45% энергии. Для сжижения 1 кг водорода потребуется затратить от 10 до 14 кВт·ч электроэнергии [2]. То есть данный метод хранения требует большого количества энергии. Жидкий водород хранится исключительно в криогенных контейнерах, которые изготавливаются из высококачественных сталей, способных выдерживать требуемые температурные диапазоны. Несмотря на достаточно эффективную теплоизоляцию, наблюдаются существенные потери водородного газа, особенно при маломасштабном хранении. Для решения этой проблемы было предложено хранить водород независимо от условий заполнения контейнера. Тогда водород будет не полностью в жидком состоянии, но еще и частично в газообразном. Снизить потери водородного топлива также помогают сорбенты с большой удельной плотностью поверхности [3].

Достоинства

- Энергоёмкость больше, чем у газообразного водорода

Недостатки

- Высокий уровень испарения



РИС. 1. Количество молекул водорода в зависимости от условий хранения



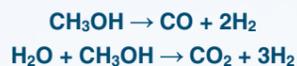
Методы второй группы основаны на физико-химических процессах и характеризуются сильным взаимодействием молекулярного или атомного водорода с материалами среды хранения.

Химически связанный водород получают из аммиака, метанола и этанола путем их разложения. Например, для получения 1 кг водорода требуется использовать 5,65 кг аммиака.



В результате выделяется 92 кДж энергии. Однако теплота сгорания полученного водорода превышает теплоту сгорания аммиака примерно на 20% и КПД составляет 60–70% [2].

Методом каталитического разложения с последующей каталитической конверсией углекислого газа и каталитической паровой конверсии можно получить водород из метанола.



В результате выделяется 90 кДж и 49 кДж энергии соответственно. Для протекания реакций

ФАКТЫ

0,0563 м³

будет занимать 1 кг водорода при хранении в обычных стальных баллонах под давлением до 200 атм

необходимо поддержание температуры на уровне 300–400 °С и применение цинк-хромового катализатора. КПД же незначительно увеличится и составит примерно 65–75% [2].

Достоинства
• Низкая себестоимость сырья
Недостатки
• Однократная среда хранения

Гибридная система хранения представляет собой химическое соединение водорода с металлом. Водород может храниться как с замещением кристаллической решетки, так и в самой кристаллической решетке металла. Энергозатраты на хранение гибрида водорода гораздо меньше. Это объясняется экзотермическим и эндотермическим процессами [3]. При образовании гибрида происходит выделение теплоты, а при освобождении водорода наблюдается поглощение теплоты. Это можно представить следующим образом:



Гибрид водорода имеет высокую плотность хранения: 0,1–0,15 кг/л, не требуя поддержания низкой температуры [2].

В 2017 году Министерство энергетики США спрогнозировало достижения по бытовому хранению водорода. К 2020 году предполагалось достигнуть уровня хранения гибридного водорода в количестве 40 кг/м³, к 2025 – 50 кг/м³, а конечной целью являлось хранение 70 кг/м³ водородного топлива.

Однако в 2020 году удалось научиться хранить только 30 кг/м³ гибрида водорода. В связи с этим Министерство энергетики США пересмотрело свои данные.

Гибрид водорода имеет высокие энергетические параметры. Гибрид магния содержит 77 граммов водорода на 1 кг массы самого гибрида. А в баллоне под давлением 20 МПа на 1 кг емкости приходится всего 14 граммов водорода. Стоит отметить, что гибрид магния является доступным, недорогим и достаточно изученным материалом. Он обладает высокой

ТАБЛИЦА 2. Прогноз Министерства энергетики США по бытовому хранению водорода

	2020 г.	2025 г.	Конечная цель
Объем хранения водорода, кг/м ³	40	50	70

ТАБЛИЦА 3. Пересмотренный прогноз Министерства энергетики США по бытовому хранению водорода

	2020 г.	2025 г.	Конечная цель
Объем хранения водорода, кг/м ³	30	40	50

объемной и массовой плотностью: 7,6% и 109 г/л. Но в применении имеет термодинамические и кинематические ограничения: ниже 200 °С водород уже не поглощается, а при 400 °С наблюдается десорбция [2]. Для улучшения кинематических параметров водородного топлива разрабатывается и изучается применение наноструктурных материалов, в том числе и новые катализаторы на основе редкоземельных металлов [3].

В настоящее время ведется активное изучение свойств и применения палладия. На его основе уже изготавливаются катализаторы и мембраны для получения чистого водорода, материалы с повышенными характеристиками, топливные элементы, электролизеры, водородные сенсоры [3]. Кроме того, палладий способен накапливать водород в форме нанопорошка. Стоит отметить, что Россия контролирует половину мирового рынка палладия. В Черноголовке институт проблем химической физики РАН занимается созданием аккумулятора водорода на основе гибридов палладия.

Достоинства
• Наиболее безопасная система хранения
• Удобная транспортировка
• Наименее энергозатратная технология
Недостатки
• Малоизученная технология
• Маленькая энергоемкость
• Необходимость в постоянном подогреве

Криoadсорбционное хранение водорода заключается в объединенном использовании гибридной технологии хранения и хранения водорода в сжиженном виде. Водородное топливо хранится в криогенно охлаждаемых резервуарах, содержащих адсорбирующий водород материал. Криoadсорбционное хранение позволяет увеличить количество водорода на единицу массы адсорбента, что дает явное преимущество перед гибридным методом хранения. Также адсорбент гораздо дешевле металлических сплавов гибрида водорода. Емкость адсорбента в большей степени зависит от температуры, то есть чем ниже температура криoadсорбции, тем выше емкость. При этом рабочая температура криoadсорбции колеблется в диапазоне от -208 до -195 °С, тогда как жидкий водород требует поддержание температуры около -253 °С [3].

ФАКТЫ

77

граммов водорода содержит гибрида магния на 1 кг массы самого гибрида

В качестве примера можно рассмотреть применение активированного угля как адсорбента. При температуре в -195 °С емкость хранения водорода составляет 68 г/кг адсорбента, а при дальнейшем снижении температуры до -208 °С емкость увеличивается до 82 г/кг. Криoadсорбционный водород подразумевает небольшие объемы хранения, но имеет высокие массовые характеристики.

Достоинства
• Безопасная система хранения
• Широко применяемая технология
Недостатки
• Маленькая энергоемкость

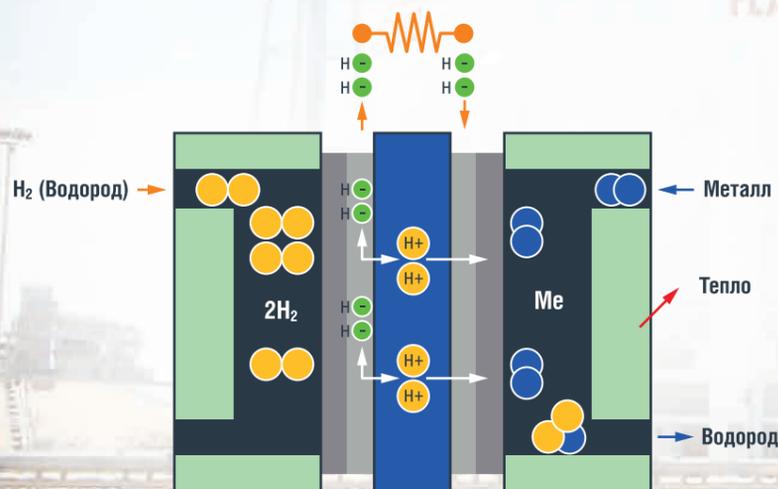
На данный момент газообразный и жидкий водород являются наиболее изученными формами хранения. Они имеют простую технологию получения и хранения относительно других методов, основанных на физико-химических процессах. Однако ключевая проблема внедрения водорода в масштабное использование до сих пор заключается в его небольшой энергоемкости и остается нерешенной. ●

Литература

1. Тарасов Б.П., Лотоцкий М.В., Яртысь В.А. Проблема хранения водорода и перспективы использования гидридов для аккумуляции водорода // Рос. хим. ж. (Ж.Рос.хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). 2006 г. С. 36–48.
2. Гамбург Д.Ю., Семенов В.П., Дубовкин Н.Ф., Смирнова Л.Н. // Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение / 1989 г. 672 с.
3. Радченко Р.В. Водород в энергетике: учебное пособие / Р.В. Радченко, А.С. Мокрушин, В.В. Тюльпа; [науч. ред. С.Е. Щеклеин]. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2014 г. 234 с.
4. Комаров Д.Н., Шестаков Р.А. Анализ обеспечения промышленной безопасности в условиях применения альтернативных источников моторного топлива // Материалы конференций ГНИИ «Нацразвитие». 2018. С.57–62.
5. Штанько Е.О., Комаров Д.Н., Шестаков Р.А., Хасанова Л.Р. Газомоторное топливо как современная альтернатива традиционным видам топлива (сравнительный анализ) // Магистральные и промышленные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Научно-технический сборник № 2. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. С. 34–42.

KEYWORDS: alternative fuels, hydrogen, storage, energy intensity, environmental energy sources.

РИС. 2. Упрощенная схема гибрида водорода с металлом



СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ:

эксплуатация на незадействованных площадках нефтегазового комплекса

ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, В ЧАСТНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ЗАРУБЕЖНЫМИ И РОССИЙСКИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ. ОЦЕНЕН КОМПЛЕКСНЫЙ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ, СОЦИАЛЬНЫЙ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ) ЭФФЕКТ И ВОЗМОЖНЫЕ РИСКИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

THE ANALYSIS OF THE USE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES, IN PARTICULAR SOLAR POWER PLANTS, BY FOREIGN AND RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES IS CARRIED OUT. THE COMPLEX (TECHNOLOGICAL, ECONOMIC, SOCIAL, ENVIRONMENTAL) EFFECT AND POSSIBLE RISKS OF IMPLEMENTING A SOLAR POWER PLANT PROJECT ARE EVALUATED

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечная электростанция, комплексный эффект, инвестиционная привлекательность солнечных электростанций, риски солнечных электростанций.

**Ахметшина
Гузель Раисовна**

АО «Мосгаз»,
Центральное диспетчерское
управление,
ведущий инженер, соискатель
ученой степени

**Оздоева
Алина Хамзатовна**

РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
доцент, к.э.н.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) являются неотъемлемым элементом развития энергетической и нефтегазовой отраслей. Их установленная мощность ежегодно увеличивалась – к 2020 году в мире достигла более 2,8 тыс. ГВт, где 25% (707 ГВт) составляют солнечные электростанции (СЭС) с фотоэлектрическими модулями [9]. ВИЭ для нефтегазовых компаний – это инструмент энергетического перехода, диверсификации, повышения технологической, экономической и экологической устойчивости. Так, среди международных нефтегазовых

компаний, как крупнейших инвесторов в проекты ВИЭ, выделяются Shell, Equinor, Total, BP, ENI. Они направляют на развитие возобновляемой энергетики в среднем 3–5% от общих инвестиций (0,3–1 млрд долл. США) [4].

Российские нефтегазовые компании по сравнению с международными находятся в начале пути формирования направления бизнеса на основе ВИЭ (рисунок 1): включают цели по возобновляемой энергетике в состав своих стратегий, создают соответствующие подразделения (пример – ПАО «Лукойл»). С целью сокращения расходов на развитие технологий и собственной инфраструктуры, снижения большого количества рисков (например, связанных с реализацией проекта) отечественные компании реализуют большинство проектов ВИЭ в рамках локальных партнерств со специализированными игроками (например, с Группой компаний «Хевел») [1, 6].

