КАРТА РОССИЙСКОЙ СПГ-ОТРАСЛИ

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОХИМИИ

КРИО АЗС

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

4 [124] 2022

ГМТ: РЫНОК, ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНОЛОГИИ

Входит в перечень ВАК

Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ
- РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР
- ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН
- ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН
- УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал:
+7 (3463) 313-331

Томский филиал:
+7 (3822) 90-95-96

Красноярский филиал:
+7 (391) 278-87-90

Ямальский филиал:
+7 (3494) 23-99-99

Управление цементирования скважин:
+7 (3463) 313-334

ССК-Технологии:
+7 (3463) 313-336

Ремонт скважин:
+7 (3463) 313-340

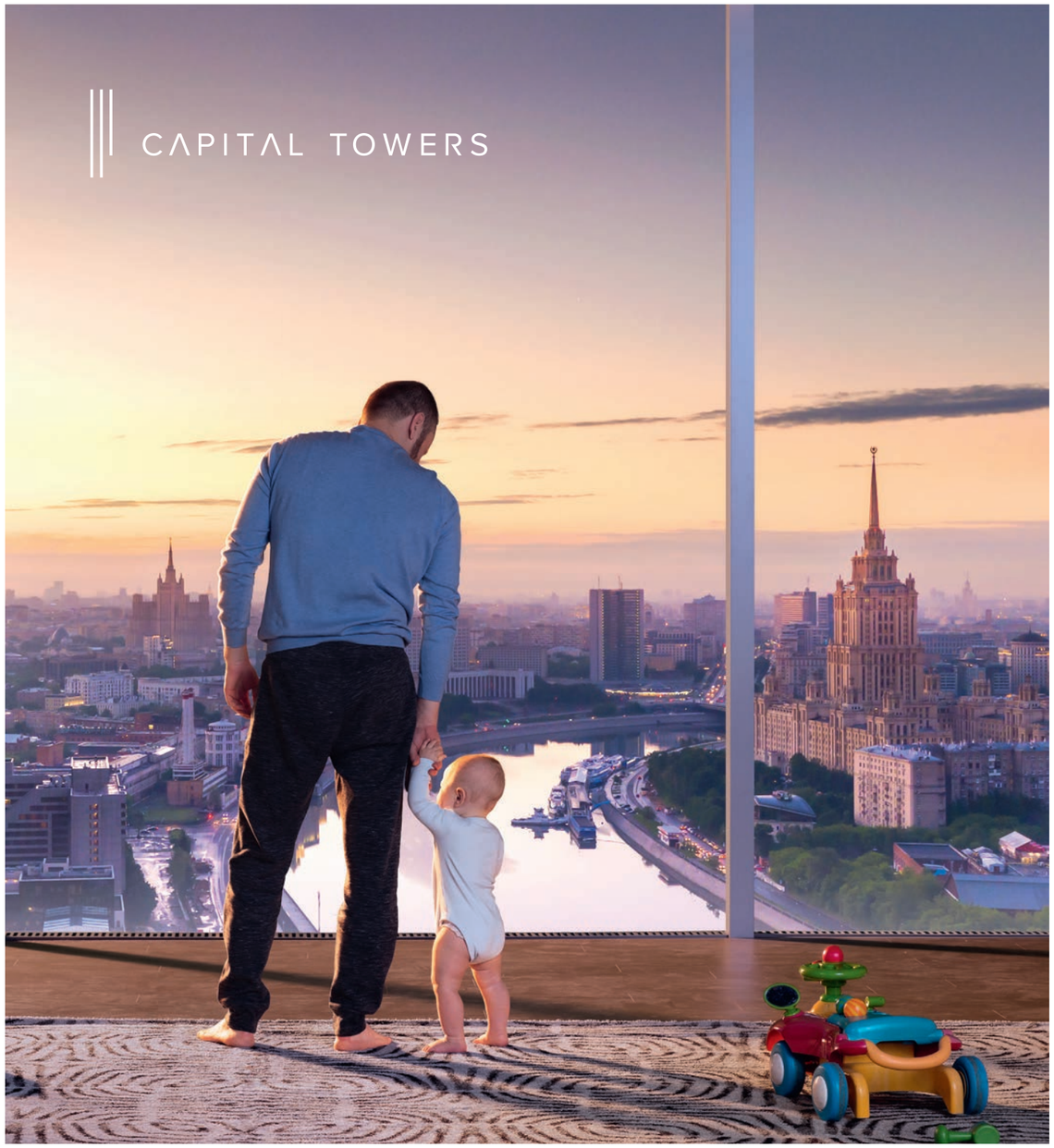
ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ · ГАЗПРОМ НЕФТЬ · ЛУКОЙЛ · НОВАТЭК · РуссНефть · TATNEFT · Салым Петролеум · ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ · Нефтиса Нефтяная компания · Imperial Energy (группа компаний ONGC Videsh Ltd) · АЛРОСА · АРКТИКГАЗ

АО «Сибирская Сервисная Компания»
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9
e-mail: cck@sibserv.com

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95

www.sibserv.com



Приехать, чтобы почувствовать высоту
и влюбиться в Москву

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

495 204 31 03

Реклама. *Капитал Тауэрс. Застройщик ООО «Мегаполис груп».
С проектной декларацией можно ознакомиться на сайте capitaltowers.ru

CG CAPITAL GROUP

СОДЕРЖАНИЕ

Беспилотные авиационные системы: комплексные решения для нефтегазовой отрасли

22

Оптимизация добычи

24

Эпохи НГК 6

РОССИЯ *Главное*

Газ за рубли 8

Поддержка ТЭК 10

События 12

Первой строчкой 14

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Фабрика идей в ЕВРАЗе: как предложения сотрудников помогают компании зарабатывать 16

Беспилотные авиационные системы: комплексные решения для нефтегазовой отрасли 22

ПАВ для заводнения пластов нефтяных месторождений на поздней стадии разработки

30

Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин

42

НЕФТЕСЕРВИС

Оптимизация добычи 24

«Геология – стезя для одержимых». Профессиональный праздник отметили геологи Томского филиала Сибирской Сервисной Компании 28

ПАВ для заводнения пластов нефтяных месторождений на поздней стадии разработки 30

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

От чертежа до нефтепровода: полный цикл производства трубопроводной арматуры «РУСТ 95» 38

ОБОРУДОВАНИЕ

Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин 42

Крио АЗС

70

Проблематика совместного хранения водород-метановых смесей в действующей системе ПХГ

84

Перспективы газохимии в текущих условиях турбулентности

90

Потенциал генерации водорода в углеводородных пластах

102

АРКТИКА

Крупная российская корпорация: работа в Заполярье 46

Календарь событий 49

СПГ

Карта российской СПГ-отрасли 2022 50

Трансформация индустрии СПГ 62

ГАЗОПОДГОТОВКА

Крио АЗС 70

Хронограф 83

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Проблематика совместного хранения водород-метановых смесей в действующей системе ПХГ 84

РЫНОК

Перспективы газохимии в текущих условиях турбулентности 90

ЭКОНОМИКА

Энергетический сектор: вызовы, угрозы и пути преодоления 96

Россия в заголовках 101

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Потенциал генерации водорода в углеводородных пластах 102

Новости науки 108

Нефтегаз Life 110

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

217 лет назад

В 1805 году в Подмосковье начал действовать химический завод, на котором был осуществлен камерный метод производства серной кислоты.

166 лет назад

В 1856 году английский металлург Александр Паркс изобрел первую пластмассу. Он запатентовал Паркезин – целлулоид на основе нитроцеллюлозы, обработанной множеством растворителей.

148 лет назад

В 1874 году в Казани был построен завод по выработке «светильного газа» из каменного угля.

139 лет назад

В 1883 году в Березниках построен крупный аммиачно-содовый завод производительностью 6 тыс. т соды в год.

138 лет назад

В 1884 году на Тентелевском заводе в Санкт-Петербурге производили олеум. Схема его получения оказалась совершенной для своего времени. В 1917 г. по ней работало 20 заводов в России, 18 во Франции, 8 в Англии, 3 в США и 2 в Японии.

94 года назад

В 1928 году валовая продукция химической промышленности России превысила уровень 1913 года в полтора раза.

91 год назад

В 1931 году в Заполярье был построен горнохимический комбинат «Апатит». Это позволило отказаться от импорта фосфатного сырья и начать экспорт апатитового концентрата в страны Западной Европы.

90 лет назад

В 1932 году в Ярославле был пущен первый завод синтетического каучука.

80 лет назад

В 1942 году в России заработали 16 химических предприятий эвакуированных из прифронтовых районов, расширены мощности на 15 предприятиях и запущено 11 новых химических заводов.

49 лет назад

В 1973 году СССР занимал первое место по производству минеральных удобрений.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
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 РАЕН

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

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

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

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

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

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАЕН, 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 РАЕН, Институт энергетической стратегии

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

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

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

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.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 «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ-2022

www.neftegaz-expo.ru

18–21 апреля 2022

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

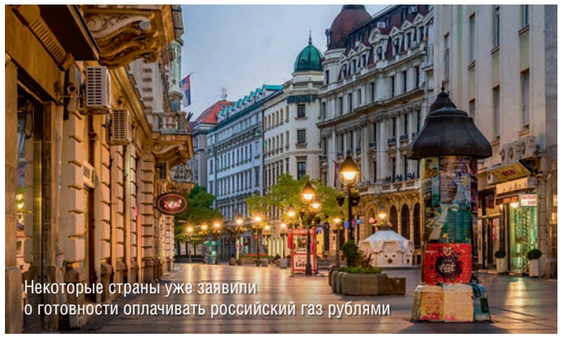
12+

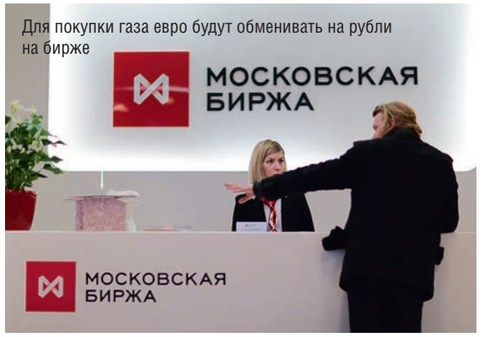
Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

С 1 апреля недружественные страны могут покупать российский газ только за рубли

Китай может претендовать на роль обладателя новой международной валюты


Некоторые страны уже заявили о готовности оплачивать российский газ рублями



Для покупки газа евро будут обменивать на рубли на бирже

ГАЗ ЗА РУБЛИ

Анна Павлихина

Просматривая аналитические обзоры и прогнозы развития рынка отраслей промышленности близких к нефтегазовой, сложно не заметить одну особенность: вместо звучавших недавно «планов по увеличению мощностей» и «выхода на новые рынки» встречается термин «выживать». Россия, а вместе с ней и российский бизнес, оказались в условиях экономической изоляции и вынуждены корректировать свои планы, исходя из новой реальности. Эта реальность слабо прогнозируема, и из-за туманности завтрашнего дня на сегодня одна задача – продержаться. Это чувствуется по тому, как даже крупные компании начали сворачивать непрофильные заказы, вводя режим усиленной оптимизации, не говоря уже о мелких предприятиях, переходящих к повышенной экономии. Учитывая, что этот процесс активно стартовал уже в начале марта, можно предположить, что именно чувство неопределенности, в большей степени, чем происходящие на рынке процессы, подталкивает бизнес к таким вынужденным мерам.