Низкий уровень зрелости рынка ВИЭ в России в основном связан с существующими ограничениями развития отрасли. К ним относятся следующие ограничения [1, 4]:

- регуляторные (требования по локализации и штрафные санкции за их невыполнение, штрафные санкции за невыполнение

РИС. 1. Уровень вовлеченности международных и российских нефтегазовых компаний в проекты ВИЭ



Источник: [4]

УДК 321.311.25

ТАБЛИЦА 1. ВИЭ в российских нефтегазовых компаниях

№ п/п	Компания	ВИЭ	Применение ВИЭ	План
1	ПАО «Газпром»	солнечные панели, ВЭУ	1) системы управления на нескольких скважинах ООО «Газпром добыча Ямбург»; 2) линейные объекты магистральных газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Москва»	проектирование ВЭС в Калининградской области
		ГЭС 3 ГВт	ТГК-1 ООО «Газпром энергохолдинг» – поставка зеленой электроэнергии по двусторонним договорам на оптовый и розничный рынки	
		СЭС	научно-производственный филиал «Оренбурггазгеофизика»	
2	ПАО «ЛУКОЙЛ»	ГЭС 298 МВт	Цимлянская ГЭС (211,5 МВт), Краснополянская ГЭС (28,9 МВт), Белореченская ГЭС (48 МВт), Майкопская ГЭС (9,4 МВт)	1) стадия реализации проектов строительства Краснодарской СЭС (2,35 МВт); 2) проведение ветромониторинга в районе Цимлянской ГЭС в Ростовской области
		ВЭС 84 МВт	Румыния	
		СЭС 40 МВт	Волгоград (30 МВт), Болгария (1 МВт), Румыния (9 МВт)	
		тепловые насосы	более 20 АЗС	
		солнечные панели и коллектора, ВЭУ	автозаправочные комплексы	
3	ПАО «Газпром нефть»	СЭС 1 МВт	Омское НПЗ	н.д.
		комбинированная ВЭС-СЭС	ВЭС-СЭС «Юрта» в Ленинградской области	
4	ПАО «НОВАТЭК»	автономные энергокомплексы (солнечные панели и ВЭУ)	строительство линейной части продуктопровода, соединяющего Юрхаровское газоконденсатное месторождение и Пуровский НПЗ	изучение возможности строительства ВЭС в п. Сабетта (до 160 МВт) для частичного электроснабжения своей СПГ-инфраструктуры
5	НК «Роснефть»	солнечные панели, тепловые насосы	Краснодарский край	изучение возможности строительства ВЭС в п. Таймыр, на о. Сахалин
		автономная гибридная электростанция	Ямало-Ненецкий автономный округ	н.д.
6	ООО «Калининград-нефтепродукт»	тепловые насосы	автомобильные заправочные станции	н.д.
7	ПАО «Сургутнефтегаз»	тепловые насосы	автомобильные заправочные станции	н.д.
8	ПАО «Транснефть»	СЭС	АО «КОНАР» в Челябинске, АО «Транснефть – Приволга» в Новокуйбышевске, АО «Транснефть – Сибирь» в Тюмени	н.д.
9	ПАО «Татнефть»	7,8 кВт ветросолнечный комплекс	центральная база производственного обслуживания управляющей компании «Татнефть-Энергосервис»	н.д.

Источник: составлено автором

- установленных сроков ввода объекта в эксплуатацию и др.);
 - политические (применение санкций при ввозе комплектующих, используемых при строительстве объектов и др.);
 - технологические (необходимость наличия резервных мощностей, накопителей энергии или гибридных энергосистем для создания надежности на случай потери мощности объектом ВИЭ и др.);
 - экономические (значительное количество установленных мощностей в районах с централизованным энергоснабжением сдерживает спрос на новые мощности и др.).
- Если сравнивать установленные мощности конкретно СЭС между отраслями в России, то лидерами являются нефтегазовые компании, доля которых составила 84% (около 32 МВт). Остальные доли заняли коммерческая недвижимость (9,6%), горнодобывающие компании (4,1%), фермерские хозяйства (2,3%) [1].
- В таблице 1 представлены проекты отечественных нефтегазовых компаний в области ВИЭ.

ТАБЛИЦА 2. Оценка комплексного эффекта при реализации проектов солнечных электростанций

Эффект	Содержание
технологический	<ul style="list-style-type: none"> дополнительный источник электроэнергии для собственных нужд; резервный источник энергии, например в комбинации с дизельными генераторами, накопителями энергии, ветро-дизельными установками (так называемые автономные гибридные энергоустановки, АГЭУ); надежность СЭС в составе АГЭУ в качестве источника энергоснабжения в удаленных районах, где отсутствует сеть централизованного электроснабжения; масштабируемость системы
экономический	<ul style="list-style-type: none"> сокращение затрат на электроэнергию, например для собственных нужд; минимальные эксплуатационные затраты (нет необходимости в топливе, оплате труда постоянного обслуживающего персонала, налоговых выплатах за выбросы вредных веществ); источник дохода от продажи «зеленой» энергии получение продукции с высокой добавленной стоимостью; снижение затрат по экологическим штрафам
экологический	<ul style="list-style-type: none"> отсутствие выбросов загрязняющих веществ; отсутствие риска возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие, например, утечек и взрыва топлива
социальный	<ul style="list-style-type: none"> забота об окружающей среде; появление новых рабочих мест, например на договорной основе

Источник: составлено автором

ТАБЛИЦА 3. Основные факторы риска проектов ВИЭ

Вид ВИЭ	Факторы риска
Ветроэнергетика	<ul style="list-style-type: none"> Длительные сроки окупаемости и высокие первоначальные затраты Критические сбои компонентов (например, шестерни, подшипники, лопасти и т.д.) Изменчивость ветроресурсов Необходимость морской прокладки кабеля (для шельфовых ВЭС)
Фотоэлектрическая энергетика	<ul style="list-style-type: none"> Выход из строя компонентов системы (короткое замыкание и др.) Изменения в количестве солнечной радиации Технологические риски по мере увеличения мощности проекта и комбинации с другими технологиями Кража/вандализм оборудования
Геотермальная энергетика	<ul style="list-style-type: none"> Расходы на бурение и связанный с этим риск Риски разведки бурения (например, неожиданные величины температуры и скорости потока) Критические сбои в работе компонентов, такие как выход из строя насоса Длительные сроки ввода в эксплуатацию (например, разрешение на строительство)
Гидроэнергетика	<ul style="list-style-type: none"> Наводнения Сезонная/годовая изменчивость стока
Биоэнергетика	<ul style="list-style-type: none"> Надежность и вариабельность поставок биомассы Вариабельность цен на биомассу Экологические платежи, связанные с обработкой и хранением биотоплива Действия оппозиции, связанные с проблемой запаха

Источник: составлено автором

Наибольший объем введенных мощностей прослеживается у ПАО «Лукойл» [1, 8]:

- 298 МВт гидроэлектростанций,
- 84 МВт ветроэлектростанций,
- 40 МВт солнечных электростанций,
- тепловые насосы.

Это единственная российская нефтегазовая компания, имеющая на своем балансе все основные виды возобновляемой энергетики, а также провозгласившая своё стремление к 2050 году к углеродной нейтральности.

Компания ПАО «Лукойл» реализовала два проекта СЭС на незадействованной в производственном цикле территории нефтеперерабатывающего завода в Волгограде: строительство первой очереди (10 МВт Красноармейская СЭС) завершилось в 2018 г. и второй (20 МВт Нефтезаводская СЭС) – в мае 2021 г. Цель проекта заключалась в создании дополнительной добавочной стоимости бизнеса, оптимизации использования свободных площадей, развитии ВИЭ, укреплении положительного имиджа и повышении конкурентоспособности компании, ориентированной на устойчивое развитие бизнеса. СЭС, коэффициент использования установленной мощности которых составляет 11,5%, участвуют на оптовом рынке электрической энергии и мощности в рамках действия договора на поставку мощности (ДПМ) – механизма государственной поддержки [1, 5, 8].

В рамках исследования анализ инвестиционной привлекательности Красноармейской СЭС показал, что проект эффективен: NPV более 400 млн руб., PI более 1,3, IRR больше ставки дисконтирования на 5%, простой (6 лет) и дисконтированный (9 лет) сроки окупаемости ниже срока действия ДПМ и гарантированного срока службы СЭС [1].

Реализация проектов ВИЭ, в частности солнечных электростанций, позволяет провести комплексный анализ, включающий технологический, социальный, экономический и экологический эффект для всех участников [1–3, 7]. Результаты анализа представлены в таблице 2.

ТАБЛИЦА 4. Основные факторы риска проектов солнечных электростанций

Риск	Пример риска
территориальный	<ul style="list-style-type: none"> – приостановление развития экономики России; – особенности политической и социально-экономической ситуации
рыночный	<ul style="list-style-type: none"> – сокращение спроса на электроэнергию; – сокращение генерации в ходе приостановления развития экономики; – изменение тарифов на электроэнергию; – изменение цен на оборудование и материалы, услуги; – рост неплатежей
производственно-технический	<ul style="list-style-type: none"> – выход из строя компонентов системы (например, короткое замыкание); – изменения в количестве солнечной радиации; – технологические риски по мере повышения мощности проекта и комбинации с другими технологиями; – кража/вандализм оборудования; – совершение ошибок персоналом; – невыполнение обязательств поставщиками; – конкуренция с более эффективными генераторами энергии
регуляторный	<ul style="list-style-type: none"> – изменение модели рынка; – изменение налогового законодательства и др.; – изменение нормативно-правовых актов; – сдерживание со стороны государства регулируемых тарифов на электроэнергию
инвестиционный	<ul style="list-style-type: none"> – отсутствие возможности привлечения дополнительных средств; – незапланированный рост издержек и несоответствие требуемым параметрам инвестиционных проектов; – несоответствие требованиям и стандартам регулирующих организаций
финансовый	<ul style="list-style-type: none"> – инфляционные, финансовые, процентные, валютные потери в ходе задержки и ввода в эксплуатацию объектов в незапланированный срок; – рост дебиторской задолженности
экологический	<ul style="list-style-type: none"> – нанесение вреда окружающей среде; – привлечение к гражданской ответственности;
социальный	<ul style="list-style-type: none"> – аварии и технологические нарушения вследствие ошибочных действий оперативного персонала; – возникновение конфликтов интересов; – невыполнение партнерами и подрядчиками договорных обязательств; – коррупция; – потеря деловой репутации

Источник: составлено автором

Любой проект, помимо эффектов, включает в себя ряд определенных рисков. Каждому виду ВИЭ присущи свои особенности, что позволяет использовать их в комбинации как с другими объектами возобновляемой энергии, так и с традиционными источниками энергии. В таблице 3 приведен перечень основных факторов риска проектов ВИЭ.

Для проектов СЭС рассмотрены следующие виды рисков:

территориальные, регуляторные, рыночные, производственно-технические, экологические, инвестиционные, социальные, финансовые [1, 4, 7]. Их содержание представлено в таблице 4.

Стоит отметить, что проекты солнечных электростанций в целом имеют низкий уровень риска за счет короткого цикла реализации и масштаба. Несмотря на вышеизложенное, стоит отметить важность непрерывного

улучшения технических характеристик оборудования, применяемого в рамках эксплуатации СЭС, мониторинга развития данного направления и ежегодной актуализации оценки (коммерческой, технологической, социальной и экологической) применимости таких технологий на объектах компании.

Таким образом, эксплуатация СЭС на незадействованных площадках нефтегазовых компаний – это эффективный проект не только с финансовой точки зрения (дополнительная добавочная стоимость бизнеса), но и социальной (положительный имидж компании, укрепление доверия со стороны партнеров и общества), экологической (забота об окружающей среде), технологической (дополнительный источник энергии). ●

Литература

1. Ахметшина Г.Р. Интегрированные средства управления технологическими процессами на примере возобновляемых источников энергии: дипломная работа. Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, 2021.
2. Ахметшина Г.Р. Перспективы солнечных станций в составе автономных гибридных энергоустановок для Дальневосточного региона / Г.Р. Ахметшина, К.К. Ильковский, М.Р. Кусимов / Научно-практический журнал «Микроэкономика». – 2020. – № 2, вып. 91. С. 67–74.
3. Ахметшина Г.Р. Разработка программы оптимизации энергообеспечения изолированных территорий с применением природного газа и накопителей энергии на примере Хабаровского края: дипломная работа (диссертация магистра возобновляемых источников энергии). Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, 2020.
4. Возобновляемые источники энергии как новый шаг развития для нефтегазовых компаний // КПМГ, декабрь 2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://home.kpmg/ru/ru/home/insights/2019/12/renewable-energy-sources-for-oil-and-gas.html>. – Дата обращения: 01.03.2021.
5. Волгоградская солнечная электростанция [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://solarsystems.msk.ru/areas/projects/122/>. – Дата обращения: 01.03.2021.
6. Карсевич В.А. Пути декарбонизации в российских нефтегазовых компаниях / Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль». – 2021. – № 6. – С. 64–67.
7. Копылов А. Экономика ВИЭ: Издание 2-е, переработанное и дополненное / Анатолий Копылов. – [б.м.]: [б.и.], 2016. – 576 с. – [б.н.].
8. Энергетика ПАО «Лукойл» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://lukoil.ru>. – Дата обращения: 01.03.2021.
9. Data & Statistics [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.irena.org/Statistics>. – Дата обращения: 01.03.2021.

KEYWORDS: *renewable energy sources, solar power plant, complex effect, investment attractiveness of solar power plants, risks of solar power plants.*



GRAND HOTEL
EMERALD
★ ★ ★ ★ ★
Saint-Petersburg

Почувствуйте искусство петербургского гостеприимства!

Гранд Отель Эмеральд известен как один из лучших отелей Санкт-Петербурга. Удачное местоположение делает его особенно популярным среди гостей города и местных жителей, которые полюбили отель за уют, вкусную еду и прекрасный банный комплекс Wellness Emerald. 10 минут ходьбы от Площади Восстания и вы оказываетесь в уютном, тихом, но при этом поистине роскошном пятизвездочном отеле с номерами различных категорий: от комфортных и уютных стандартов до люксов, потрясающих воображение.

 Grand Hotel Emerald, Санкт-Петербург,
Суворовский проспект, 18

 grandhotelemerald.com

 [grand.hotel.emerald](https://www.instagram.com/grand.hotel.emerald)

 +7 (812) 740-50-00



В 2021 году гостиница начала реализовывать кардинально новые и смелые идеи. Так, в лобби-баре неожиданно для многих появилась литературная гостиная. Полки шкафов заполнились самыми разными произведениями: от классики и детских сказок до бизнес-литературы и фантастики. Книги создают особую атмосферу гармонии и спокойствия, которая очень нравится посетителям. Кроме того, каждого гостя Гранд Отеля Эмеральд ждут книги прямо в номере отеля – они помогают расслабиться и погрузиться в свои мысли.



В мае в Гранд Отеле Эмеральд открылся новый японский ресторан в концепции speakeasy, который стал событием в ресторанной жизни Петербурга. Room DND – ресторан современной японской кухни, название которого расшифровывается как «не беспокоить». Кухня ресторана описывается лаконичным определением «современная Япония» и построена на сочетании классических гастро-традиций Страны восходящего солнца и новых прочтений в стиле modern.

Какая бы ни была цель поездки, Гранд Отель Эмеральд рад открыть для Вас свои двери! Приглашаем провести незабываемые дни в Санкт-Петербурге. Просто перейдите по специальному QR-коду, чтобы увидеть больше информации об отеле и забронировать номер по лучшему тарифу.

[#Itsyoureadingtime](https://www.instagram.com/itsyoureadingtime)

СПГ-ТЕРМИНАЛЫ ЕС: право доступа третьих лиц и правила покупки мощностей на вторичном рынке



В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ПРАВА ДОСТУПА ТРЕТЬИХ ЛИЦ К СПГ-ТЕРМИНАЛАМ ЕС И ПРАВИЛА ПОКУПКИ МОЩНОСТЕЙ НА ВТОРИЧНОМ РЫНКЕ. АВТОР РАССМАТРИВАЕТ МЕХАНИЗМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ «ПЕРВЫЙ ПРИШЕЛ – ПЕРВЫЙ ОБСЛУЖЕН», «ИСПОЛЬЗУЙ ИЛИ ПОТЕРЯЙ», ВИДЫ ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ НА ТЕРМИНАЛАХ. ПРОАНАЛИЗИРОВАВ ПРАВОВЫЕ БАРЬЕРЫ ДОСТУПА К ТЕРМИНАЛАМ СПГ И РЕЖИМ ОСВОБОЖДЕНИЯ, АВТОР ЗАДАЕТСЯ ВОПРОСОМ: ЯВЛЯЕТСЯ ЛИ РЕЖИМ ОСВОБОЖДЕНИЯ БОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНЫМ И СУЩЕСТВУЮТ ЛИ ЕДИНЫЕ ПРАВИЛА ИГРЫ НА РЫНКЕ

THE ARTICLE DISCUSSES THE FEATURES OF THE RIGHT OF ACCESS OF THIRD PARTIES TO THE EU LNG TERMINALS AND THE RULES FOR PURCHASING CAPACITIES IN THE SECONDARY MARKET. THE AUTHOR EXAMINES THE MECHANISMS OF CAPACITY ALLOCATION "FIRST COME, FIRST SERVED", "USE IT OR LOSE IT", THE TYPES OF SERVICES PROVIDED AT THE TERMINALS. HAVING ANALYZED THE LEGAL BARRIERS TO ACCESS TO LNG TERMINALS AND THE EXEMPT REGIME, THE AUTHOR ASKS WHETHER THE EXEMPT REGIME IS MORE FAVORABLE AND WHETHER THERE ARE COMMON RULES OF THE GAME IN THE MARKET

Ключевые слова: терминал СПГ, третья газовая директива, доступ третьих лиц, Евросоюз, сжиженный природный газ.

**Гаврилина
Елена Александровна**
доцент кафедры правового
регулирующего ТЭК
МГИМО МИД России,
кандидат юридических наук

В ЕС СПГ рассматривается как дополнительный источник поставок к трубопроводному газу (раздел 3.2 Стратегии ЕС по сжиженному природному газу и хранению газа, LNG and Storage Strategy).¹

К концу 2018 года в ЕС насчитывалось 25 крупномасштабных импортных терминалов СПГ (с учетом трех терминалов Великобритании, которая на тот момент входила в состав ЕС) общей проектной мощностью 158,3 млн т в год (215,1 млрд м³), расположенных

в Бельгии (Zeebrugge), Франции (Dunkerque, Fos Cavaou, Fos Tonkin, Montoire-de-Bretagne), Греции (Revithoussa), Италии (Toscana, Panigaglia, Adriatic LNG (Rovigo)), Литве (Клайпеда), Мальте (Delimara), Нидерландах (Gate), Польше (Świnoujście),

¹ "EU LNG and Storage Strategy", Communication from the Commission on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage, COM (2016) 49 final, Brussels, 16 February 2016. <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/EN/1-2016-49-EN-F1-1.PDF>.

Португалии (Sines), Испании (Barcelona, Bilbao, Cartagena, El Musel, Huelva, Mugaros, Sagunto), и Великобритании (Isle of Grain, South Hook, and Dragon).²

Из двадцати пяти данных терминалов **шесть – это морские терминалы** (имеющие статус судна), из них пять – это плавучие хранилища и регазификационные установки (FSRU), две расположены в Италии (Toscana и Adriatic LNG), одна в Литве (Klaipeda), две в Испании (Tenerife и Gran Canaria) и одно плавучее хранилище и береговая регазификационная установка (FSU) находятся на Мальте.

В ЕС правила доступа третьих лиц к услугам терминала СПГ будут зависеть от того, подпадает ли терминал под регулирование Третьей газовой директивы³ или терминал получил статус «освобождения» от доступа третьих лиц.

В ЕС владельцы терминалов СПГ могут получить освобождение на определенный срок от обязанности предоставлять недискриминационный доступ третьих лиц к услугам терминалов СПГ на основании ст. 36 Третьей газовой директивы, а до ее принятия на основании ст. 22 Второй газовой директивы. При этом большинство терминалов ЕС, подпадающих под режим освобождения, получили его именно на основании ст. 22 Второй газовой директивы. Единственный терминал, которому был предоставлен режим освобождения в соответствии со ст. 36 Третьей газовой директивы – это терминал Isle of Grain (Grain 4) в Великобритании, которая на тот момент входила в ЕС.

Несмотря на то, что только шесть из двадцати пяти импортных терминалов СПГ получили статус освобождения, их мощность составляет 37% от общей мощности всех импортных терминалов ЕС⁴: Isle of Grain, South Hook и Dragon в Великобритании; Gate в Нидерландах; Adriatic LNG (Rovigo) в Италии (только 80% мощности подпадают под режим освобождения, 20% регулируются правилами Третьей газовой директивы); Dunkerque во Франции.⁵

Роль доступа к терминалу СПГ очень проста – она открывает для игроков рынка доступ к рынку сбыта СПГ. Возможность резервирования мощностей терминалов СПГ на длительные сроки не только обеспечивает гарантированное

направление сбыта СПГ, но и закрывает рынок сбыта для конкурентов, учитывая отсутствие альтернативных пунктов доставки.

В вопросе предоставления права доступа третьих лиц к терминалам СПГ есть **четыре основные проблемы**. Первая: нормы режима предоставления права доступа к терминалам СПГ **носят общий характер**, иными словами установлены общие принципы, а механизмы их реализации зависят от операторов терминалов, которые **имеют право самостоятельно разрабатывать свои собственные правила доступа третьих лиц** к мощностям терминала, которые **закреплены во внутренних кодексах терминалов СПГ**.

Вторая: в ЕС **нет единой модели** распределения мощностей терминалов СПГ. Так, например, мощности терминалов СПГ могут распределяться между пользователями услуг либо путем резервирования определенного количества разгрузочных слотов (Бельгия), либо исходя из мощности регазификации (Испания и Португалия).⁶ Разгрузочный слот – это период времени, в соответствии с графиком подачи танкеров на терминал, в течение которого судно разрешается прибытие, отгрузка и отплытие.

В то время как большинство мощностей терминалов СПГ традиционно выделяются по принципу «первый пришел – первый обслужен» ("first come, first served", FCFS), на многих терминалах все чаще стали использоваться механизмы выделения мощностей через аукционы (терминалы Италии, Испании, Португалии). Процедуры распределения мощностей также различаются: некоторые предлагают мощности только в определенные периоды времени через «окна подписки» (Бельгия), в то время как другие распределяют мощности на постоянной основе (Франция).

Большинство терминалов предлагают мощность на долгосрочной и краткосрочной основе, но сами сроки различаются. Некоторые терминалы не устанавливают предельного срока резервирования мощностей (Бельгия, Греция), другие, напротив, указывают максимальный срок, на который может быть заключен контракт, самый долгосрочный из которых составляет 15 лет (Испания, Италия), а также минимальный срок, на который могут быть

заключены контракты (такой срок составляет один год, Франция). Некоторые терминалы предлагают мощность только на ежегодной основе (морской терминал в Литве). Все терминалы предлагают спотовую мощность.

Третья: режим ЕС предусматривает **право на освобождение** от доступа третьих лиц. Однако, несмотря на возможность изъятия, никто из инвесторов проекта СПГ заранее не может рассчитывать на освобождение от обязательного доступа третьих лиц.

Четвертая: все терминалы ЕС, действующие в режиме освобождения, получили его на основании ст. 22 Второй газовой директивы, режим которой отличается от Третьей. В связи с чем возникает главный вопрос – является ли режим освобождения более благоприятным и существуют ли единые правила игры на рынке.

Очевидно, что для игроков рынка размер тарифа сам по себе не является барьером для получения доступа к услугам терминала. Сумма тарифа за услуги в отношении права доступа к терминалу и возможности получения прибыли от реализации СПГ на определенном рынке – несопоставимы. Проблема заключается в другом – в наличии свободной мощности терминала и доступной информации о свободных мощностях.

Большая часть мощностей регазификационных терминалов СПГ в мире резервируется на длительные сроки с возможностью применения принципа «используй или потеряй» ("use-it-or-lose-it" – UIOLI). В ЕС большая часть первичных мощностей уже зарезервирована на долгосрочный период, в среднем на 15 лет (до 2030-х годов), что безусловно поднимает вопрос о распределении мощностей вторичного рынка.

² Источник: GIGNL, Annual report 2019; King and Spalding (2018), LNG World News.

³ Third Gas Directive: Directive (EC) of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC, OJ L 211/94. (Директива № 2009/73/ЕС Европейского Парламента и Совета ЕС относительно общих правил внутреннего рынка для природного газа и об отмене директивы 2003/55/ЕС).

⁴ Европейский Совет энергетических регуляторов (Council of European Energy Regulators, CEER, 2017: Removing LNG barriers on gas markets, 1 December 2017, p. 17.

⁵ Источник: EC, GIGNL Annual Report 2019.

⁶ CEER (2017), p. 21.

Виды оказываемых услуг на терминалах СПГ

Услуги, оказываемые на регазификационных терминалах СПГ, делятся на комплексные и дополнительные отдельные услуги, которые обеспечивают гибкость поставки СПГ (например, бункеровка, перевалка, хранение, погрузка в вагоны).⁷

При этом есть только один вид комплексной услуги, оказываемой на всех без исключения терминалах, которая состоит из трех основных видов его деятельности, – это «разгрузка танкера, хранение, регазификация (и отправка)» в газотранспортную сеть.⁸

Цель дополнительных услуг, оказываемых на терминалах СПГ, в том, что они позволяют пользователям терминалов перенаправлять партии СПГ на другие рынки (право на реэкспорт, изменение региона поставки), обеспечивая тем самым гибкость поставки, и включают:

- 1) погрузку СПГ в вагоны (truck loading) – погрузка СПГ на автоцистерны, которые перевозят СПГ в меньших количествах, например данный вид услуги оказывается на терминале СПГ в Бельгии. В таком случае оказывается услуга по «разгрузке танкера, хранении, погрузке в вагоны»;
- 2) бункеровку СПГ;
- 3) услуги по охлаждению и газификации – использование СПГ для охлаждения и газификации СПГ-газовозов;
- 4) перевалку – перевалка СПГ между двумя СПГ-газовозами, стоящими на одном и том же терминале на двух разных причалах. В таком случае оказывается такой вид услуги, как «разгрузка танкера, хранение, перевалка с судна на судно»;
- 5) погрузку новой партии груза (ship reloading) – перевалка СПГ с терминала на судно (полностью или частично), включая на небольшие суда. В таком случае оказывается услуга по «разгрузке, погрузке и хранению».

Правовой режим ЕС в отношении доступа третьих лиц

В ЕС нет специального законодательства, регулирующего доступ третьих лиц к терминалам

СПГ. Отдельные правовые нормы содержатся в Третьей газовой директиве (Third Gas Directive) и Регламенте об условиях присоединения к газотранспортным сетям 715 (Gas Regulation 715) (далее – Газовый регламент 715).⁹ В Третью газовую директиву были внесены поправки, которые вступили в силу 23 мая 2019 года.¹⁰ До 3 марта 2011 года правовой режим распределения мощностей объектов СПГ регулировался Второй газовой директивой (Second Gas Directive)¹¹ и Газовым регламентом 1775 (Gas Regulation 1775).¹²

Третья газовая директива

Суть права доступа третьих лиц к услугам терминалов СПГ заключается в том, что он должен предоставляться на основании опубликованных тарифов, применяемых объективно и без дискриминации в отношении пользователей системы (п. 1 ст. 32). Государства-члены ЕС должны гарантировать, что тарифы или методики их расчета получили предварительное одобрение до их вступления в силу национальным органом регулирования и что эти тарифы и методики, если только методики одобрены, опубликованы до их вступления в силу.