Не только бизнес, но и государство предпринимает шаги, продиктованные обстоятельствами. Так, с 1 апреля «недружественные» страны должны платить рублями за российский газ.

На первый взгляд – идея отличная. Оплата в рублях российских товаров делает валюту нашей страны конвертируемой, востребованной, устойчивой. Однако вне санкционного режима такой шаг не был сделан. Во всяком случае, в отношении европейских партнеров. Но попытку перейти на рубли в международных расчетах Россия предпринимает не впервые. Сначала была домашняя тренировка: двадцать лет назад нефть начали продавать на Московской товарно-сырьевой бирже, а в 2008 г. открыта фьючерсная площадка на СПбМТСБ. Затем систему попытались обкатать с дружественным Китаем: в 2014 г. страны анонсировали переход на расчеты в национальной валюте при заключении торговых операций, но в конце года рубль обесценился. Вторую попытку Россия и Китай предприняли в 2019 г., третью – пару месяцев назад, в преддверии Олимпийских игр-2022. Теперь пришел черед Европы, причем сам, его никто не планировал.

31 марта 2022 г. президент РФ В. Путин подписал указ, определяющий порядок платежей за газ для европейцев. Согласно указу, запрещается дальнейшая поставка природного газа, если срок оплаты наступил, а покупатель не произвел оплату либо произвел, но не в рублях, или не на счет Газпромбанка, который осуществляет всю схему. А именно: для проведения платежей Газпромбанк открывает специальные рублевые и валютные счета, иностранный покупатель переводит сумму в валюте, банк покупает на эти деньги рубли на Московской бирже ММВБ-РТС, зачисляет рубли на счет покупателя и с этого счета переводит продавцу. Обязательство по оплате считается выполненным с момента зачисления средств, полученных от продажи иностранной валюты на рублевый счет. В случае нарушения этого порядка, поставка останавливается.

О своей готовности перейти на расчеты в рублях уже заявили Сербия, Молдавия, Армения и Болгария. Есть также противоречивая информация о том, что рублями за газ расплатился Ватикан.

Инициативу, конечно, с радостью поддерживают дружественные страны, хотя она их в целом не касается, но за компанию, почему бы и нет? Так, Индия, уже имеющая удовольствие платить за нефть рупиями, готова перейти на рубли в расчете за газ. О желании перейти на национальные валюты в торговых сделках заявляла Саудовская Аравия.

Стремление уйти от доллара понятно. И не только со стороны Китая, который в нынешних условиях может претендовать на роль обладателя новой международной валюты, но и со стороны других государств, чья экономика зависима от доллара, в частности – России. Некоторые оптимистично усматривают в переходе на рублевые платежи за газ такие позитивные моменты, как поддержания курса рубля путем продажи валюты на рынке. Но вряд ли это сильно поможет рублю, ведь цена газа все равно зависит от доллара.

Принятая схема стала для России шагом, продиктованным обстоятельствами, а не стремлением к экономической выгоде, поэтому ее здесь едва ли можно усматривать. Это вынужденная мера, которая в текущих условиях решает только одну задачу: гарантия платежей за продажу энергоносителей. Следует признать, что это удачный ход в обход санкций, но, увы, большего ждать не приходится. Вести дела с Россией становится все сложнее, а расчет в рублях не упрощает ситуацию. ●

ПОДДЕРЖКА ТЭК

Елена Алифирова

Комиссия Госсовета по направлению «Энергетика» рассмотрела проблемы функционирования ТЭК в условиях санкционного давления.

Среди основных вызовов, Н. Шульгинов назвал санкции на госкомпании, запрет инвестирования в энергетический сектор, а также запрет на экспорт в Россию товаров и технологий, в частности для нефтеперерабатывающей промышленности.

В свою очередь Минэнерго РФ подготовило меры поддержки предприятий ТЭК.

Под особым контролем находится ценовая ситуация на российском рынке моторного топлива. Для сохранения действующих рыночных механизмов формирования цен корректируются параметры демпфирующего механизма на бензин и дизельное топливо; предлагается изменение расчета индикативных цен для НДПИ для учета реальных ценовых условий на рынке; возможна отсрочка модернизации НПЗ для получения налоговых вычетов. Планируется рассмотреть меры по снижению штрафов за сжигание ПНГ и использование мазута.

Для поддержки электроэнергетики предлагается наделить правительство РФ полномочиями пересматривать в 2022 г. пени и штрафы за неполное исполнение обязательств, что обеспечит финансовую устойчивость деятельности участников рынков электроэнергии и мощности.

В вопросе по импортозамещению в ТЭК сформирован перечень критически важного оборудования и технологий. Н. Шульгинов заверил, что выбытие импортных ГТУ не повлияет на российский рынок. Отечественными производителями развернуто производство турбин большой и средней мощности. Также идет проработка альтернативных каналов поставок оборудования.

А. Новак отметил, что отдельной задачей ТЭК является отладка логистики поставок импортного оборудования, сейчас эти вопросы активно прорабатываются с дружественными странами.

Предложения, одобренные на заседании комиссии, будут направлены в рабочую группу Госсовета по экономическим вопросам для дальнейшей проработки. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В Правительстве обсудили основные вызовы, стоящие перед ТЭК РФ, и предложения по их минимизации. Какие меры поддержки будут наиболее полезны для российского энергетического комплекса?

Какие из предложенных Минэнерго РФ мер поддержки наиболее полезны для российского ТЭК?

14%
Особый контроль за ценовой ситуацией на рынке нефтепродуктов

16%
Наделение правительства РФ полномочиями оперативно пересматривать пени и штрафы за неполное исполнение обязательств в области электроэнергетики

17%
Нормативное упрощение закупочных процедур, минимизирующее риски срыва поставок топлива и оборудования

25%
Работа по замещению импортной продукции для реализации инвестпрограмм в ТЭК

20%
Отладка логистики поставок оборудования, произведенного дружественными странами

8%
Разработка программы импортозамещения горного оборудования и сбалансированного подхода к тарифному регулированию

В ближайшее время Китай может перейти на национальные валюты в расчетах за российские энергоносители. Как это скажется на российской экономике и мировых валютах?

Чего следует ожидать от перехода на рубли в расчетах за энергоносители?

5%
Переход на рубли для России уменьшит валютные риски

34%
Китай и Россия при проведении торговых операций снизят издержки, связанные с обменом валюты

31%
Это ослабит доллар как мировую валюту и снизит его роль в мировой экономике, особенно если тенденцию поддержат другие страны

12%
Переход на национальные валюты будет способствовать увеличению товарооборота

18%
Позиции китайской и российской валют упрочатся, но не все денежные единицы устойчивы, поэтому переход на них в торговле с другими странами может повлечь за собой значительные риски

ДОЛГОРУКОВСКАЯ 25

INTERNATIONAL PROPERTY AWARDS ARCHITECTURE
BEST ARCHITECTURE MULTIPLE RESIDENCE EUROPE
Dolgorukovskaya 25 by APEX Project Bureau
2020-2021

ПОБЕДИТЕЛЬ URBAN AWARDS 2019

ПОБЕДИТЕЛЬ URBAN AWARDS 2019

ПЕНТХАУСЫ
С ТЕРРАСАМИ И ДРОВЯНЫМИ КАМИНАМИ
+7 (495) 152-89-80

BEL DEVELOPMENT
БЭЛ ДЕВЕЛОПМЕНТ
ГРУППА КОМПАНИЙ

РЕКЛАМА. Застройщик «ООО Русские отели».

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

Беспилотное освоение Арктики

В России разработали стратегию беспилотного освоения месторождений Арктики. Роботизация процессов обеспечит бережливую и экологичную добычу полезных ископаемых, а также снизит риски возникновения аварийных ситуаций. По предварительным подсчетам, себестоимость добычи сократится наполовину.

Роботизация предусматривает переход к дистанционной разработке месторождений. В рамках концепции была разработана дорожная карта, рассчитаны ожидаемые эффекты (например, повышение коэффициента извлечения полезных ископаемых на 10–30%), предусмотрены решения ключевых проблем недропользователей, таких как вымывание кадров, низкая привлекательность профессии, тяжелые условия труда, зависимость от импортных технологий. Для решения поставленных задач предлагается создать единого оператора – группу компаний, которая обеспечит комплексное сопровождение недропользователей с использованием современных решений на базе искусственного интеллекта, а также современного оборудования и машин. Рост эффективности при разработке и эксплуатации месторождений будет реализован за счет применения сервисной бизнес-модели, позволяющей недропользователю получить технологическую и операционную услугу разработки и добычи «под ключ».

Новый комплекс по переработке и транспортировке УВ

В Ямало-Ненецком автономном округе, в районе Уренгойского НГКМ, начал работу новый комплекс по переработке и транспортировке жидких углеводородов. В него входят: установка стабилизации конденсата месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, нефтеперекачивающая станция Уренгойская, нефтеконденсатопровод Уренгой – Пур-Пэ протяженностью около 125 км и приемо-сдаточный пункт.

Проектная мощность установки стабилизации конденсата позволит дополнительно вырабатывать около 4 млн т деэтанизированного конденсата в год, обеспечит прием и транспорт всего количества нефти, добываемого в регионе. Выделенные из газового конденсата на УСК НПТР легкие фракции передаются на Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту и Сургутский завод стабилизации конденсата им. В.С. Черномырдина.

Правительство субсидирует грузоперевозки по СМП

Речь идет о каботажных перевозках между портами Санкт-Петербурга и Мурманска и Дальнего Востока. На перевозку грузов по СМП будут установлены льготные тарифы, которые будут субсидироваться из федерального бюджета. Ежегодно на субсидирование таких перевозок будет выделяться по 560 млн руб. Деньги будут направляться компаниям-перевозчикам на компенсацию недополученных из-за льготных тарифов доходов, а также расходов, связанных с заходами судов в порты. Это решение сделает перевозку грузов по СМП более выгодной и востребованной для грузоотправителей, поможет в решении вопросов северного завоза грузов и увеличит грузопоток по этому направлению. В 2022 г. по СМП планируется совершить два круговых рейса по субсидируемым из федерального бюджета тарифам.

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

МЭА находит пути снижения спроса на нефть

Международное энергетическое агентство (МЭА) представило план, который позволит сократить спрос на нефть на 2,7 млн барр./сутки в ближайшие 4 месяца. Агентство заявило об ожидаемом падении добычи нефти в России с апреля 2022 г. на 3 млн барр./сутки в связи с вступлением санкций в силу и стремлением избежать покупок российской нефти.

В связи с этим МЭА предупредило об опасности шоковых последствий и одновременно увидело новые возможности, которые создает текущий энергетический кризис, а именно, ускоренный уход от нефти. Предлагаемые меры в основном касаются снижения потребления нефти в транспортной отрасли: снижение скоростного режима на автомагистралях на 10 км/ч; работа из дома до 3 дней в неделю; воскресенье без автомобилей в городах; повышение доступности общественного транспорта и стимулирование микромобильности (ходьбы и езды на велосипеде); использование высокоскоростных и ночных поездов вместо самолетов; активизация внедрения электротранспорта и других энергоэффективных транспортных средств. МЭА заявило, что сокращение использования нефти не должно быть временной мерой.

Великая нефтесервисная четверка покинула Россию

Halliburton сообщила о сворачивании своей деятельности в России, Schlumberger, Baker Hughes и Weatherford – о приостановке новых инвестиций. Нефтесервисные гиганты заявили о своей приверженности соблюдению действующих международных законов и санкций, а также текущих договорных обязательств. По поводу своей деятельности в России компании высказались по-разному. Более резкие высказывания Halliburton могут объясняться большей степенью ориентированности компании на североамериканский рынок. У Schlumberger география деятельности более диверсифицирована, доминирующую часть доходов

компании приносят операции на Ближнем Востоке и Азии. Baker Hughes географическую структуру доходов приводит крайне сжато, выделяя лишь США. В последние годы компания трансформировалась в многопрофильную корпорацию, поэтому ее решение о приостановке деятельности в России будет наиболее чувствительным.

НОВАТЭК приостановил перспективные проекты

НОВАТЭК заморозил работы по всем своим перспективным проектам, кроме первой линии завода по сжижению газа «Арктик СПГ-2». И, хотя работа по ней отстает от графика, компания пока сохраняет планы начать транспортировку плавучей платформы из г. Мурманска в акваторию Обской губы до конца августа 2022 г. Судьба второй и третьей линий менее ясна из-за отказа TotalEnergies продолжать инвестиции в проект и сложностей с получением оборудования. Первая платформа почти построена, сейчас идет пусконаладка основного оборудования, но еще ожидается поставка 7 газовых турбин Baker Hughes. Если компания не успеет отбуксировать платформу в ходе навигации 2022 г., запуск сдвинется. Готовность первой линии составляет 98%. НОВАТЭК уже законтрактовал основное оборудование для второй и третьей линий СПГ-завода, в том числе компрессоры Siemens, турбины Baker Hughes, теплообменники Linde. Но в нынешних условиях нельзя быть полностью уверенными, что оборудование будет отгружено. ●

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Общее снижение уровня переработки сырья в 1-й половине марта относительно февраля оценили

В 55 %

Объем нефтепереработки на российских НПЗ сократился до **742,5 тыс. т/сутки**

25 млрд фунтов

инвестирует Shell в ветроэнергетику и производство водорода в Великобритании

Суэцкий канал вводит с 1 мая 2022 г. доппошлину

В 15 % на проход танкеров с нефтепродуктами

В 2,2 раза

увеличила чистую прибыль Saudi Aramco в 2021 г.,

компания нацелена на расширение нефтехимических мощностей до **4 млн барр./сут.**

96 тыс. тонн метанола

произвел SOCAR Methanol за 2 месяца,

на экспорт отправлено **74,5 тыс. т**

К 2030 г. Москва сократит выбросы в атмосферу

на 1/4 CO_2

К 2050 г. – на **62%**

1 млн

заявок на социальную газификацию выполнят в 2022 г.

Уже получено **750 тыс.** заявок в **35 тыс.** населенных пунктах

К 2025 г. уровень газификации Крыма достигнет

84,7 %

Освоение месторождения антрацита разреза Богатырь обойдется

В 56 млрд руб.

Выход на проектную мощность запланирован на **2032 г.**

На 0,8 %

Газпром снизил добычу газа за 2,5 месяца,

экспорт в дальнее зарубежье – на **28,5 %**

На 2,9 долл.

увеличилась экспортная пошлина на нефть в России

и составила **61,2 долл.** за тонну

Китай в 2 раза увеличил импорт российского СПГ

2,684 трлн руб.

составила чистая прибыль Газпрома по РСБУ в 2021 г.

На 60 %

увеличил налоговые отчисления Росэнергоатом за 5 лет

В 2021 г. концерн перечислил в региональные бюджеты более **21,21 млрд руб.**

6 млрд м³ газа

добыла Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск на Сахалине

Узбекистан планирует нарастить добычу газа

на 92 %

На 2,2 %

выросло потребление электроэнергии в России с начала марта

С учетом погодного фактора потребление выросло на **2,4 %**

Чистая прибыль Татнефти по МСФО в 2021 г. составила

198,41 млрд руб.

На 0,54 %

Россия увеличила добычу нефти с начала марта

Среднесуточная добыча нефти и газового конденсата достигла **1,517 млн т**

Крупнейшие поставщики топлива в Аргентине повысили цены в среднем на

10,5 %

ЕВРАЗ – вертикально-интегрированная металлургическая и горнодобывающая компания с активами в России, США, Канаде, Чехии, Казахстане. Компания входит в число мировых лидеров по объемам производства стали. В 2021 году ЕВРАЗ произвел 13,6 млн тонн стали

Фабрика идей в ЕВРАЗе:

как предложения сотрудников помогают компании зарабатывать

УДК 331.108

НА КОНЕЦ 2021 ГОДА ЧИСЛЕННОСТЬ СОТРУДНИКОВ ЕВРАЗА СОСТАВЛЯЛА БОЛЕЕ 71 ТЫС. ЧЕЛОВЕК. ЕВРАЗ ВСЕГДА СТРЕМИЛСЯ СОВЕРШЕНСТВОВАТЬ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ И ЛИЧНЫЕ НАВЫКИ СВОИХ РАБОТНИКОВ, СЧИТАЯ, ЧТО ТЕМ САМЫМ ИНВЕСТИРУЕТ В БУДУЩЕЕ КОМПАНИИ. ПОТОМУ ДЛЯ КОМПАНИИ ОЧЕНЬ ВАЖНО СОЗДАТЬ ТАКУЮ РАБОЧУЮ СРЕДУ, В КОТОРОЙ РАБОТНИКИ СМОГУТ ПОЛНОСТЬЮ РЕАЛИЗОВАТЬ СВОЙ ПОТЕНЦИАЛ. «РАБОТА С ИДЕЯМИ И РАЦПРЕДЛОЖЕНИЯМИ СОТРУДНИКОВ», – ДЛЯ МЕТАЛЛУРГОВ НЕ ПРОСТО КРАСИВЫЕ СЛОВА, А РЕАЛЬНОСТЬ, КОТОРАЯ ВОВЛЕКАЕТ ЛЮДЕЙ В РАЗВИТИЕ КОМПАНИИ И ПРИНОСИТ СУЩЕСТВЕННЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, ПРИ ЭТОМ ПОДАТЬ СВОЮ ИДЕЮ МОЖЕТ АБСОЛЮТНО КАЖДЫЙ СОТРУДНИК. ПРЕДЛОЖЕНИЯ МОГУТ БЫТЬ НАПРАВЛЕНЫ НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА, ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА, СНИЖЕНИЕ ПРОСТОЕВ, УМЕНЬШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, РАСХОДА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ИЗНОСА ОБОРУДОВАНИЯ И Т.Д. ЭФФЕКТЫ ОТ ВНЕДРЕННЫХ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЕВРАЗА УЛУЧШЕНИЙ ИСЧИСЛЯЮТСЯ МИЛЛИАРДАМИ РУБЛЕЙ. С 2016 ГОДА НАЧАЛОСЬ ВНЕДРЕНИЕ ИНСТРУМЕНТА «ФАБРИКА ИДЕЙ». БЛАГОДАРЯ ЕМУ АКТИВНОСТЬ СОТРУДНИКОВ ВЫРОСЛА МНОГОКРАТНО: ЕСЛИ ПРИ СТАРТЕ ПРОЕКТА БЫЛО ПОДАНО ОКОЛО 1 ТЫС. ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО УЛУЧШЕНИЯМ ЗА ГОД, ТО ЗА 2021 ГОД ПО ВСЕЙ КОМПАНИИ ЭТОТ ПОКАЗАТЕЛЬ ПРЕВЫСИЛ 100 ТЫС. ПРЕДЛОЖЕНИЙ. О ТОМ, ЧТО ТАКОЕ «ФАБРИКА ИДЕЙ», КАКИЕ ЗАДАЧИ ОНА РЕШАЕТ, С ЧЕГО НАЧИНАЛСЯ ПРОЕКТ ПО ЕЕ СОЗДАНИЮ И КАКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ БЫЛИ ДОСТИГНУТЫ, РАССКАЗАЛИ РУКОВОДИТЕЛЬ ЦЕНТРА РАЗВИТИЯ БИЗНЕС-СИСТЕМЫ ЕВРАЗА ВАДИМ СОЛОДКОВ И РУКОВОДИТЕЛЬ БИЗНЕС-НАПРАВЛЕНИЯ «СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ» АО «ТЕКОРА» ТАТЬЯНА КУЗНЕЦОВА