Кроме того, Третья газовая директива устанавливает, что национальные органы регулирования должны обладать полномочиями требовать от операторов терминалов СПГ при необходимости *изменить условия предоставления доступа* к терминалам, включая тарифы и методики их расчетов, чтобы обеспечить их соразмерность и их применение без дискриминации (п. 10 ст. 41).

Газовый регламент 715

Газовый регламент предоставляет оператору терминала СПГ **значительную степень свободы** при разработке механизма распределения мощностей терминала СПГ, который должен быть **недискриминационным и информационно открытым** и отвечать следующим требованиям, которые носят **общий декларативный характер и не оказывают влияние на предоставление доступа третьих лиц к услугам терминала:**

- эффективно максимальному использованию мощности и стимулировать инвестиции в новую инфраструктуру;

- сочетаться с рыночными механизмами, в том числе спот-рынками и площадками электронной торговли, и в то же время быть гибкими и способными к адаптации к изменяющимся условиям рынка;

- быть совместимыми с системами доступа к присоединенной сети (п. 2 ст. 17).

Специальный характер условий Газового регламента 715 выражается в том, что в случае, если оператор терминала СПГ предлагает одинаковые услуги различным потребителям, он должен применять **равные условия контрактов** (п. 1 (а) ст. 15). Стандартизированные контракты на оказание услуг терминалов СПГ должны быть доведены до сведения национальных органов регулирования (ст. 22). Контракты на оказание услуг терминалов СПГ и объектов хранения не должны приводить к произвольному повышению или понижению тарифов, если они заключены: 1) за пределами текущего года, с нестандартной датой начала действия, либо 2) со сроком действия, меньшим, чем у стандартного контракта на предоставление услуг объекта СПГ, заключаемого на годичной основе (п. 3 (а, b) ст.15).

Операторы терминала обязаны публиковать информацию о методике калькуляции и структуре тарифов (п. 5 ст. 19) для обеспечения требований прозрачности, хранить данную

информацию в течение пяти лет и при необходимости представлять ее национальным органам регулирования и национальным антимонопольным органам (ст. 20).

Информационная открытость

Требования, оказывающие **влияние на снятие барьеров** при предоставлении права доступа третьих лиц, выражаются в том, что Газовый регламент 715 **устанавливает требования открытости**, обязывающие оператора терминала СПГ раскрывать «подробные сведения о предлагаемых ими услугах и соответствующих условиях» (ст. 19). В частности, раскрывать информацию по законтрактованной и свободной мощности в стандартизованном виде **не реже одного раза в сутки**. Причем требование о раскрытии информации о свободных мощностях терминала СПГ и газохранилищ распространяется также на терминалы, которые освобождены от предоставления доступа третьих лиц (п. 4 ст. 19).

Принцип «используй или потеряй» ("use-it-or-lose-it" – UIOLI)

Газовый регламент 715 предписывает, чтобы любой контракт на право доступа к терминалу СПГ включал «меры по предотвращению накопления мощностей», в котором и заключается принцип «используй или потеряй» ("use-it-or-lose-it"). Согласно данному принципу, во-первых, оператор терминала должен без промедления предлагать неиспользуемые мощности СПГ на первичном рынке, а во-вторых, пользователи, желающие перепродать свои контрактные мощности на вторичном рынке, должны иметь на это право (п. 3 ст. 17).

Так п. 3 ст. 17 предусматривает, что контракты на использование объектов СПГ «должны содержать положения, направленные на предотвращение накопления излишков мощностей, с учетом следующих принципов, применяемых в случае контрактных перегрузок»:

- оператор системы должен **незамедлительно выставлять** на первичный рынок **неиспользуемые мощности** терминала СПГ и газохранилища;

для газохранилища указанные действия должны производиться на непрерывной основе, по меньшей мере на сутки вперед;

- потребители услуг терминала СПГ и газохранилища, желающие перепродать или передать право на неиспользуемую мощность *на вторичном рынке*, должны быть вправе заключить соответствующую сделку.

Однако Газовый регламент 715 не устанавливает каких-либо конкретных правил для реализации данного принципа, направленного против накопления неиспользуемых мощностей терминала СПГ. В связи с чем реализация данного принципа будет отражаться во внутренних кодексах терминалов ЕС, разработанных операторами терминалов.

Правовые барьеры доступа к терминалам СПГ

Совет европейских регуляторов энергетики (Council of European Energy Regulators, CEER), проведя исследование «Устранение технических и нормативных барьеров для СПГ на газовых рынках» ("Removing LNG Barriers on Gas Markets"),¹³ выделило **три основных правовых барьера**, потенциально затрудняющих доступ третьих лиц к терминалам СПГ. Это: 1) отсутствие единых стандартных услуг на терминалах ЕС (иными словами на каждом терминале оказывается свой пакет услуг); 2) дифференцированный подход операторов терминалов СПГ при выделении первичных и вторичных мощностей терминала; 3) отсутствие информационной прозрачности в отношении как оказываемых услуг на терминале СПГ, так и взимаемых тарифов за регазификацию и транспортировку природного газа.

Первая проблема – это отсутствие единых стандартных услуг, оказываемых на регазификационных терминалах СПГ. Проблема, затрудняющая доступ третьих лиц к услугам терминала, заключается в том, что виды услуг, оказываемые на терминалах, «значительно» различаются. Отсутствие стандартизованных услуг создает барьеры к праву доступа.¹⁴ Фактически на всех терминалах предлагается только одна стандартная комплексная услуга – это «разгрузка, хранение и регазификация (и отправка)».¹⁵

Вместе с тем Совет европейских регуляторов энергетики (CEER), сделал оговорку, что отсутствие стандартизованных услуг не обязательно является негативным фактором, поскольку услуги, оказываемые на различных терминалах, могут отличаться из-за конкретных условий, в которых работает каждый терминал СПГ.¹⁶

Вторая проблема – это *наличие дифференцированного режима в национальном законодательстве государств-членов ЕС при предоставлении первичных и вторичных мощностей*. Совет европейских регуляторов энергетики (CEER) пришел к выводу, что пользователи терминалов заинтересованы, чтобы правила доступа были одинаковыми для всех держателей мощностей (первичных и вторичных), в то время как операторы терминалов СПГ утверждают, что полная гармонизация может привести к снижению конкуренции между терминалами.¹⁷

Третья проблема – это *отсутствие информационной прозрачности*. Совет европейских регуляторов энергетики пришел к выводу, что операторами терминалов не предоставляется доступная, конкретная и обновленная информация об оказываемых услугах и условиях доступа к терминалам на английском языке. Совет европейских регуляторов энергетики (CEER) призвал национальные органы регулирования рассмотреть проблему отсутствия информационной прозрачности в отношении услуг и тарифов, затрудняющую право доступа к услугам терминала, чтобы актуальная и регулярно обновляемая информация публиковалась как на национальном, так и на английском языках в полной и доступной форме.¹⁸

В то время как регулируемые терминалы обязаны публиковать свои тарифы, терминалы с «режимом освобождения» не несут такой обязанности. В связи с чем публично неизвестно, насколько отличаются тарифы, взимаемые

¹³ Council of European Energy Regulators, CEER "Removing LNG Barriers on Gas Markets" (2017).

¹⁴ Там же, с. 13.

¹⁵ Там же, с. 31.

¹⁶ Там же, с. 6.

¹⁷ Там же, с. 14.

¹⁸ Там же, с. 13.

на терминалах, к которым применим «режим освобождения». В исследовании отмечается, что отсутствие информации о тарифах, взимаемых при доступе к освобожденным терминалам, не позволяет сделать вывод о том, *существуют ли одинаковые правила игры между регулируемыими и освобожденными терминалами*.¹⁹

Режим освобождения

Хотя введение обязательного доступа третьих лиц к терминалу СПГ призвано решить фундаментальную проблему либерализации энергетических рынков, он не является панацеей. Обязательный доступ третьих лиц представляет собой значительный риск для инвесторов, создавая препятствия в обеспечении возмещения затрат и получения прибыли от капиталоёмких проектов по регазификации. Одним из недостатков данного режима является то, что предоставление доступа третьих лиц к терминалам СПГ может фактически отбить у разработчиков проекта СПГ желание строить новую инфраструктуру по регазификации. Именно по этой причине Третья газовая директива предусматривает режим освобождения.

Изначальный вопрос состоит в том, может ли регазификационный терминал квалифицироваться как «обычный» объект капиталоёмких инвестиций в конкурентной или по крайней мере состязательной отрасли (где существуют равные издержки входа-выхода для новых участников) или же имеются основания для вмешательства в беспрепятственное пользование инвестициями (например, такие объекты инвестиций относятся к категории перевозчиков общего пользования, являются объектами существенного значения или же субъектами национальной или естественной монополии, что обуславливает неравные условия входа-выхода для такого предприятия) за счет установления обязательного доступа третьих лиц.

В США после принятия решения по Хэкберри применяется подход, согласно которому регазификационный терминал не является объектом существенного значения, а должен квалифицироваться скорее как часть объекта по производству газа. На этом основании регулирование в США не предписывает

обязательного доступа третьих лиц. Роль Федеральной комиссии по регулированию в области энергетик (FERC) в этой области сводится к регулированию технических аспектов.

В ЕС используется иной подход, который вводит обязательный доступ третьих лиц, но одновременно предусмотрев режим освобождения.

В соответствии со ст. 36 Третьей газовой директивы, терминалы СПГ и объекты хранения могут быть освобождены на определенный срок от:

- предоставления доступа третьих лиц к терминалам СПГ, объективно, без дискриминации и на основании опубликованных тарифов (ст. 32);
- доступа третьих лиц к резервуарам хранения. Операторы не должны публиковать критерии, в соответствии с которыми определяется режим доступа к объектам хранения, а также информацию о том, какие части объектов хранения и линейного трубопровода предлагаются (ст. 33);
- национальные органы регулирования не ответственны за определение или одобрение методики, используемых для расчета тарифов, а также условий для доступа к объектам СПГ;
- национальные органы регулирования не устанавливают и не утверждают тарифы;
- национальные органы регулирования не вправе требовать от операторов изменить свои условия, включая тарифы и методики, чтобы обеспечить их соразмерность и применение их без дискриминации (п. 6, 8, 10 ст. 41).

Однако, согласно Третьей газовой директиве, до предоставления освобождения национальный орган регулирования «должен принять решение о нормах и механизме управления и распределения мощностей терминала» (п. 6 ст. 36). Национальный орган регулирования должен потребовать, чтобы нормы, регулирующие управление перегрузками, включали обязанность предложить неиспользуемую мощность на рынке, и должен потребовать, чтобы пользователи имели право переуступить полученную мощность на вторичном рынке. Для того чтобы терминал СПГ подпадал под

режим освобождения, он должен отвечать установленным в п. 1 ст. 36 Директивы критериям. Здесь важно заметить, что данные критерии являются широкими, тем самым давая большую степень усмотрения государственным органам в предоставлении такого режима освобождения. Так, в соответствии с п. 1 (е) ст. 36 Третьей газовой директивы, для получения освобождения, в том числе, необходимо оценить влияние на конкуренцию на «соответствующих рынках, на которые могут повлиять инвестиции». При этом Директива не содержит никаких критериев, какие именно рынки следует считать «соответствующими».

Терминалы СПГ, подпадающие под регулирование Третьей газовой директивы

БЕЛЬГИЯ Терминал СПГ Zeebrugge

Терминал является одним из основных пунктов поставки СПГ в Северо-Западной Европе. Мощность 9 млрд м³ (6,6 млн т в год), оператор Fluxys LNG.²⁰ Терминал связан газопроводом Gassco Zeerpipe с газовыми месторождениями Норвегии и с газопроводом Interconnector Великобритания. Импорт СПГ – преимущественно России и Катара. Экспорт природный газ – рынки Бельгии или ЕС.

Первичные мощности зарезервированы до 2044 года (Qatar Petroleum с 2019 года), в связи с чем на рынке доступны только вторичные мощности.²¹

Основная услуга – предоставление слотов в морском порту, включающих предоставление

причала для швартовки судна, хранение и выделение мощностей по отправке природного газа по ГТС.

Первичный рынок. Выделение первичных мощностей осуществляется на долгосрочной основе без ограничения срока контракта, мощности распределяются либо в рамках «окна подписки», т.е. в определенный период, когда может быть забронирована мощность, либо в рамках «открытого сезона». В том случае, если останутся свободные мощности, они могут быть выделены на долгосрочный период на основе принципа «первым пришел – первым обслужен». Слоты, которые не были выделены на долгосрочной основе или являются свободными, выделяются на краткосрочной основе.

При выделении мощностей в рамках «окна подписки», оператор терминала обязан установить детальную процедуру оказания услуг и условия их предоставления, уведомить об этом национальный орган регулирования Бельгии – Комиссию по регулированию энергетики и газовой отрасли. Заявитель должен подать запрос на резервирование мощностей в период «окна подписки». В том случае, если суммарный объем запрашиваемой мощности превышает предлагаемую оператором, приоритет отдается запросам на резервирование мощностей на более длительный срок. Если мощности запрашиваются на одинаковый срок, то они распределяются пропорционально заявленным требованиям.

При распределении мощностей в рамках «открытого сезона» не предусмотрено создание унифицированных процедур резервирования будущих мощностей.

Вторичный рынок. Все услуги, приобретенные на первичном рынке и не используемые пользователями по долгосрочным контрактам, могут быть проданы на вторичном рынке либо напрямую пользователем терминала (с уведомлением оператора терминала), либо через оператора СПГ (посредством платформы вторичного рынка, где пользователь просит оператора разместить уведомление о том, что услуга доступна для продажи). Мощности выделяются на основе принципа «первым пришел – первым обслужен» и оплачиваются по регулируемому тарифу.

При этом освобождение неиспользуемых долгосрочных мощностей (с целью передачи прав другому лицу) и освобождение мощностей на вторичном рынке является обязательством, налагаемым национальным регулирующим органом на пользователей терминала СПГ. Тем самым реализуется принцип «используй, или потеряй». Основная цель правил «используй или потеряй» (UIOLI) – обеспечить высвобождение неиспользуемых мощностей, которые могут быть проданы на вторичном рынке.

Если за два месяца до даты начала оказания услуг пользователь не подтвердит использование какого-либо слота, то такой пользователь обязан уведомить оператора о слотах, которые им не будут использованы. Посредством этого уведомления пользователь уполномочивает оператора продать мощность неиспользуемого слота от имени такого пользователя по регулируемому тарифу.

Пользователь может продать слот по согласованной цене или переуступить право на любой из подписанных слотов напрямую третьей стороне. Пользователь обязан уведомить оператора о такой продаже или уступке прав, чтобы позволить Fluxys LNG отозвать предложение о продаже слотов со своего веб-сайта.

ПОРТУГАЛИЯ Терминал СПГ Sinesthesines

- Мощность 7,6 млрд м³ в год.
- Оператор – RenAtlantico.

Право доступа третьих лиц к терминалу СПГ предоставляется на основе мощностей по регазификации на основе договора толлинга, который может быть заключен только на год с автоматическим продлением. В случае перегруженности терминала СПГ, мощность распределяется через аукционы. На терминале СПГ также заключаются спотовые контракты.

ИСПАНИЯ Терминалы СПГ Bilbao, Cartagena, Elmusel, Huelva, Mugarodos, Sagunto

В Испании расположены семь импортных терминалов СПГ – больше, чем в любом другом государстве-члене ЕС.²²

Основная услуга – регазификация, которая может быть зарезервирована в любое время и на любой срок до 15 лет. Заключение контракта на услуги по регазификации дает пользователям право использовать объекты терминала СПГ по разгрузке, хранению и регазификации. Слоты выделяются в соответствии с первоначальным годовым графиком, точные даты устанавливаются к 25 числу месяца, предшествующего месяцу разгрузки судна.

Мощности распределяются на основе принципа «первым пришел – первым обслужен», но ожидается создание нового регулирования, которое предусматривает распределение мощностей через аукционы.

Согласно действующему законодательству, запрос на право доступа к мощностям терминала должен быть подан на специальную платформу (SL-ATR), которой управляет Enagás – GTS (организация, отличная от оператора терминала СПГ Enagás). При условии подтверждения наличия пропускной способности, ответ, принимающий или отклоняющий запрос, сообщается потенциальному пользователю через платформу.

Терминалы СПГ Испании используются также для хранения или погрузки в вагоны или только продажи СПГ. Однако для того, чтобы иметь возможность торговать СПГ на определенном терминале, пользователь должен иметь контракт о доступе третьих лиц к терминалу, что предполагает, что пользователи терминала СПГ с большим портфелем имеют конкурентное преимущество и большую гибкость. Терминалы также оказывают услуги по спотовым контрактам.

Чтобы избежать накопления мощностей, были созданы правила принципа «используй или потеряй», которые изложены в Королевском указе 949/2001 (Royal Decree 949/2001).

Гарантией использования зарезервированных мощностей, является залог, который держатели

²² LNG Terminalling Access code, https://www.fluxys.com/en/products-services/empowering-you/terms-conditions/tandc_fluyslng--lng.

²³ https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/PlantasRegasificacion.

мощности должны оплатить в размере 85 % мощностей по установленному тарифу за год. Залог не возвращается, если загрузка мощности в течение первых шести месяцев действия контракта составляла менее 80 % от зарезервированной мощности.

Если оператор считает, что существует недоиспользование зарезервированных мощностей и такая ситуация может привести к отказу в доступе к терминалу других потенциальных пользователей, он имеет право сократить зарезервированные и неиспользуемые мощности такому пользователю.

ГРЕЦИЯ

Терминал СПГ Revithoussa

- Мощность 5,1 млн т в год.
- Оператор – DESFA.

Право доступа третьих лиц регулируется Сетевым кодексом 2008 года Греции.²⁴

Основная услуга – «разгрузка, хранение, регазификация (отправка)».

Для предоставления права доступа к терминалу СПГ заявитель должен подать заявку на использование мощности терминала, что возможно только в случае, если заявитель забронировал транспортную мощность национальных газопроводов, подключенных к терминалу. Право доступа предоставляется на основе принципа «первый пришел – первый обслужен». Право доступа к терминалу СПГ оформляется договором, минимальный срок заключения контракта составляет один месяц, максимальный не установлен.

Вторичный рынок. Пользователь имеет право передать или сдать в аренду всю или часть зарезервированных им мощностей по регазификации и хранению. В отличие от договора передачи, договор аренды не требует одобрения оператора.

Принцип «используй или потеряй». Любой пользователь терминала обязан предложить часть своих зарезервированных, но не используемых мощностей по регазификации и хранению, третьим лицам для передачи права пользования или аренды. Информация о неиспользованной мощности должна быть доступна либо через электронную

торговую систему, либо напрямую через переговоры.

Если пользователь не использует зарезервированные мощности, а другие потенциальные пользователи подали заявки, зарезервированные мощности могут быть освобождены по решению оператора терминала без согласия такого пользователя.

ИТАЛИЯ

Терминалы СПГ Panigaglia и Toscana FSRU

В Италии расположены три терминала. Право доступа третьих лиц к терминалам Panigaglia и Toscana FSRU²⁵ регулируется Третьей газовой директивой. 80 % мощностей морского терминала СПГ Adriatic LNG подпадают под режим освобождения, а 20 % подлежат регулированию.

Мощности предоставляются сроком до 15 лет посредством открытого аукциона, на срок менее одного года – на основании принципа «плачу только за то, что использую». Пользователи терминалов Италии должны иметь разрешение правительства страны на импорт СПГ для использования мощностей регазификации.

Toscana FSRU – плавучее хранилище и регазификационная установка.

- Мощность 3,8 млрд м³ в год.
- Оператор – OLT.

Доступ к терминалу регулируется регазификационным кодексом (OLT regasification code).²⁶ Терминал предлагает регазификационные мощности на многолетней, годовой и ежемесячной основе. Для получения права доступа к услугам терминала, заявитель должен быть пользователем услуги по передаче газа в газотранспортную систему или же назначить таких пользователей.

Терминал предоставляет долгосрочную услугу (это услуга по 90-дневной разгрузке СПГ) и «спотовую» услугу по регазификации, которая предоставляется в связи с разовой разгрузкой.

Терминал СПГ Panigaglia

- Мощность 3,4 млрд м³.
- Владелец и оператор – GNL Italia (дочка TSO SNAM).²⁷

Доступ к терминалу регулируется регазификационным кодексом (GNL Italia regasification code).²⁸

Терминал оказывает услуги по регазификации и выделению мощностей для закачки природного газа в итальянскую ГТС. Мощность выделяется оператором в соответствии с периодами времени, необходимыми для швартовки судна, разгрузки СПГ и отправки судна (слотами).

Контракты могут быть заключены на год или на срок от года до 5 лет.

Право доступа к терминалу предоставляется в рамках специальных сезонов. Терминал проводит две такие процедуры: процедуру резервирования мощностей по регазификации, проводимую в начале газового года, и процедуру резервирования мощностей по регазификации, проводимую в течение газового года. Обе процедуры относятся к основной услуге по регазификации, предоставляемой терминалом.

ФРАНЦИЯ

Терминалы СПГ Fos Cavaou, FOS Tonkin и Montoir-de-Bretagne

Во Франции расположены четыре импортных терминала СПГ. Fos Cavaou мощностью 8,3 млрд м³, Fos Tonkin мощностью 3 млрд м³ в год, Montoir-de-Bretagne мощностью 10,1 млрд м³ в год подпадают под режим регулирования Третьей газовой директивы.

Потенциальные пользователи могут запросить доступ к терминалу в любое время, как часть непрерывного производственного процесса.

Основная услуга – подача газа в газопровод, которая включает в себя другие услуги, оказываемые на терминале. Данная услуга становится доступной любому пользователю терминала с момента первой отгрузки судна.

²⁴ "Greek gas network code", 2018, "Greek gas network code", 2018, <https://www.desfa.gr/userfiles/pdf/DRSA/Network%20Code%20-%20204th%20Amendment%20-%20Unofficial%20translation.pdf>.

²⁵ OLT (Offshore LNG Toscana) terminal, <https://www.oltoffshore.it/en/>.

²⁶ Regasification Code for the Offshore Regasification Terminal FSRU, https://www.oltoffshore.it/wp-content/uploads/2020/05/eng_regasification_code-eng_10-10-19_rev-05-11-19_13-05-2020_clean.pdf.

²⁷ Panigaglia LNG terminal, <https://www.snam.it/en/about-us/company-structure/gnl-italia/>.

²⁸ GNL Italia regasification code, https://www.snam.it/export/sites/snam-pp/repository-gnl/business_servizi/EN/Regasification_code/regasification_code/CdRIG_rev2018-II_eng.pdf.

Отправка по газопроводу осуществляется непрерывно, в соответствии с ежемесячными объемами выгружаемого и перегружаемого СПГ, а также с учетом уровня единовременного хранения на терминале.

Несмотря на то, что выделение первичных мощностей на всех трех терминалах, как правило, происходит на основе принципа «первый пришел – первый обслужен», последнее выделение мощностей терминалов Montoir-de-Bretagne и Fos Tonkin происходило с расчетом того, чтобы мощности терминала были максимально зарезервированы, причем приоритет отдавался запросам на более длительный срок резервирования.

На терминале также предоставляется услуга по отправке газа по газопроводу на срок от 20 до 40 дней. Эта услуга доступна любому грузоотправителю, который подписан на основные услуги терминала, и распределяется между потенциальными пользователями на основании принципа «первый пришел – первый обслужен» (FCFS).

Спотовая услуга предоставляется на всех трех терминалах на дату резервирования мощностей с учетом свободных слотов в месячном графике. Если грузоотправитель имеет выделенную регазификационную мощность, вне зависимости от ее объема и срока, тогда грузоотправитель имеет право забронировать соответствующую мощность в газотранспортной системе.

Терминал Fos Cavaou. Мощность может быть забронирована на основе долгосрочного контракта на срок свыше 36 месяцев; по краткосрочному на 36 месяцев или менее, а также на основе «спотовых» контрактов, заключаемых на один груз.

Мощности терминала выделяются на основе принципа «первый пришел – первый обслужен». Действует принцип «используй или потеряй».

Терминалы FOS Tonkin и Montoir-de-Bretagne. Доступ к обоим терминалам регулируется рамочным договором (Elengy Framework Contract).²⁹ Мощности могут резервироваться на основе краткосрочного контракта (менее 12 месяцев) или долгосрочного – на 12 месяцев и более.

Выделение мощностей осуществляется на основе механизма распределения мощностей «первый пришел – первый обслужен».

Пользователи имеют право передавать некоторые свои права и обязанности третьим лицам на условиях, предусмотренных рамочным договором.

Контракт также устанавливает механизм освобождения мощностей на основе принципа «используй или потеряй». В том случае если мощности не используются, но при этом зарезервированы на долгосрочный период, оператор терминала обязан информировать о простое неиспользуемых мощностей национальный орган регулирования Франции.

ЛИТВА

Терминал Klaipeda (Independence)

- FSRU Klaipeda (Independence).

- Мощность 3,9 млрд м³ в год.

- Оператор – Hoegh LNG.

Мощности FSRU выделяются на ежегодной основе при наличии свободных. Оператор обязан опубликовать на своем сайте до 25 апреля приглашение для участия в ежегодной процедуре распределения мощностей. В течение 30 дней потенциальный пользователь должен подать заявку на выделение мощностей вместе с подтверждением наличия источников поставки СПГ, такими как «письма о намерениях, письменные подтверждения контрагентов и (или) эквивалентные доказательства продажи СПГ, общий объем которых должен быть не менее запрашиваемых объемов мощностей». Оператор обязан рассмотреть запрос в течение 5 дней. Мощности должны быть распределены, а контракты подписаны до 7 июня.³⁰

ПОЛЬША

Терминал СПГ Świnoujście

Услуга терминала по регазификации включает выгрузку, хранение, регазификацию и подачу газа в газотранспортную сеть. Дополнительные услуги (например, перегрузка СПГ в вагоны) предоставляются только пользователям, пользующимся услугами регазификации. Услуга по регазификации предоставляется

оператором на долгосрочной основе только пользователям, ежегодно предоставляющим существенный объем СПГ для обеспечения средней мощности по регазификации.