AT THE END OF 2021, THE NUMBER OF EVRAZ EMPLOYEES WAS MORE THAN 71 THOUSAND PEOPLE. EVRAZ HAS ALWAYS STRIVED TO IMPROVE THE PROFESSIONAL AND PERSONAL SKILLS OF ITS EMPLOYEES, BELIEVING THAT BY DOING SO IT INVESTS IN THE FUTURE OF THE COMPANY. THEREFORE, IT IS VERY IMPORTANT FOR THE COMPANY TO CREATE SUCH A WORKING ENVIRONMENT IN WHICH EMPLOYEES CAN REALIZE THEIR FULL POTENTIAL. "WORKING WITH THE IDEAS AND RATIONALIZATION PROPOSALS OF EMPLOYEES" FOR METALLURGISTS ARE NOT JUST PRETTY WORDS, BUT A REALITY THAT INVOLVES PEOPLE IN THE DEVELOPMENT OF THE COMPANY AND BRINGS A SIGNIFICANT ECONOMIC EFFECT, WHILE ABSOLUTELY EVERY EMPLOYEE CAN PITCH HIS IDEA. SUGGESTIONS CAN BE AIMED AT IMPROVING THE WORK PROCESS AND PRODUCTION SAFETY, REDUCING DOWNTIME AND THE ECOLOGICAL BURDEN ON THE ENVIRONMENT, ENERGY CONSUMPTION AND EQUIPMENT WEAR, ETC. THE EFFECTS OF THE IMPROVEMENTS IMPLEMENTED AT EVRAZ ENTERPRISES AMOUNT TO BILLIONS OF RUBLES. SINCE 2016, THE IMPLEMENTATION OF THE "IDEA FACTORY" TOOL HAS BEGUN. THANKS TO IT, THE ACTIVITY OF EMPLOYEES HAS INCREASED MANY TIMES OVER: IF AT THE START OF THE PROJECT ABOUT 1 THOUSAND PROPOSALS FOR IMPROVEMENTS WERE SUBMITTED PER YEAR, THEN IN 2021 THIS FIGURE EXCEEDED 100 THOUSAND PROPOSALS THROUGHOUT THE COMPANY. VADIM SOLODKOV, HEAD OF THE EVRAZ BUSINESS SYSTEM DEVELOPMENT CENTER AND HEAD OF THE INNOVATIVE ACTIVITY MANAGEMENT SYSTEMS BUSINESS AREA OF JSC TEKORA TATYANA KUZNETSOVA TOLD ABOUT WHAT IS THE "FACTORY OF IDEAS", WHAT TASKS DOES IT SOLVE AND HOW DID THE PROJECT FOR ITS CREATION BEGIN AND WHAT RESULTS WERE ACHIEVED

Ключевые слова: *металлургия, кадры, управление идеями, рационализаторское предложение, эффективность работы компании.*

Вадим Солодков
руководитель центра развития Бизнес-системы ЕВРАЗа

Татьяна Кузнецова
руководитель бизнес-направления «Системы управления инновационной деятельностью» АО «ТЕКОРА»

Вадим, расскажите, с чего все началось? Когда в вашей компании было принято решение работать с идеями и предложениями сотрудников?

Вадим: Неравнодушные сотрудники, искренне радеющие за свое дело, есть всегда и везде, и предприятия ЕВРАЗа не исключение. Работа с рацпредложениями велась на комбинатах компании с незапамятных времен, но кардинальные перемены начались в 2016 году, когда мы запустили «Фабрику идей». Именно тогда мы предложили сотрудникам простую и понятную схему подачи предложений по улучшениям.

Важно отметить, что «Фабрика идей» – это базовый инструмент Бизнес-системы ЕВРАЗа, внутренней культуры компании, нашего корпоративного подхода к работе, в основе которого лежит принцип постоянного совершенствования.

А когда в ЕВРАЗе поняли, что необходим инструмент для автоматизации работы с инновациями?

Вадим: Дискуссия о необходимости автоматизированной системы управления предложениями сотрудников велась на разных площадках с начала 2019 года. К этому времени «Фабрика идей» была запущена на большинстве производственных активов, подача предложений исчислялась десятками тысяч, и справляться с этим валом с помощью таблиц Excel стало достаточно проблематично.

Мы начали изучать существующие предложения на рынке, опыт других компаний, «вживую» ознакомились с работающими системами у коллег-металлургов. Наши выводы мы представили на Совете по Бизнес-системе ЕВРАЗа. Руководством компании было принято решение о переходе на цифровую систему. Так проект продолжил развиваться на новой ИТ-платформе и получил обновленное название – «Фабрика идей 2.0».

Какие требования предъявлялись к системе и каким образом выбиралась ИТ-компания для реализации этого проекта?

Вадим: Простой и удобный для пользователя интерфейс, широкий перечень базовых настроек, гибкость системы для дополнительных задач, устойчивость при одновременной работе нескольких тысяч и даже десятков тысяч пользователей. По этим и не только критериям мы выполнили оценку решений от нескольких компаний, оценили ресурсы для реализации такого проекта собственными силами и в итоге выбрали компанию «ТЕКОРА».

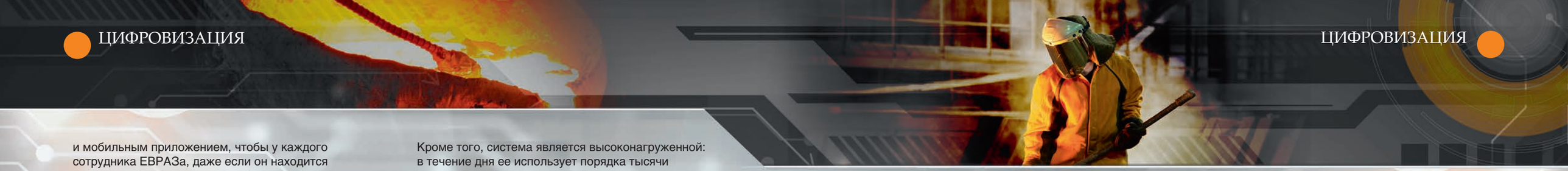
Татьяна, платформа, на которой создана «Фабрика идей» ЕВРАЗа – это готовое стандартное решение?

Татьяна: В качестве платформы «Фабрики идей 2.0» используется наше готовое ИТ-решение – система «4И»: Информационный Инкубатор Инновационных Идей. Система предназначена для сбора и обработки предложений по совершенствованию и развитию бизнеса. С ее помощью любая компания может создать у себя единое пространство для работы со всеми типами предложений, будь то идеи сотрудников, рацпредложения, кайдзены или проекты от внешних авторов. В «4И» мы реализовали все основные инструменты, необходимые на каждом этапе работы с идеями: начиная от создания черновика предложения и его подачи, прохождение экспертизы, голосования, принятия решения о внедрении и заканчивая контролем реализации и учетом фактических эффектов.

При внедрении системы в крупных холдингах с территориально удаленными дивизионами всегда необходима тонкая настройка. Так и в рамках этого проекта мы проводили настройку и адаптацию системы «4И» под корпоративные процессы ЕВРАЗа.

Система как-то дорабатывалась под нужды заказчика?

Татьяна: Да, мы реализовали ряд доработок. Так, например, для проектной команды ЕВРАЗа было крайне важным обеспечить возможность подачи идей всем сотрудникам компании, а их на сегодняшней день свыше 71 тысячи человек. И большое количество сотрудников не имеют персональных рабочих мест, но именно они находятся в центре производственных процессов, видят проблемы непосредственно на местах их появления, а также и возможности по улучшению, совершенствованию процессов и сокращению трудозатрат. Потому нами была реализована интеграция с корпоративным чат-ботом



и мобильным приложением, чтобы у каждого сотрудника ЕВРАЗа, даже если он находится «в полях», была возможность быстро и без затруднений отправить свою идею.

Еще была интересная разработка: «Доска решения проблем» – виджет, позволяющий контролировать работу с проблемами: отслеживать сроки, ответственных и просрочку по решению проблем.

Также мы осуществили интеграцию с корпоративной BI и кадровой системами, чтобы обеспечить возможность формирования прозрачной отчетности для всех дивизионов компании.

Вадим, расскажите о ходе реализация проекта. Все ли шло по плану, все ли задачи были решены?

Вадим: В любом проекте есть отклонения от графика, и наш не стал исключением. Главный выученный урок – атмосфера доверия и взаимовыручки. У специалистов из компании «ТЕКОРА» и ЕВРАЗа сложились рабочие партнерские отношения, которые помогают решать любые проблемы проекта.

Вадим, когда вы начали реализацию проекта «Фабрика идей 2.0», в ЕВРАЗе уже внедрялась методология разработки Agile. Расскажите, повлияла ли эта методология на ход работ по проекту, и если да, то каким образом?

Вадим: Еще до официального старта нашего проекта, мы договорились с коллегами из компании «ТЕКОРА», что пойдем по методологии Agile. На практике оказалось, что у наших компаний отличается применение этого подхода. После обучения проектной команды и калибровки по основным вопросам, недочеты в работе были устранены. Agile помогает идти в хорошем темпе, цикл «полупродукт – обратная связь – доработка» сжимается и можно не тратить время на бесконечные согласования отдельных элементов. Немаловажен и факт взаимного доверия в работе, когда отношения важнее инструкций и регламентов.

Татьяна, а как вы оцениваете этот проект? Насколько он был сложным для вашей команды? Какие были нюансы, возможно, подводные камни?

Татьяна: Проект был непростым, но очень интересным. Все дивизионы работают по-разному, нам потребовалось проанализировать бизнес-процессы каждого дивизиона и совместно с коллегами из ЕВРАЗа унифицировать их в единой системе.

Кроме того, система является высоконагруженной: в течение дня ее использует порядка тысячи пользователей, а ежедневный прирост количества предложений измеряется сотнями. А с учетом внедренной в ЕВРАЗ методологии Agile, нам пришлось вносить изменения вживую прямо на работающей системе, не допуская простоя и появления новых ошибок. Как вы понимаете, права на ошибку у нас не было и нам приходилось действовать быстро и аккуратно.

Вадим, а как люди восприняли новую систему? Как вовлекались сотрудники компании в процесс подачи идей?

Вадим: Перед тем, как подключить всю компанию, мы в течение четырех месяцев пилотировали продукт в нескольких крупных подразделениях с охватом порядка 6,5 тысячи сотрудников. Как и все новое, наша система не сразу нашла положительный отклик у всех коллег. Мы много работали над обратной связью. Благодаря тесному контакту с пользователями и оперативному устранению замечаний сотрудники постепенно вовлеклись в новый процесс работы с предложениями и по достоинству оценили продукт компании «ТЕКОРА».

Есть ли в ЕВРАЗе какая-то система мотивации, может быть, система материального поощрения рационализаторов?

Вадим: В зависимости от величины экономического эффекта от внедренного предложения, сотрудник может получить вознаграждение в размере до 10 средних заработных плат. У нас предусмотрены выплаты специалистам, осуществляющим экспертизу предложений, проводятся различные конкурсы с материальной мотивацией за призовые места. В случае если предложение сотрудника признано рационализаторским, он получает дополнительное поощрение.

Вадим, сколько лет работает «Фабрика идей» и какие результаты получены? Рассчитывался ли экономический эффект от реализации полученных предложений?

Вадим: В первых подразделениях компании «Фабрика идей» была запущена в 2016 году, и с тех пор подано более 270 тысяч предложений, из них реализовано порядка 140 тысяч. В ЕВРАЗе принято решение, что «Фабрика идей» – это единое окно для всех типов предложений сотрудников, независимо от потенциала, и только за прошедший год эффект от их реализации составил порядка 20 млрд рублей.

Татьяна, а как вы оцениваете успешность этого проекта с точки зрения ИТ-компании? Есть ли какие-то моменты, которыми вы особенно гордитесь?

Татьяна: Мы гордимся каждым своим проектом. Все они очень разные и запоминающиеся, потому что наши заказчики – это компании из разных сфер экономики, каждая со своими бизнес-процессами, со своей внутренней корпоративной культурой. И, конечно, поэтому у любого внедрения системы «4И» есть свои особенности, настройка системы проходит с учетом бизнес-процессов заказчика, и для многих компаний мы реализуем индивидуальные доработки. Так было и в процессе реализации проекта ЕВРАЗа. Специально для проекта «Фабрика идей» мы разработали модуль «Зона ответственности». И мы гордимся им, потому что получилась очень классная и удобная штука! Этот модуль обеспечивает гибкую настройку распределения прав доступа. Объясню проще: в структуру ЕВРАЗа входит большое количество подразделений, и у каждого из них должен был быть свой уровень доступа к системе, и нам потребовалось разграничить права на просмотр и редактирование информации, размещенной в разных дивизионах, и к отчетности, формируемой в системе. Чтобы решить эту задачу, мы и разработали модуль «Зона ответственности», который позволяет очень гибко настраивать права доступа для каждого дивизиона.

Также успешность этого проекта можно оценить по тому, насколько глубоко система интегрирована в ИТ-инфраструктуру ЕВРАЗа. Все реализованные нами интеграции позволили сделать ее неотъемлемой частью инфраструктуры. Система стала не «пятым колесом в телеге», а реально работающим инструментом, который помогает сотрудникам ЕВРАЗа улучшать свою компанию. Мы очень рады, что система живет, активно используется сотрудниками и приносит ощутимые экономические результаты.

Есть ли планы дальнейшего развития «Фабрики идей»? Возможно, система будет применяться для решения каких-то новых задач?

Вадим: Аппетит приходит во время еды! После запуска системы в промышленную эксплуатацию весной 2021 года мы постоянно получаем запросы от коллег на расширение функционала, и сейчас у нас запущено несколько проектов развития: внедрение «Фабрики идей» в корпоративное мобильное приложение ЕВРАЗа, автоматическое формирование документов на оплату и передача данных по вознаграждениям, интеграция с информационной системой блока по Охране труда, промышленной безопасности и экологии, для работы с рисками и т.д.

Татьяна: Да, Вадим уже упомянул многие из запланированных доработок. Наверное, остановлюсь чуть подробнее на некоторых из них. Например, будет интересная разработка модуля «Технический совет». Он будет предназначен для оптимизации процесса рассмотрения перечня опубликованных идей экспертным советом и принятия решения об их дальнейшей доработке или реализации.

В этом ключе будет интересно рассказать о запланированной интеграции с корпоративной СЭД. Реализация этой интеграции позволит снизить количество используемой бумаги. Решения, принятые техническим советом, будут автоматически передаваться в СЭД для проведения процедуры согласования и утверждения решений на выплату вознаграждений сотрудникам.

Также мы будем осуществлять интеграцию системы с проектом «Охота на риски» – мобильным приложением, которое помогает выявлять и ликвидировать риски на производстве. Этот уникальный проект позволяет в режиме геймификации повышать культуру безопасности работников. Суть планируемой интеграции в том, что у сотрудников будет возможность подать сообщение о найденном риске через интерфейс «Фабрики идей». И наоборот, проблемы, зафиксированные через приложение «Охота на риски», будут передаваться в «Фабрику идей» для дальнейшей проработки и поиска решения.

Еще одна запланированная интеграция – настройка взаимодействия «Фабрики идей» с корпоративным Azure ЕВРАЗа для переноса предложений, которые помечены в «Фабрике» как «Дебюрократизация». В эту категорию попадают предложения, направленные на оптимизацию управленческих процессов и сокращение бумажного документооборота. ●

Keywords: *metallurgy, personnel, managing ideas, innovation proposal, efficiency of the company.*

ЕВРАЗ | ТЕКОРА

ИНГОССТРАХ
Просто быть уверенным

Страхование экологических рисков

Покрывает риски предприятий, связанные с причинением вреда окружающей среде

Возможность подобрать условия и стоимость полиса с учетом специфики отраслевой принадлежности конкретного клиента

Персональный менеджер по сопровождению договора и урегулированию убытков

Сканируйте QR-код для связи

СПАО «Ингосстрах». Лицензии ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928, ОС № 0928-03, ОС № 0928-04, ОС № 0928-05, ПС № 0928 от 23.09.2015, ОС № 0928-02 от 29.03.2021. Реклама.

ingos.ru
8 495 234 36 23
osoo@ingos.ru

БЕСПИЛОТНЫЕ АВИАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ:

комплексные решения для нефтегазовой отрасли

УДК 629.733; 528.7

КОМПАНИЯ «АЭРОМАКС» УЖЕ БОЛЕЕ ПЯТИ ЛЕТ РЕШАЕТ АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ПО МОНИТОРИНГУ ИНФРАСТРУКТУРЫ, ДОСТАВКЕ ГРУЗОВ В ТРУДНОДОСТУПНЫЕ РАЙОНЫ, ПРОВЕДЕНИЮ АЭРОФОТОСЪЕМКИ И ЛАЗЕРНОГО СКАНИРОВАНИЯ, СОЗДАНИЮ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ МЕСТНОСТИ И РАЗРАБОТКЕ НА ИХ ОСНОВЕ ГЕОПРОСТРАНСТВЕННЫХ РЕШЕНИЙ. ГЕОГРАФИЯ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ РАСШИРЯЕТСЯ С КАЖДЫМ ГОДОМ И НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ВКЛЮЧАЕТ 43 РЕГИОНА СТРАНЫ: ОТ РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ ДО КАМЧАТСКОГО КРАЯ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ АВИАЦИОННЫХ СИСТЕМ КОМПАНИЯ ПРЕДЛАГАЕТ ПРЕДПРИЯТИЯМ ТЭК?

FOR MORE THAN FIVE YEARS, AEROMAX COMPANY HAS BEEN SOLVING URGENT PROBLEMS OF MONITORING INFRASTRUCTURE, DELIVERING GOODS TO HARD-TO-REACH AREAS, CONDUCTING AERIAL PHOTOGRAPHY AND LASER SCANNING, CREATING DIGITAL TERRAIN MODELS AND DEVELOPING GEOSPATIAL SOLUTIONS ON THEIR BASIS. THE GEOGRAPHY OF IMPLEMENTED PROJECTS IS EXPANDING EVERY YEAR AND NOWADAYS INCLUDES 43 REGIONS OF THE COUNTRY: FROM THE ROSTOV REGION TO THE KAMCHATKA TERRITORY. WHAT SOLUTIONS USING UNMANNED AERIAL SYSTEMS DOES THE COMPANY OFFER TO FUEL AND ENERGY COMPANIES?

Ключевые слова: *беспилотные авиационные системы, мониторинг инфраструктуры, цифровая модель, лазерное сканирование, аэрофотосъемка.*

«Аэромакс» – один из ведущих российских разработчиков и производителей гражданских беспилотных авиационных систем, целевых нагрузок, средств навигации и наземного управления. Компания развивает собственные IT-решения для обработки данных и создает цифровые геоинформационные платформы. Комплексные услуги с применением беспилотных авиационных систем (БАС) компания оказывает в лесном и сельском хозяйстве, строительной отрасли, нефтегазовом и электросетевом комплексах, в сфере грузовых перевозок и охраны окружающей среды.

БАС для ТЭК

Авиапарк компании представлен разнообразными воздушными судами для решения любых задач заказчика. Специальные борта вертолетного типа помогают нефтегазовым предприятиям в доставке грузов к месторождениям на удаленных и труднодоступных территориях.

БАС самолетного типа за счет большой продолжительности, скорости и высоты полета становятся незаменимы для мониторинга масштабных и протяженных линейных объектов. Так, модель D-20 с автономностью до 14 часов способна преодолеть расстояние до 1 000 километров. Модифицированная модель D-20K при сохранении основных параметров дополнительно имеет режим вертикального взлета и посадки. Все эти характеристики делают данные самолеты оптимальным решением для сбора большого количества информации за один полет.

Целевая нагрузка, установленная на борту, определяет функциональные возможности беспилотных авиационных систем. В зависимости от цели могут использоваться разные виды оборудования для фото-, видео- или мультиспектральной съемки, проведения тепловизионного и УФ-контроля, анализа состава газа, воздушного лазерного сканирования.

Беспилотные авиационные системы активно используются в нефтегазовой отрасли для мониторинга магистральных трубопроводов и инфраструктурных объектов в границах охранной зоны. Передача потокового видео с борта воздушного судна позволяет получать актуальную информацию о состоянии инфраструктуры и фиксировать нарушения охранной зоны, в том числе незаконную деятельность посторонних лиц. Таким образом повышается безопасность эксплуатации трубопроводов и снижается риск возникновения потенциально опасных ситуаций.