По долгосрочному контракту оператор обязан обеспечить непрерывное предоставление услуг регазификации в течение всего года, за исключением периода планового технического обслуживания и других ограничений, предусмотренных кодексом терминала. Право доступа к терминалу предоставляется также на краткосрочной основе от одного дня до нескольких дней в году.

Режим освобождения

ИТАЛИЯ

FSRU Adriatic LNG

- Мощность 8 млрд м³ в год.
- Оператор – Adriatic LNG (доли: Qatar Petroleum – 22%, ExxonMobil – 70,7%, Edison – 7,3%).

FSRU соединена газопроводом с газотранспортной системой Италии и обеспечивает 50 % национального импорта СПГ.³²

Основные услуги – швартовка судна, разгрузка, хранение, доставка природного газа к точке входа (в Каварцере) в газотранспортную систему Италии.

Режим освобождения от доступа третьих лиц предоставлен в отношении 80 % мощностей терминала (именуемых «базовая мощность») сроком на 25 лет. ЕС одобрил режим освобождения, предоставленный государственным регулирующим органом Италии 10 февраля 2005 г. без каких-либо поправок.³³ Базовая мощность терминала (~6,4 млрд м³) для регазификации законтрактована Edison сроком на 25 лет, поставки осуществляются по долгосрочному

²⁹ Elengy framework contract for access to Montoir-de-Bretagne and Fos Tonkin LNG terminals https://www.elengy.com/images/pdf/commercial/Contrats/Contrat-ATM5-ELENGY_20190401_en.pdf.

³⁰ Klaipeda LNG terminal, <https://www.kn.lt/en/our-activities/ing-terminals/klaipeda-ling-terminal/559>.

³¹ Świnoujście LNG terminal, <https://en.polskielng.pl/ing-terminal/ing-terminal-in-swinoujscie/>.

³² Adriatic LNG terminal, <https://www.adriaticlng.it/en>.

³³ "Adriatic LNG – EC Exemption Decision", *Decisione di Esenzione No. G/2004/003, Terminale di Rigassificazione LNG di Porto Levante (Rovigo), Brussels, 10 February 2005 (in Italian)*, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2005_rovigo_decision_it.pdf.

контракту купли-продажи СПГ, заключенному до 2035 г. между Edison и RasGas (Катар).

В соответствии с условиями освобождения, 20 % оставшейся (неосновной) мощности терминала должна предоставляться третьим лицам в регулируемом ЕС режиме в рамках «открытого сезона» в соответствии с процедурами, утвержденными Министерством экономического развития и национальным органом регулирования Италии – ARERA. В 2008 г. Adriatic LNG предоставило доступ третьим лицам к 20 % своих мощностей в рамках открытого сезона до 2035 г. (т.е. на срок освобождения терминала).³⁴

Действует механизм распределения мощностей в рамках «открытого сезона».

Для подачи запроса на доступ к терминалу, третье лицо должно подтвердить наличие необходимых объемов СПГ (т.е. источника поставок), которые должны соотноситься со сведениями о грузместимости судна.

Все запросы на доступ в отношении «неосновной мощности» терминала (20 %) ранжируются в соответствии с критериями, предъявляемыми к заявителям:

- наивысший приоритет отдается конечным потребителям, импортирующим газ для собственного потребления сроком на 5–10 лет;
- второй приоритет отдается заявителям, предлагающим весь объем импорта на виртуальной торговой площадке в течение 5–10 лет;
- далее следуют те, кто предлагает квоту на не менее 20 % своего газа для импорта на виртуальной торговой площадке на срок 5 лет;
- затем заявители, импортирующие СПГ из других государств, чем те, с которыми были заключены 28 сентября 2004 года долгосрочные контракты об импорте на срок 5 лет;
- затем заявители, которые имеют на срок 5 лет выделенную мощность в точках входа в национальную систему передачи газа менее 25 %;
- самый низкий приоритет присваивается любым другим заявкам на срок менее 5 лет.

Таким образом, оператор определяет приоритетность запросов на доступ к мощностям

терминала в пользу конечных пользователей, количеству газа, продаваемого на виртуальной торговой площадке, в пользу новых поставщиков, наличия мощности, забронированной в национальной газотранспортной системе.

Период проведения «открытого сезона» должен быть не менее шести месяцев.

Минимальный объем мощности, который может быть забронирован в рамках «открытого сезона», равен одному газовому году с четырьмя разгрузочными слотами, которые должны быть равномерно распределены в течение каждого газового года.

Каждый год в июне–июле Adriatic LNG предоставляет свои мощности на среднесрочный и долгосрочный периоды (от года до десяти лет), а также ежемесячно предлагает мощности в течении газового года (до конца газового года). В соответствии с внутренним кодексом терминала, оператор может выделить основную мощность, доступную для резервирования, одному или нескольким пользователям путем заключения контракта о предоставлении доступа к терминалу.

Поскольку, согласно кодексу терминала, 1 июня каждого газового года все неподписанные базовые мощности терминала и все высвобожденные базовые мощности терминала на следующий газовый год должны быть перекалифицированы как «неподписанные неосновные мощности» и «высвобожденные неосновные мощности», механизм распределения этой мощности и взимаемые за нее тарифы будут такими же, как и для имеющейся свободной мощности.

Таким образом:

- тариф, взимаемый за «базовую мощность» (80 % в отношении которой установлен режим освобождения) устанавливается в соответствии с решением сторон и его размер является конфиденциальным;
- тариф, взимаемый за «высвобожденную базовую мощность», а также за «неосновную мощность» (20 % – право доступа третьих лиц к которой регулируется ЕС), устанавливается национальным органом регулирования Италии;
- 20 % мощности («неосновная мощность») распределяется

между заявителями в рамках «открытого сезона» на 25 лет, т.е. до конца срока, на который был предоставлен режим освобождения;

- приоритет при выделении спотовых мощностей отдается заявителям с наибольшими объемами поставок СПГ на основе принципа «первый пришел – первым обслужен» (FCFS);
- приоритет при выделении мощностей на год или от года до десяти лет отдается в пользу конечных пользователей, имеющих долгосрочные контракты на поставку СПГ.

ФРАНЦИЯ Терминал Dunkerque

- Терминал соединен с двумя рынками Франции и Бельгии путем двух отдельных газопроводов.
- Мощность 13 млрд м³.
- Владелец, Dunkerque LNG,³⁵ в 2009 году подал заявку на полное освобождение от регулируемого ЕС доступа третьих лиц сроком на 20 лет с даты коммерческого запуска.

В октябре 2009 г. было предоставлено освобождение на 20 лет в отношении всех первичных мощностей терминала (13 млрд м³), одобрено ЕС в январе 2010 г.³⁶

Терминал предлагает всем своим пользователям пакет услуг, включая разгрузочные слоты (причем терминал совместим с СПГ-газовозами всех размеров), мощности по хранению и регазификации, а также долю пропускной способности газопроводов. Тарифы не публикуются.

Режим освобождения:

- 10 млрд м³ первичной мощности были предоставлены двум первоначальным акционерам терминала EDF и Total сроком на 20 лет (до 2036 года) в рамках процедуры «открытого сезона», одобренной национальным регулирующим органом Франции – CRE);

³⁴ Adriatic LNG, Regasification service, <https://www.adriaticlng.it/en/market-area/archive/2018-19/tariffs/regasification>.

³⁵ Dunkerque LNG terminal, <https://www.fluxys.com/en/company/dunkerque-lng>.

³⁶ 'Dunkerque LNG – EC Exemption Decision', https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_dunkerque_decision_fr.pdf.

- первичная мощность (до 2,5 млрд м³) предлагалась на основе принципа «первый пришел – первым обслужен» (FCFS) в 2020 году как доступная мощность;
- мощность (3,5 млрд м³) предлагается через процедуру «открытого сезона», условия которого должны быть одобрены национальным регулирующим органом Франции (CRE);
- механизм распределения мощностей, основанный на принципе «используй или потеряй» должен быть одобрен национальным регулирующим органом Франции (CRE) и опубликован до начала введения в эксплуатацию терминала;
- механизм распределения вторичных мощностей не требует одобрения регулирующего органа, но должен быть опубликован;
- пользователи услуг терминала обязаны иметь доступ к газотранспортной системе;
- единый тариф должен быть доведен до сведения национального регулирующего органа Франции (CRE).

Выводы по регулированию

Газовый регламент 715 детализировал режим предоставления права доступа третьих лиц к терминалам СПГ, введя несколько специальных положений, регулирующих:

- предоставление доступа третьих лиц к терминалу (ст. 15);
- механизм распределения мощностей («недискриминационный, прозрачный, рыночный») и управление пиковыми нагрузками (ст. 17);

- продажу прав на мощности для целей перераспределения мощностей (обязательство реализовывать на рынке неиспользованную первичную мощность, а также обязательство содействовать в продаже вторичных мощностей ст. 22);
- установил требования прозрачности предоставляемых услуг (ст. 19) в отличие от Газового регламента 1775, который вообще не содержал положений об объектах СПГ.

Вместе с тем общий характер норм, регулирующих право доступа третьих лиц к терминалу, хотя и усиленных Газовым регламентом, привели к ситуации, что право доступа к терминалам регулируется внутренними кодексами терминалов, разработанными их операторами, которым предоставлена свобода в реализации механизма предоставления права доступа третьих лиц как на первичном, так и на вторичном рынке.

В соответствии с Третьей газовой директивой каждое государство-член обязано имплементировать систему регулируемого доступа третьих лиц к терминалам СПГ. Это требует, чтобы владельцы инфраструктуры предоставляли доступ третьим лицам на недискриминационной, прозрачной основе, применяя опубликованные тарифы, которые были утверждены до их опубликования национальными органами регулирования. Директива устанавливает несколько оснований, по которым в доступе может быть отказано, в связи с:

- недостатком мощностей системы (пропускной способности); или
- экономическими и финансовыми трудностями по контрактам

с обязательством «бери или плати» (п. 1 ст. 35).

Однако главной особенностью режима ЕС являются не основания для отказа в праве доступа, а возможность освобождения от регулируемого режима доступа третьих лиц.

В настоящее время терминалы ЕС получили освобождение от доступа третьих лиц на основании норм Второй газовой директивы, в связи с чем возникает вопрос, какой из режимов более благоприятен.

Вторая газовая директива не устанавливала каких-либо детализированных положений по предоставлению права доступа третьих лиц к услугам терминалов СПГ, механизму распределения мощностей и управления пиковыми нагрузками.

Главное различие между директивами заключается в том, что Третья газовая директива обязала национальные органы регулирования до предоставления освобождения «принять решение о правилах и механизмах управления и распределения мощностей» (п. 6 ст. 36). Вторая газовая директива не обязывала национальные органы регулирования принимать решение об условиях и механизме управления и распределения мощностей (п. 3 (с) ст. 22.). Это позволяло операторам терминалов, получившим освобождение от доступа третьих лиц, устанавливать условия распределения мощностей самостоятельно, в том числе в отношении продажи мощностей на вторичном рынке. ●

KEYWORDS: LNG terminal, third gas directive, third party access, European Union, liquefied natural gas.



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

Татарстан намерен удвоить промпроизводство за счет нефтехима

К 2016 г. Татарстан планирует увеличить объем промышленной продукции вдвое. Дочерний проект Татнефти, состоящий из НПЗ мощностью 7 млн тонн нефти в год, дополнится комплексом заводов по производству продукции на основе ароматических углеводородов.



В плане строительство завода глубокой переработки нефти мощностью 3,5 млн т в год и нефтехимического завода, а также строительство комплекса переработки этилена.

Комментарий Neftegaz.RU

В феврале 2020 г. НКНХ и турецкая Gemont подписали контракт на строительство олефинового комплекса ЭП-600. В августе 2020 г. в рамках проекта была установлена колонна для экстракции ароматических углеводородов от гидрированной фракции С6-С8, весной 2021 г. – контракты с Lutmus Technology по производствам в составе комплекса ЭП-600, включающим установку по выпуску этилбензола и стирола мощностью 250 тыс. т/год, установку метатезиса олефинов для получения пропилена 150 тыс. т/год. По итогам 2018 года объем промышленного производства Татарстана составил 2,8 трлн руб.



Заполнение газом первой нитки газопровода «Северный поток»

6 сентября 2011 года на компрессорной станции «Портовая» в районе г. Выборга состоялись торжественные мероприятия, посвященные началу заполнения природным газом первой нитки газопровода «Северный поток». Закачка технологического газа – это этап техпроцесса подготовки начала транспортировки газа в октябре. После окончания этой операции газопровод будет введен в эксплуатацию, и начнется поставка газа в Европу.