При оценке воздействия нефтегазовой инфраструктуры на окружающую среду проводится экологический мониторинг, благодаря которому можно своевременно обнаружить разливы нефти и нефтепродуктов на поверхность земли и водоемов. Также он способствует выявлению опасных геологических процессов, таких как эрозия, заболачивание и оползни.

На этапе проектирования капитального строительства на месторождениях БАС применяются при сборе данных для инженерно-геодезических изысканий. Также беспилотная техника помогает контролировать строительно-монтажные и ремонтные работы, отслеживать их динамику, соблюдение технологии производства и техники безопасности.

Остаться в плюсе

Использование беспилотных авиационных систем для решения задач нефтегазовой отрасли сочетает в себе несколько преимуществ:

- Мониторинг в онлайн-режиме. Фото- и видеотрансляция с борта воздушного судна на удаленные рабочие места повышает оперативность реакции на отклонения в технологических процессах и инциденты в охранной зоне. В свою очередь, своевременное выявление нарушений снижает затраты на внеплановые ремонты и устранение последствий аварий.
- Улучшение качества мониторинговых работ благодаря возможности применения БАС в труднодоступных участках. По сравнению с традиционными методами контроля повышается актуальность и объективность информации о состоянии инфраструктуры.
- Автоматическая обработка данных. Системы мониторинга с использованием БАС включают обработку поступающих данных, что позволяет анализировать статистику инцидентов, оценивать потенциальную опасность выявленных нарушений для промышленных объектов, населенных пунктов и окружающей среды.
- Высокое качество аэрофотосъемки. На борту установлена полнокадровая калиброванная аэрофотокамера, которая позволяет получить пространственное разрешение снимков от 0,5 см/пиксель.
- Оптимизация расходов. Стоимость применения беспилотных авиационных систем ниже по сравнению с использованием пилотируемой техники – за счет экономии затрат на обслуживание и заправку. А широкий выбор авиатехники дает дополнительные возможности по подбору воздушных судов под различные задачи.
- Оперативность доставки и возможность использования на труднодоступных территориях. БАС могут быть отправлены в рейс с минимальными затратами времени. При этом они оптимальны при перевозках в районы, труднодоступные для традиционного транспорта. Автоматизированные решения для доставки также являются более безопасными по сравнению с пилотируемой техникой.

Полный цикл

Свою максимальную эффективность при проведении мониторинга БАС демонстрируют в составе комплексных решений для нефтегазовой отрасли. Такие решения подбираются индивидуально под задачи конкретного клиента и включают в себя организацию полетов с помощью беспилотных воздушных судов, обеспечение каналов широкополосной связи на всей протяженности магистрального трубопровода, обработку данных в режиме реального времени, визуализацию и хранение данных, а также формирование статистических отчетов и аналитики на основе информации о характере, частоте нарушений для прогнозирования и предотвращения рисков нарушений в будущем.

Кроме того, «Аэромакс» разработал собственный программный продукт с использованием искусственного интеллекта для автоматизированной обработки материалов аэросъемки (потокового видео и фотографий). Он позволяет оперативно анализировать ландшафт и выявлять изменения, создавать ортофотопланы, цифровые модели местности, 3D-модели объектов. Для удобства работы с обработанными данными пользователям предоставляется доступ к графическому интерфейсу – геопорталу.

Для решения логистических задач «Аэромакс» предлагает беспилотные авиационные системы вертолетного типа, которые зарекомендовали себя как эффективное средство доставки грузов, особенно в труднодоступные районы. Отличительной особенностью этого вида транспорта является его оперативность, что очень важно при организации срочных поставок таких значимых грузов, как инструменты, запасные части, образцы керна и воды. Кроме того, существует возможность параллельного управления несколькими вертолетами, это сокращает количество рейсов и дополнительно экономит время. БАС также можно модифицировать под различные цели заказчика, как например, организация разведывательных, инспекционных, аварийно-спасательных миссий. ●

Keywords: *unmanned aircraft systems, infrastructure monitoring, digital model, laser scanning, aerial photography.*

A·E·R·O·M·A·X

+7 (495) 921 42 42
clients@aeromax-group.ru
www.aeromax-group.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ

Кустовая сепарация скважинной продукции и утилизации попутно добываемой воды

Мазеин Никита Игоревич

начальник Центральной инженерно-технологической службы ЦИТС Полазна, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, аспирант

Илюшин Павел Юрьевич

доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, к.т.н.

ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОКРАЩЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ И ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ, ЯВЛЯЕТСЯ ПРИОРИТЕТНОЙ ЗАДАЧЕЙ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНО ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ КУСТОВОЙ СЕПАРАЦИИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ СКВАЖИНЫ-СЕПАРАТОРА. РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ЗА СЧЕТ БЛОЧНОЙ УСТАНОВКИ КУСТОВОЙ СЕПАРАЦИИ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ ДОБИТЬСЯ: СОКРАЩЕНИЯ НАГРУЗКИ НА ПЛОЩАДНЫЕ ОБЪЕКТЫ ДО 30 %; ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДО 15 %; СОКРАЩЕНИЯ CAPEX НА 3–5 % ЗА СЧЕТ ИСКЛЮЧЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВЫХ ВОДОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ; ОПТИМИЗАЦИИ CAPEX НА ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ ДО 5 %

THE INTRODUCTION OF ENERGY-EFFICIENT TECHNOLOGIES THAT REDUCE CAPITAL AND OPERATING COSTS IN THE PROCESS OF OIL, GAS AND WATER PRODUCTION IS A PRIORITY FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS COMPANIES. THE ARTICLE PROVIDES A DESCRIPTION OF THE DEVELOPED TECHNOLOGY FOR CLUSTER SEPARATION OF WELL PRODUCTS AND UTILIZATION OF PRODUCED WATER USING A WELL-SEPARATOR. THE IMPLEMENTATION OF THE TECHNOLOGY IS ENSURED BY THE BLOCK-TYPE INSTALLATION OF CLUSTER SEPARATION, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO ACHIEVE: REDUCTION OF THE LOAD ON AREAL FACILITIES BY UP TO 30%; INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION AND RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM UP TO 15%; REDUCTION OF CAPEX BY 3–5% DUE TO THE EXCLUSION OF THE CONSTRUCTION OF NEW HIGH-PRESSURE WATER PIPELINES; OPTIMIZATION OF CAPEX FOR DESIGN AND SURVEY WORK DURING THE RECONSTRUCTION OF AREAL FACILITIES UP TO 5%

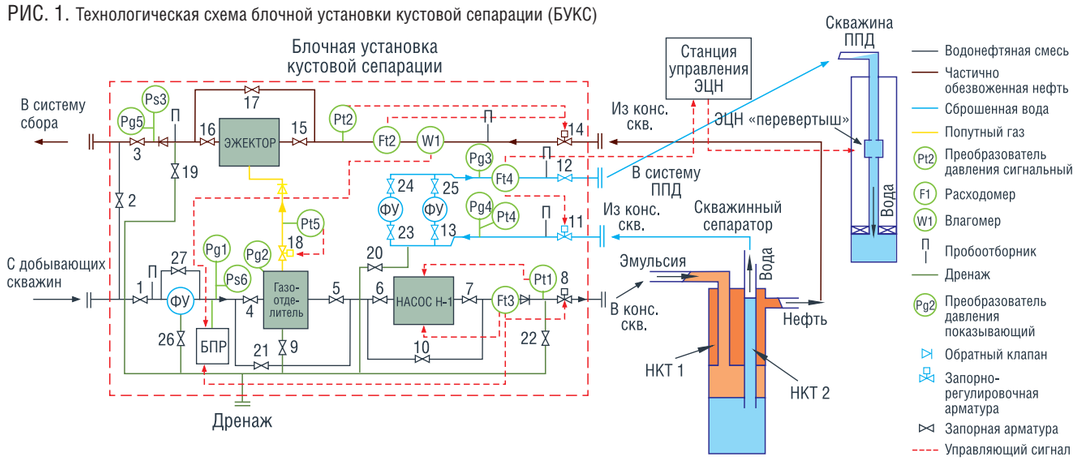
Ключевые слова: *подготовка скважинной продукции, кустовая сепарация, установка скважиной сепарации, попутно добываемая вода, энергоэффективность.*

УДК 622.276

Актуальной проблемой эксплуатации месторождений углеводородов на 3 и 4 стадиях разработки является большой объем попутно добываемых вод, кратно превышающий объем нефти. Попутная вода – подземная пластовая вода, добываемая на поверхность совместно с нефтью и газом. В обычных промысловых системах сбора и транспорта такая вода отделяется от углеводородов в поверхностном емкостном оборудовании, расположенном на большом удалении от добывающих и нагнетательных скважин. По мере разработки нефтяных месторождений объем попутно добываемой воды увеличивается, что приводит к увеличению расходов на транспортировку скважинной продукции до центральных пунктов сбора, установок по предварительному сбросу воды и затрат на обратную транспортировку подготовленной воды на объекты системы поддержания пластового давления (ППД) с целью дальнейшей закачки в нагнетательные скважины [3, 4, 7].

С целью разделения добываемого флюида на нефть и воду непосредственно на кусте скважин применяется технология кустовой

РИС. 1. Технологическая схема блочной установки кустовой сепарации (БУКС)



сепарации скважинной продукции. В результате анализа мирового опыта установлено разнообразие методов и технологий кустовой сепарации скважинной продукции, которые включают гидроциклонные, гравитационные, коалесцентные сепараторы, трубные водоотделители. К преимуществам технологии кустовой сепарации относятся: сокращение нагрузки на площадные нефтепромысловые объекты сбора, транспортировки, подготовки нефти и воды; сокращение затрат электроэнергии на транспортировку скважинной продукции; сокращение капитальных затрат на модернизацию и строительство площадных объектов и промысловых трубопроводов [1, 6, 8].

Основной проблемой при реализации технологии кустовой сепарации является обеспечение требований показателей качества воды для закачки в пласт [2]. Стандартом нефтегазодобывающего предприятия устанавливается допустимое количество твердых взвешенных частиц и нефтепродуктов в рабочем агенте для систем ППД. Технология кустовой сепарации скважиной продукции и утилизации попутно добываемой воды должна обеспечивать подготовку (очистку) воды до требуемых показателей качества для закачки в пласт необходимого объекта. При этом качество частично обезвоженной нефти не нормируется.