Комментарий Neftegaz.RU

Ровно 10 лет спустя, 6 сентября 2021 г. специалисты ТУБ Фортуна осуществили сварку последней трубы второй нитки МГП Северный поток-2. Двухниточный МГП Северный поток-2 проложен по дну Балтийского моря для поставок природного газа с российских месторождений на п-ве Ямал. Протяженность по каждой из ниток – около 1230 км, совокупная пропускная мощность – 55 млрд м³ газа год.

Развитие СМП позволит России стать лидером в освоении Арктики

По мнению В. Язева, развитие Северного морского пути позволит России стать лидером

в освоении Арктики. Сегодня только Россия обладает необходимыми техническими средствами, которые позволяют выполнять в Арктике операции любой сложности, включая проводку судов атомоходами, геологоразведку арктического дна, обеспечение нефте- и газодобычи.

Комментарий Neftegaz.RU

В сентябре 2021 г. на ВЭФ президент В. Путин призвал со следующего года открыть регулярные грузовые рейсы по СМП между Владивостоком и Санкт-Петербургом.



Задача по организации круглогодичной транспортировки по СМП будет решаться с использованием 15 новых, более эффективных ледокольных газозубов, строительство которых ведется на комплексе Звезда. Все больше компаний присматриваются к возможностям СМП. Новый этап развития пути связан со строительством СПГ-ледоколов, что позволит увеличить грузооборот по СМП. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

5–8 октября

X Юбилейный Петербургский международный газовый форум

Санкт-Петербург, ЭКСПОФОРУМ

5–8 октября

Рос-Газ-Экспо 2021

Санкт-Петербург

20–21 октября

3-я Техническая конференция

Перспективы развития активов и манифест лидерства «ЛУКОЙЛ» в области переработки

Нижний Новгород

26–28 октября

19-я Международная специализированная выставка

GasSuf

Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

ОКТАБРЬ

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

21 октября

Международная конференция

Нефтегазсервис 2021

Москва

26–29 октября

24-я международная выставка химической промышленности и науки

Химия-2021

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



РОССИЯ: ОТ НЕФТЯНОЙ ДЕРЖАВЫ - К ВОДОРОДНОЙ?

Kauppaletti

Янне Суутаринен

Согласно прогнозам, объемы продаж водорода на глобальных рынках возрастут до 186 млрд евро к 2028 году. Ежегодный прирост будет составлять 5,6%. А. Новак считает, что в будущем доля страны на международном водородном рынке может достичь 20%.

В утвержденном плане развития водородной энергетики заметен сильный разброс показателей, что свидетельствует о неясных темпах развития этой сферы. Союз Германии и России по экспорту водорода считается геополитически очень значимым. Министерство, отвечающее за сферу энергетики, в апреле подписало договор о намерениях, в котором обговаривается сотрудничество в сфере водородной энергетики и в области использования новых источников энергии. «Газпром» хочет организовать производство водорода в Европе. Концерн уже предложил в качестве варианта Северную Германию. Эта идея может быть связана с тем, что «Газпром» сомневается в безопасности транспортировки водорода по уже существующему газопроводу.

«Северный поток-2» в качестве «оружия». Представители властей США решительно выступили против этого проекта, но покидающая свой пост А. Меркель заключила сделку с президентом США Д. Байденом, которая усилила зависимость ЕС от российского газа. Страны договорились принимать ответные меры на любые попытки Кремля оказывать давление на Европу, контролируя поток газа по газопроводу. Но эксперты предупреждают, что при этом Великобритания может столкнуться с проблемой нормирования потребления газа, поскольку стабильность Европы все же находится в руках президента России. Правительство Великобритании объявило о планах поэтапного отказа от газовых котлов для снижения выбросов парниковых газов, но газ по-прежнему играет ключевую роль. А поскольку зима не за горами, растет беспокойство по поводу того, что Великобритания может столкнуться с трудностями в удовлетворении своего спроса на газ. Несмотря на то, что для



ВЕЛИКОБРИТАНИИ ГРОЗИТ НОРМИРОВАНИЕ ГАЗА

DAILY EXPRESS

Себастьян Кеттли

А. Меркель и Д. Байдена пристыдили за то, что они позволили В. Путину использовать газопровод

преодоления климатического кризиса Германия переходит на ВИЭ, сохранение доступа к российскому газу поможет стране отказаться от угля и инвестировать значительные средства в ВИЭ. Для удовлетворения потребностей в электроэнергии богатой,

промышленно развитой страны с помощью энергии ветра и солнечной энергии и для ее аккумуляции потребуется время, инвестиции и действия государства. В результате природный газ стал важной, но скрытой опорой «энергетического поворота» – средством, позволяющим Германии отказаться от угольной и ядерной энергетики

НЕХВАТКА ГАЗА УКРЕПЛЯЕТ ВЛИЯНИЕ РОССИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ ЕВРОПЫ

THE WALL STREET JOURNAL.

Джеймс Марсон

Европа сталкивается с нехваткой природного газа как раз в тот момент, когда Россия завершает строительство спорного трубопровода в Германию. Это усиливает влияние президента В. Путина на энергетические потоки континента. Запасы газа в Европе



находятся на самом низком уровне за многие годы. В результате цены достигают рекордных уровней, а коммунальные предприятия запускают угольные электростанции, чтобы снизить расходы. Несмотря на это, Россия, крупнейший поставщик газа в Европу, отказалась бронировать большие дополнительные потоки через трубопроводы на Украине, которые сейчас работают не на полную мощность. Значительная часть экспорта российского газа в Европу проходит через Украину, но ожидается, что ситуация изменится после завершения строительства «Северного потока-2». Это позволит Москве экспортировать газ напрямую в Германию. США опасаются, что Россия будет использовать МГП для оказания влияния на Европу, что приведет к росту цен и может полностью лишиться их поставок газа. ●



24-я международная выставка химической промышленности и науки

ХИМИЯ

Генеральный информационный партнер:

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



Иновации 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



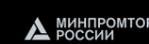
Защита от коррозии «КОРРУС»

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Организатор:



12+ Реклама





НЕФТЕГАЗ *Life*

Выставка в рамках Kaspersky Industrial CyberSecurity Conference 2021



Посетитель выставки Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Участник выставки Kaspersky Industrial CyberSecurity Conference 2021



Стенд компании Кубань-Кабель на выставке Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



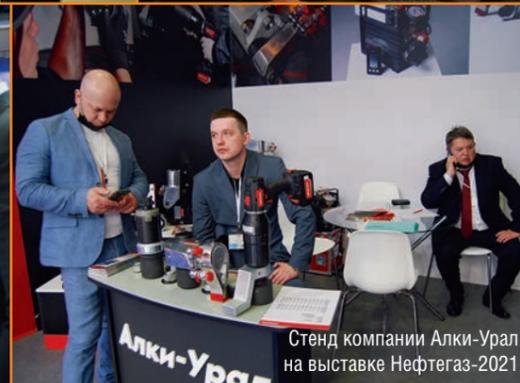
Е. Касперский



О. Шакиров



Посетители выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Алки-Урал на выставке Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Газпром на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании Сиббурмаш на выставке Нефтегаз-2021



А. Гуревич



Стенд компании Энерпас на выставке Нефтегаз-2021



Президиум конференции Kaspersky Industrial CyberSecurity



Стенд Сибирской промышленной группы на выставке Нефтегаз-2021



И. Гильмутдинова



Участники выставки Нефтегаз-2021



А. Щурок



Стенд Краснодарского края на выставке Нефтегаз-2021



М. Карпунин, А. Суворов

ВЫЧИСЛИТЕЛЬ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОТЫ

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- Прочее оборудование и инструмент
- **Исследовательское и лабораторное оборудование**



Тепловычислитель ВКТ 7-02 предназначен для работы в составе теплосчетчика ТСК-7 и служит для съема показаний с расходомеров и датчиков температуры. Полученные данные вычислитель ВКТ 7-02 преобразует в количество теплоты, которое потребляется на объекте.

Количество расходомеров: **до 4-х**

Количество датчиков температуры: **до 2-х**

Контроль питания датчиков расхода: **есть**

Ресурс батареи: **10 лет**

Встроенный интерфейс: **RS232**.

ВЫЧИСЛИТЕЛЬ ВКТ 7-02 ИМЕЕТ СЛЕДУЮЩИЕ ВОЗМОЖНОСТИ:

- настройка на условия применения с лицевой панели
- защита от несанкционированного вмешательства в работу
- выбор практически любой типовой схемы расположения трех водосчетчиков в каждой из систем ТВ1 и ТВ2
- выбор практически любой типовой формулы вычислений общего теплоснабжения в каждой из систем ТВ1 и ТВ2
- просмотр архивов с лицевой панели ВКТ-7
- настройка даты окончания отчетного месяца в месячном архиве
- контроль и выбор алгоритма учета при отключении сетевого питания водосчетчиков
- контроль и выбор алгоритма учета при срабатывании уставок на среднечасовой расход воды в трубопроводах системы
- контроль и выбор алгоритма учета при срабатывании уставок на небаланс масс воды в трубопроводах системы
- контроль и выбор алгоритма учета при отрицательных слагаемых формулы вычисления общего теплоснабжения системы
- возможность переключения учета на летний режим теплоснабжения
- возможность измерений давления воды в трубопроводах системы
- возможность измерений температуры холодной воды
- настройка интервала времени при печати отчета на принтере
- настройка интервала времени при копировании архива в НП (накопительный пулт)
- дополнительная батарея для питания ультразвуковых расходомеров

ФИЛЬТР-СТАБИЛИЗАТОР ДАВЛЕНИЯ ВОЗДУХА

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- Прочее оборудование и инструмент
- **Исследовательское и лабораторное оборудование**



Фильтр-стабилизатор давления воздуха предназначен для окончательной очистки от механических примесей и масла, регулирования и автоматического поддержания давления воздуха питания пневматических приборов и средств автоматизации.

Фильтр-стабилизатор имеет коррозионностойкое исполнение ФСДВ-Ор предназначено для эксплуатации в среде, содержащей до 10 мг/м³ сероводорода или сернистого ангидрида и в аварийных ситуациях (в течении 3–4 часов) – до 100 мг/м³ сероводорода или сернистого ангидрида до 200 мг/м³.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Классы загрязненности воздуха на входе 3 или 5 по ГОСТ 17433-80

Классы загрязненности воздуха на выходе 0 или 1 по ГОСТ 17433-80

Степень очистки воздуха не менее 99,95%

Давление воздуха на входе:
ФСДВ-6 – от 0,25 до 0,6 МПа
ФСДВ-10 – от 0,6 до 1 МПа

Диапазон изменения настройки регулируемого давления на выходе:
ФСДВ-6 – от 0,03 до 0,25 МПа
ФСДВ-10 – от 0,03 до 0,6 МПа

Максимальный расход воздуха на выходе – 8 м³/ч (ФСДВ-6); 15 м³/ч (ФСДВ-10)

Допускаемая величина разности между нижним значением давления на входе и верхним значением давления на выходе должна быть не менее 0,2 МПа

Допускаемое изменение давления, установленного на выходе, при изменении расхода воздуха на выходе не должно превышать ±0,0135 МПа на каждый 1 м³/ч изменения расхода

Допускаемое изменение давления, установленного на выходе, не должно превышать ± 0,006 МПа при изменении давления на входе в пределах всего диапазона при температуре 25 °С

Тип соединения с внешними пневматическими линиями по ГОСТ 25165-82: 00-01-1, 00-02-2

Климатические исполнения:

У1, но для работы при температуре от минус 50 до плюс 60 °С и относительной влажности до 95%

Т1, но для работы при температуре от минус 25 до плюс 60 °С и относительной влажности до 100%

Масса – не более 1,25 кг

БЛОК-КОНТЕЙНЕР КОМПРЕССОРНЫЙ (БКК, МКС)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11. Прочее



Установки представляют собой компрессорные станции, рассчитанные на обеспечение сжатым воздухом или азотом технологических процессов с расходом сжатого воздуха до 400 м³/мин., при рабочем давлении 15–55,0 МПа.

Блок-контейнер компрессорный выполнен из бескаркасных трехслойных панелей с арочной кровлей и в базовой комплектации оснащен:

- передвижной (на монорельсе) ручной талью грузоподъемностью до 2 т;
- системой автоматического пожаротушения;
- внутренней и наружной системами освещения;
- приточно-вытяжной вентиляцией и системой отопления.

Для организации эксплуатации БКК необходима ровная площадка и подключение к электросети. Встроенная система автоматики позволяет исключить нахождение обслуживающего персонала в непосредственном месте эксплуатации оборудования.