Для повышения эффективности процесса добычи нефти предлагается модернизация систем сбора, транспортировки, подготовки нефти и воды на кустах скважин путем внедрения разработанной комплексной технологии утилизации балластной попутно добываемой воды с применением скважины-сепаратора [5].

Технические характеристики

На рисунке 1 представлена схема реализации разработанной технологии за счет применения мобильной блочной установки кустовой сепарации (БУКС).

Комплексная технология кустовой сепарации скважиной продукции и утилизации попутно добываемой воды включает подачу продукции добывающих скважин через БУКС в скважину-сепаратор для отделения воды. Подача нефти с остаточным содержанием воды осуществляется в трубопровод отвода нефти и сборный коллектор, а отделенная и очищенная вода направляется в систему ППД либо в индивидуальную скважину. В качестве скважины-сепаратора используется ранее действующая скважина в консервации.

Водонефтяная эмульсия с добывающих скважин поступает в установку через задвижку 1. После задвижки установлен пробоотборник и фильтрационная установка грубой очистки. Далее установлен блок подачи реагента (БПР). В автоматическом режиме подача реагента регулируется в зависимости от показаний расходомера Ft2 и влагомера W1. Управляющий сигнал поступает от Ft3 и W1 к БПР.

Далее жидкость поступает в газоотделитель, где происходит отделение газа и подача его в эжектор. Газоотделитель типа ГУ-50-2,5-350, производительность по жидкости до 25 м³/ч. После частично дегазированная жидкость поступает на прием многоступенчатого насоса.

Асинхронный трехфазный электродвигатель насоса оборудован частотным преобразователем, что позволяет плавно изменять режим работы насоса, подачу и напор. Предполагаемый напор насоса до 100–120 м, подача от 5 до 10 м³/ч.

Регулирование частоты вращения электродвигателя осуществляется как в ручном режиме, так и в автоматическом. Регулирование частоты в автоматическом режиме происходит посредством поступления управляющего сигнала с расходомера F2 и преобразователя давления Pt1, при этом поддерживается заданный расход и давление на выходе насоса.

Трубопроводы от блочной установки кустовой сепарации соединяются с устьевой арматурой скважинного сепаратора и скважины системы ППД посредством труб на быстроразъемных соединениях.

Жидкость после задвижки 8 по трубопроводу поступает в скважинный сепаратор в колонну НКТ 1, которая спускается на расчетную глубину. Жидкость выходит в нижней части НКТ 1 и попадает в интервал неустойчивой эмульсии. Отделенная нефть движется к верхней части скважины по межтрубному пространству и отводится через патрубок для выхода нефти. Отделившаяся вода движется к нижней части эксплуатационной колонны.

Оставшиеся в воде капли нефти всплывают в опускающемся потоке воды, при этом капли участвуют в процессе разделения фаз при условии создания и укрупнения капель нефти. Отделенная пластовая вода по НКТ 2 с помощью погружного насоса подается в установку через запорно-регулирующую арматуру 11 и попадает в две фильтрационные установки ФУ. Управление запорно-регулирующий арматурой осуществляется посредством управляющего сигнала с расходомера Ft3. Фильтрационные установки предназначены для отделения частиц размером свыше 30 мкм и обеспечения концентрации механических примесей на выходе не более 20 мг/дм³. Фильтрационные установки можно включать в работу поочередно или одновременно. Степень загрязнения фильтров оценивается по перепаду давления на показывающих манометрах Pg4 и Pg3, установленных до и после фильтров. Также до фильтров установлен сигнальный преобразователь давления Pt4, передающий показания на пульт управления установкой.

Очищенная вода через задвижку 12 поступает в скважину ППД. В состав погружного оборудования скважины ППД входит насос ЭЦН «перевертыш», посредством которого происходит закачка воды в пласт. Станция управления насоса ЭЦН оборудована частотным преобразователем, для возможности изменения характеристик насоса. Установка частоты вращения ротора погружного электродвигателя осуществляется в ручном и автоматическом режиме. Управление в автоматическом режиме происходит управляющим сигналом с расходомера Ft3, поддерживается заданный расход закачиваемой воды.

Частично обезвоженная нефть из скважинного сепаратора попадает в блочную установку через запорно-регулирующую арматуру 14, которая управляется расходомером Ft1 и преобразователем давления Pt2. Влагомер W1 фиксирует текущую обводненность жидкости.

В эжекторе происходит закачка газа в жидкость. Регулирование расхода газа происходит вручную или автоматически с помощью запорно-регулирующей арматуры 18. Далее газожидкостная смесь подается в систему сбора через задвижку 3.

Для скважинной продукции, характеризующейся значением газового фактора более 100 м³/т, возможен риск вредного влияния на работу скважинного сепаратора. Основными осложняющими факторами являются:

a) скопление газа в виде газовой шапки в первой лифтовой трубе;

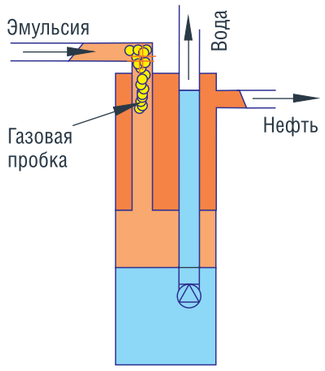
b) поступление газа на прием насоса;

c) интенсивное перемешивание эмульсии.

Для отвода газа перед входом в скважинный сепаратор предусмотрен газоотделитель. Выделившийся попутный нефтяной газ направляется в эжектор в качестве пассивной среды.

Возможен вариант БУКС без газоотделителя и эжектора, однако это может негативно отразиться на работе подающих сырье добывающих скважин в части повышения линейного давления, необходимого для продавливания газовой пробки, образующейся в верхней части НКТ1 (рисунок 2).

РИС. 2. Схема глубинно-насосного оборудования. Образование газовой пробки



Мобильная БУКС является «коробочным» решением, изготовляется с учетом производительности скважин и требований к качеству продукции. Технические характеристики представленной установки: максимальное рабочее давление на входе до 2,5 МПа, расход жидкости на входе до 250 м³/сут, обводненность более 70%, расход газа до 600 м³/сут при рабочем давлении.

Параметры скважинного сепаратора (глубина спуска НКТ 1, НКТ 2, диаметр НКТ), рекомендуемое оборудование для оснащения БУКС и скважин, производительность (расход воды, частично обезвоженной нефти) определяются по результатам моделирования процесса кустовой сепарации согласно технологической схеме установки.

Выбор объектов

Кустовая сепарация подразумевает создание технологических систем «добывающая скважина – сепаратор (скважина в консервации) – нагнетательная скважина» при индивидуальном подключении и «сборный коллектор – сепаратор (скважина в консервации) – система ППД» при групповом подключении. Обобщенными критериями выбора объектов для реализации технологии кустовой сепарации при использовании законсервированных скважин в качестве гравитационных сепараторов являются:

- обводненность скважинной продукции более 70%;
- наличие на одном кусте добывающих, нагнетательных и законсервированной скважин;
- приемистость нагнетательной скважины должна соответствовать расходу утилизируемой воды;
- эксплуатационная колонна законсервированной скважины должна быть герметична.

Моделирование процесса кустовой сепарации

Для моделирования процесса кустовой сепарации гравитационным методом с использованием скважины в консервации выбран программный продукт компании Aspen Technologies Inc. Aspen HYSYS представляет собой программный пакет, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии.

Моделирование осуществляется поставкой нестандартной задачи расчета процесса гравитационного отстоя и разделения водонефтяной эмульсии в скважине, имеющей значительные размеры по глубине в сравнении с диаметром. Исходные данные для выполнения расчета приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные для расчета параметров работы установки

№ п/п	Параметр	Значение
1	Расход жидкости на входе в установку, м³/сут	149,4
2	Обводненность продукции на входе в установку, д. ед	0,957
3	Обводненность продукции на выходе из установки, д. ед	0,81
4.1	Расход жидкости в систему сбора (нефть + вода) на выходе, м³/сут, в том числе:	33,81
4.2	• Расход воды в систему сбора, м³/сут	27,39
4.3	• Расход нефти в систему сбора, м³/сут	6,42
5	Расход воды в систему ППД на выходе, м³/сут	115,59
6	Плотность воды, кг/м³	1052
7	Плотность нефти, кг/м³	810
8	Динамическая вязкость жидкости на участках, мПа·с	1,6
9	ЭК (Условный диаметр D эк/ толщина стенки tэк), мм	168/7
10	НКТ 1 (Условный диаметр D1/толщина стенки t1), мм	48/4
11	НКТ 2 (Условный диаметр D2/толщина стенки t2), мм	48/4

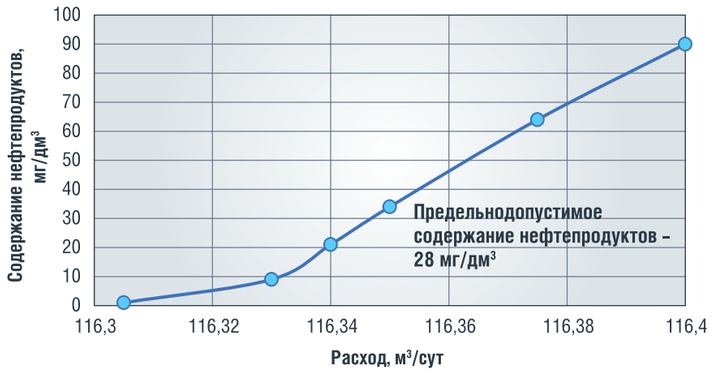
Результатом расчета является максимально допустимый расход откачки отделившейся попутно добываемой воды из скважины-сепаратора, при котором качество по содержанию нефтепродуктов не превышает допустимых значений. Пример результата расчета для реализации технологии на кусте скважин №04*3 Ярино-Каменноложского месторождения приведен на рисунке 3. В соответствии с графиком и результатами моделирования, допустимый расход насоса, при котором качество воды соответствует требуемым показателям, составляет 116,34 м³/сут при глубине спуска НКТ2 1400 м.