Контейнерные модули БКК (МКС) рассчитаны на температуры от -60 до +50°С. ●

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ БКК (МКС)	
Всесезонность	Электроотопление и система вентиляции позволяет работать в широком диапазоне температур: от -40 °С до +40 °С – стандартное исполнение от -60 °С до +40 °С – исполнение «Север» от -40 °С до +50 °С – исполнение «Тропик»
Автономность	Всё, что необходимо для организации работы БКК это горизонтальная площадка и подключение к сети на 380 В. Каждая компрессорная станция оборудована автоматической системой отопления и пожаротушения.
Мобильность	БКК не требует специального фундамента, поэтому может перемещаться в любое максимально приближенное к потребителю место, помимо этого БКК может быть установлен на шасси или сани.
Значительное снижение стоимости сооружения	Не требуется проектирование здания, капитальное строительство, землеотвод.
Несравнимо меньшие сроки возведения	Стандартная компрессорная станция проектируется и строится минимум год, БКК поставляется в полной заводской готовности и вводится в эксплуатацию за несколько дней.
Стабильное давление и низкие потери сжатого воздуха	Отсутствуют протяженные трубопроводы, тем самым исключаются утечки и отсутствует перепад давления.
Энергосбережение	Отсутствуют потери в трубопроводах, вследствие их незначительной длины, система отопления станции позволяет экономить энергоресурсы, т.к. электрические обогреватели используются только при запуске станции, а при дальнейшей работе обогрев станции производится за счёт горячего воздуха выходящего из компрессорных установок.
Простота управления и контроля состояния оборудования	Управление группой компрессоров осуществляется дистанционно с одного операторского места – с диспетчерского пункта управления.
Высокое качество сжатого воздуха	Система очистки и осушки, установленная в блок-контейнере, обеспечивает высокое качество сжатого воздуха, что снижает износ оборудования, исключает замерзание влаги в пневмопроводах, пневмоклапанах и значительно уменьшает их коррозию.

УСТАНОВКА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

4. Нефтепродукты, нефть и газ

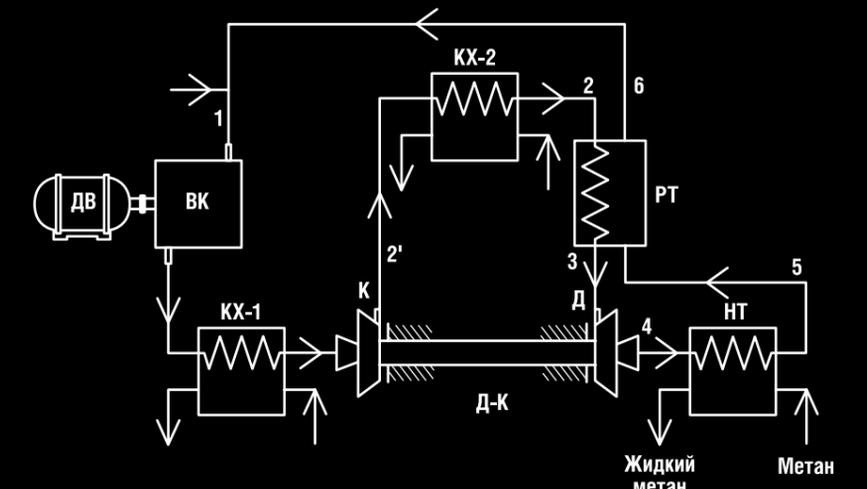
4.2. Газ

4.2.2. Сжиженный газ

Модульные установки сжижения природного газа базовой производительностью 500, 1000, 2000 и 4000 кг/час позволяют осуществить производство СПГ как в местах разработки месторождений, так и с использованием трубопроводного газа.

Схема процесса ожижения метана

Д – детандерная ступень детандер-компрессора, К – компрессорная ступень детандер-компрессора, ВК – основной компрессор, ДВ – двигатель основного компрессора, КХ-1 – концевой холодильник основного компрессора, КХ-2 – концевой холодильник компрессора детандер-компрессора, РТ – рекуперативный (детандерный) теплообменник, НТ – низкотемпературный теплообменник



Принцип работы

Природный газ после очистки от кислых компонентов, осушки и отделения тяжелых фракций (на схеме ниже данные технологические ступени не показаны) поступает под минимальным давлением 3–5 бар в низкотемпературный теплообменник-конденсатор (НТ), где он последовательно охлаждается до температуры -160°С и ожижается с минимальными потерями давления. Далее СПГ под собственным давлением направляется в емкость для хранения. Для обеспечения охлаждения и ожижения метана используется азотный детандерно-компрессорный агрегат.

Комплектация установки

Основной компрессор

- мощность компрессора 400 до 2500 кВт,
- центробежный,
- безмасляный,
- частотное регулирование.

Детандер

- турбодетандер-компрессорный агрегат в сборе с электромагнитными или газодинамическими подшипниками;

- система контроля вибрации и частоты вращения

Блок ожижения

- теплообменник основной;
- комплект арматуры с ручным и пневмоприводом;
- комплект обратных и предохранительных клапанов;
- трубопроводы;
- металлоконструкции;
- тепловая изоляция.

Область применения

Установка может применяться как на месте добычи природного газа (малодебитные газовые скважины),

так и на нефтепромыслах, где есть выход попутного газа с небольшим содержанием тяжелых фракций. Установка может работать в непосредственной близости от газопровода высокого и среднего давления, вырабатывая СПГ, который может быть доставлен транспортными средствами (автомобильными или железнодорожными цистернами) к месту его потребления. Возможна работа данной установки на свалочном газе и шахтном метане, а также и для ожижения природного газа среднего давления в условиях городов и поселков с целью его доставки на автозаправочные станции. ●

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность её

подключения к CAU АГНКС или к CAU высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 $\text{нм}^3/\text{ч}$ при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 $\text{кгс}/\text{см}^2$), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3.10. Комплексы и установки для подготовки нефти и газа



Установка комплексной подготовки попутного нефтяного газа производительностью по входящему газу 150 млн $\text{нм}^3/\text{год}$.

Вырабатываемая продукция – СОГ (сухой отбензиненный газ) по СТ РК 1666-2007, полностью соответствующий СТО Газпром 089-2010 и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов).

Состав оборудования

1. Компрессорная станция

Компрессорная станция, состоящая из 3-х современных поршневых компрессоров, предназначена для компримирования попутного нефтяного газа до давления 60 бар изб. Компрессоры установлены в просторном здании из сэндвич-панелей, что делает процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

2. Блок низкотемпературной сепарации

Для осуществления процесса отбензинивания попутного нефтяного газа применена технологическая схема низкотемпературной сепарации с внутренним холодильным циклом на основе хладагента фреон 134А. Холодильный цикл основан на базе 2-х фреоновых компрессоров. Компрессоры установлены в отдельном домике, что делает

процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

3. Блок осушки газа и регенерации гликоля с циркуляцией 0,9 $\text{м}^3/\text{час}$

Предотвращение гидратообразования при охлаждении газа обеспечивается впрыском раствора диэтиленгликоля на трубные решетки теплообменников установок НТС. В дальнейшем насыщенный гликоль отправляется в отпарную печь, откуда опять поступает в основную технологию. Такое техническое решение позволяет дешево и эффективно убирать влагу из потока газа и предотвращать гидратообразование. Потери гликоля при таком методе минимальны.

4. Блок фракционирования с получением ШФЛУ до 50 000 тонн/год и СОГ до 120 млн. $\text{нм}^3/\text{год}$.

5. Блок производства воздуха КИПиА и азота с производительностью по азоту 30 $\text{м}^3/\text{час}$, по воздуху – 200 $\text{м}^3/\text{час}$.

6. Блок низкотемпературной сепарации мощностью 1200 кВт. на базе 2 компрессоров GEA 400GLE мощностью 261 кВт.

7. Блок хранения и отгрузки ШФЛУ объемом 1600 м^3

Блок хранения и отгрузки ШФЛУ предназначен для хранения ШФЛУ, поступающей из колонны-стабилизатора, с дальнейшей ее отгрузкой в АЦН. Резервуарный парк, состоящий из семи рабочих и одного резервного резервуара по 200 м^3 каждый. Отгрузка ШФЛУ в автоцистерны осуществляется насосами через стояки налива.

8. Блок факельной системы с пропускной способностью 21000 $\text{нм}^3/\text{час}$

Блок факельной системы предназначен для аварийного сжигания попутного нефтяного газа. Факел высокого давления оснащен двумя дежурными горелками, работающими на топливном газе НД. Конструкция факелов обеспечивает дистанционный розжиг и контроль пламени. В качестве резервного топлива для дежурных горелок предусмотрены баллоны с пропаном. Контроль процесса горения каждой горелки осуществляется датчиком температуры. Для розжига каждой горелки установлен электронный блок.

9. Комплектная система управления PCU и ПА3. ●

АГНКС. АВТОМОБИЛЬНАЯ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



АГНКС блочного (блочно-модульного) исполнения предназначена для заправки автомобилей природным газом, сжатым до давления 20,0 МПа. В зависимости от величины входного давления и от требуемой производительности АГНКС могут оборудоваться компрессорами разной мощности. Для возможности заправки передвижных автомобильных газозаправщиков (ПАГЗ) до давления 25,0 МПа АГНКС может быть дополнительно оборудована газораздаточной колонкой для его заправки.

Конструкция

Комплект оборудования представляет собой блочную конструкцию, состоящую из следующих блоков:

- блок входных кранов (возможна поставка узла коммерческого учета входного газа)
- блок технологический, в котором размещены: система подготовки газа (очистка и осушка), компрессор с приводным электродвигателем (либо газовым ДВС) для сжатия природного газа до давления 25,0 МПа
- блок оператора – помещение для обслуживания персонала. В блоке находятся приборы системы контроля и управления технологическими процессами
- блок аккумуляторов газа
- газораздаточные колонки до 8 (при необходимости и больше) заправочных постов

- монтажный комплект и комплект эксплуатационной документации

Природный газ от газопровода, через блок входных в АГНКС кранов, поступает в замерный узел (если он оговорен в комплекте поставки), затем в блок подготовки газа, проходит подготовку до необходимого качества (очистка и осушка по ГОСТ27577-2000) и после этого поступает в компрессор, сжимается до давления 25,0 МПа и направляется в систему аккумуляторов газа и далее через газораздаточную колонку в автомобиль.

Одно либо двухпостовая колонка АГНКС укомплектована системой учета газа и информационным табло, обеспечивает заправку автомобилей до давления 20,0 МПа.

Осушка газа производится адсорбционным блоком осушки

с регенерацией адсорбента в автоматическом режиме.

Управление технологическим процессом АГНКС осуществляется системой автоматического управления (САУ) с пульта оператора из блока оператора. САУ фиксирует параметры технологического процесса, и ведется учет заправок, с выдачей сменных отчетов.

Комплект оборудования автомобильной газонаполнительной компрессорной станции оборудован системами безопасности, включающими в себя: систему контроля загазованности, охранно-пожарную сигнализацию, аварийно-вытяжную вентиляцию и систему автоматического пожаротушения. Технологические выбросы газа в атмосферу отсутствуют. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Модификации комплектов (по количеству заправок в сутки)	От 1 до 500
Входное давление, кгс/см ² *	3-12
Производительность по заправкам, в сутки (при расчетном объеме заправки 55 нм ³)	От 1 до 800
Выходное давление компрессора, кгс/см ²	250
Давление заправки, кгс/см ²	200
Суммарная вместимость аккумуляторов, м ³	От 1,0 до 8,0
Количество заправочных постов	От 1 до 8
Время заправки 1 автомобиля, мин	5...13
Количество обслуживающего персонала, чел.	1-2 человека в смену

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@neftegaz.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!**



Д. Ма

Данные – это новая нефть



Ю. Шафраник

Занятый в нефтегазовом комплексе человек дает работу минимум пяти людям в других отраслях



В. Путин

Цифровые технологии – это не отдельная отрасль, это уклад жизни



В. Зеленский

Я считаю, что не замечать, что это оружие, мне кажется, неправильно (о МГП «Северный поток-2» – ред.)



П. Сниккарс

ГЭС – один из приоритетных источников энергии в России



Ю. Тимошенко

Подъем тарифов сделает неплатежеспособным большинство населения



Р. Зеле

Не всегда же все должно дорожать. Может иногда и дешеветь (о стоимости МГП «Северный поток-2» – ред.)



Т. Адольф

То, как мы видим цифровые технологии в Total, – это не просто вопрос опережения конкурентов, это вопрос выживания



З. Габриель

Главным для Германии в отношении «Северного потока-2» является вопрос: кто определяет правила, на которые ориентируется энергетический рынок ФРГ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ



ПЕТРОВСКАЯ ДОМИНАНТА

ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС

ВЫБРАТЬ
КВАРТИРУ



Застройщик АО «Эталон-ЛегендСМУ». ЖК «Петровская Доминанта»: СПб, Петровская коса, дом 7/2.
Проектная декларация на сайте <https://naibnashdomrf214-03.petrovskaya.com>
Urban Awards 2021 в номинации «Лучший строящийся жилой комплекс бизнес-класса Санкт-Петербурга».

ЛУЧШИЙ СТРОЯЩИЙСЯ ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС БИЗНЕС-КЛАССА*

ВИДОВЫЕ КВАРТИРЫ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ
ПЕРВАЯ ЛИНИЯ НЕВЫ ПЕТРОВСКОГО ОСТРОВА



 **Группа Эталон**

Петровская коса, 7/2

+7 (812) 380-05-25