Заключение

Одним из самых востребованных способов модернизации систем обустройства нефтяных месторождений на завершающих стадиях разработки является применение технологии кустовой сепарации, направленной на обеспечение раннего сброса и утилизации попутно добываемых вод. Это основной путь сокращения неэффективных объемов транспортируемой скважинной продукции и зоны агрессивной коррозии нефтепромыслового оборудования.

Внедрение разработанной комплексной технологии кустовой сепарации с применением БУКС позволяет осуществить утилизацию пластовой воды, уменьшить нагрузку на существующее наземное сепарационное оборудование или уменьшить количество наземного оборудования при реконструкции нефтепромысловых объектов, что в конечном итоге приводит к улучшению технико-экономических показателей производственной деятельности нефтедобывающих предприятий.

РИС. 3. Зависимость содержания нефтепродуктов от расхода воды по результатам моделирования



Преимуществами представленной комплексной технологии кустовой сепарации скважинной продукции и утилизации попутно добываемой воды являются:

- подготовка воды до требуемых норм качества для закачки в пласт;
- обеспечение защиты от повышения линейного давления в добывающих скважинах;
- применение газоотделителя и эжектора;
- применение насосных агрегатов с частотным регулированием;
- изготовление БУКС под конкретные производительность и требования к качеству воды по результатам моделирования. ●

Литература

1. *Борисов Г.К. Обоснование возможности применения технологии кустового сброса воды на Ново-Киевском месторождении / Г.К. Борисов, В.Ф. Шаякберов, М.Х. Газимов, К.Б. Борисов, А.В. Мостобоев // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 12. – С. 46–51.*
2. *Голубев И.А. Пути и решения очистки промысловых вод для системы поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 3. – С. 87–96.*
3. *Гребнев В.Д. Совершенствование системы промысловой подготовки воды для поддержания пластового давления / В.Д. Гребнев, А.Н. Ладыгин, М.С. Турбаков, Р.В. Дворецкас // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 114–115.*
4. *Хафизов А.Р. О внедрении новых технологий и концепции измерений в системах сбора и подготовки продукции нефтяных скважин / А.Р. Хафизов, Р.Ш. Галиуллин, А.А. Фаткуллин // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 295–306.*
5. *Патент № 2741296 C1 Российская Федерация, МПК E21B 43/34. Блочная установка кустовой сепарации: № 2020119173: заявл. 02.06.2020: опубл. 25.01.2021 / О.В. Третьяков, И.И. Мазеин, А.В. Усенков [и др.]; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».*
6. *Progress and prospect of downhole cyclone oil-water separation with single-well injection-production technology / H. Liu, Y. Gao, X. Pei, G. Zheng, L. Zheng // Shiyou Xuebao / Acta Petrolei Sinica. – 2018. – V. 39. – P. 463–471.*
7. *Separation of Stable Water-Oil Emulsion Using Ultrasonic Action / A.V. Lekomtsev, P.Y. Ilyushin, K.A. Derendyaev [et al.] // Chemical and Petroleum Engineering. – 2020. – Vol. 55. – № 11–12. – P. 869–875. – DOI 10.1007/s10556-020-00706-x.*
8. *Study on the oil/water separation performance of a superhydrophobic copper mesh under downhole conditions / Y. Lu, Z. Li, G. Hailu, D. Xu, H. Wu, W. Kang // Journal of industrial and engineering chemistry. – 2019. – V. 72. – P. 310–318.*

KEYWORDS: *preparation of well products, cluster separation, installation of well separation, produced water, energy efficiency.*

«ГЕОЛОГИЯ – СТЕЗЯ ДЛЯ ОДЕРЖИМЫХ»

Профессиональный праздник отметили геологи Томского филиала Сибирской Сервисной Компании

Соболева Юлия
АО «Сибирская Сервисная Компания»

НЕФТЕСЕРВИС

УДК 323.215; 550.8

В ПЕРВОЕ ВОСКРЕСЕНЬЕ АПРЕЛЯ В РОССИИ ОТМЕЧАЮТ ДЕНЬ ГЕОЛОГА. ПЕРВОПРОХОДЦЫ, ПОКОРИТЕЛИ НЕДР И РОМАНТИКИ – ТАК НАЗЫВАЮТ ЛЮДЕЙ, КОТОРЫЕ СВЯЗАЛИ СВОЮ ЖИЗНЬ С ЭТОЙ ПРОФЕССИЕЙ. ОДНАКО ГЕОЛОГИЯ ТРЕБУЕТ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗНАНИЙ И ДАЖЕ ОСОБЫХ ЧЕРТ ХАРАКТЕРА. РАБОТУ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕ НАЗОВЕШЬ ПРОСТОЙ. ТРУДИТЬСЯ ЧАСТО ПРИХОДИТСЯ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЯХ, ВДАЛИ ОТ ДОМА. ЭТО ПРОФЕССИЯ, КОТОРОЙ НЕЛЬЗЯ ЗАНИМАТЬСЯ СЛУЧАЙНО

ON THE FIRST SUNDAY OF APRIL, RUSSIA CELEBRATES GEOLOGIST'S DAY. PIONEERS, CONQUERORS OF THE EARTH DEPTHS AND ROMANTICISTS – THESE ARE THE NAMES OF PEOPLE WHO HAVE CONNECTED THEIR LIVES WITH THIS PROFESSION. HOWEVER, GEOLOGY REQUIRES SPECIAL KNOWLEDGE AND EVEN SPECIAL CHARACTER TRAITS. WORK IN THE FIELDS IS NOT EASY. YOU OFTEN HAVE TO WORK IN DIFFICULT NATURAL CONDITIONS AWAY FROM HOME. YOU CANNOT ENGAGE IN THIS PROFESSION BY CHANCE

Ключевые слова: *Сибирская Сервисная компания, нефтесервисные работы, геологоразведка, день геолога, углеводородные запасы.*

«Только те, кто по-настоящему искренне любит геологию, готов в ней развиваться и расти, смогут добиться успеха. Геология – стезя для одержимых, – убеждена **главный геолог Томского филиала АО «ССК» Тамара Геннадьевна Тельнова**. – В нашей геологической службе нет случайных людей. Здесь трудятся настоящие профессионалы с большим опытом полевых работ. Это геологи, которым под силу выполнять любые геологические задачи как в поисково-разведочном бурении и испытании, так и в эксплуатационном. Поздравляю коллег с праздником! Примите самые теплые слова благодарности за вашу плодотворную работу, высокий профессионализм, преданность избранному делу».

У Сибирской Сервисной Компании, которая сегодня является первой среди независимых подрядчиков России, оказывающих широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса, богатая история. Основной базой для формирования коллектива компании изначально были опытные профессионалы из геологоразведочных экспедиций. При их непосредственном участии были открыты и разработаны десятки нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Сама Тамара Геннадьевна Тельнова начинала свою трудовую деятельность в 1979 году оператором на буровой установке в Колпашевской геологоразведочной экспедиции глубокого бурения. За 43 года работы в нефтегазовой отрасли прошла весь путь от полевого геолога до начальника геологической службы. Тамара Геннадьевна Тельнова – высококвалифицированный специалист и грамотный руководитель. Это помогло ей наладить высокоэффективную деятельность службы. Все особенности «геологических будней» хорошо знает и **начальник Геологического отдела Дмитрий Олегович**. В Сибирскую Сервисную Компанию он пришел в 2005 году сразу после окончания университета.

«Первая поездка на буровую запомнилась на всю жизнь. В моем случае это была скважина Северо-Трассовая, расположенная в Каргасокском районе Томской области, – рассказал **Дмитрий Олегович**. – «В поле» учился всем азам и секретам полевой геологии. Например, как правильно спрогнозировать продуктивный пласт или, говоря языком геологии, «поймать пласт», как составлять описание керна и правильно его укладывать. Каждый пласт достаточно индивидуален, и даже спустя годы работы при «ловле пласта» волнение есть. С опытом приходит уверенность, вырабатывается последовательность действий, а волнение, если геология близка, не исчезает. И когда работа выполнена (а побегать, и вправду, порой, приходится), тут-то и приходит это ощущение, когда можно смахнуть пот со лба и сказать себе: «Я это сделал». Позже, увидев керн или получив результаты трудов геофизиков, можно добавить: «Я это сделал правильно». Больше семи лет я был полевым геологом. С теплом вспоминаю это хоть и непростое, но очень интересное время».

Всего в геологической службе сейчас работают 14 человек. Несмотря на то, что в последние годы Томский филиал Сибирской Сервисной Компании в большей степени ориентирован на эксплуатационное бурение, задачи геологоразведки всегда остаются актуальными.

«На просторах Сибири, богатых не только природными ресурсами, но и прекрасными специалистами для освоения недр, геология справедливо считается одной из самых почетных и значимых. Геологи первыми ступают на неизведанные земли, отрывают месторождения, давая тем самым мощный импульс к дальнейшему развитию территории, – отметил **директор Томского филиала АО «ССК» Андрей Георгиевич Кошелев**. – Работая вместе с геологами, мы прекрасно знаем, как нелегко начинать новое дело, особенно в суровых климатических условиях. Но люди этой профессии умеют преодолевать любые трудности, противопоставляя им высокий профессионализм, силу воли, упорство и сплоченность. От души поздравляю с профессиональным праздником всех геологов, ветеранов отрасти! Пусть не ослабевает ваш интерес к большим открытиям! Пусть не иссякает энтузиазм и творческое горение! Желаю крепкого здоровья, профессиональных достижений, карьерного роста, долголетия, оптимизма, радости и благополучия».

Keywords: *Siberian Service Company, oilfield services, geological exploration, geologist's day, hydrocarbon reserves.*

Neftegaz.RU
номер 4/2022 г.

УДК 665.7.038

ПАВ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

на поздней стадии разработки

Сандыга Михаил Сергеевич
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, аспирант

Рогачев Михаил Константинович
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, д.т.н.

Камбулов Евгений Юрьевич
научный руководитель лаборатории сооружения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, к.х.н.

Василин Владимир Константинович
доцент кафедры биоорганической химии и технической микробиологии, Кубанский государственный технологический университет, к.х.н.

Ламосов Михаил Евгеньевич
заведующий лабораторией ООО «РосТЭКтехнологии», к.т.н.

НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ КОЛИЧЕСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ, ВСТУПЛЕНИЕМ ОСНОВНЫХ И, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ, КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПОЗДНЮЮ И ЗАВЕРШАЮЩУЮ СТАДИЮ РАЗРАБОТКИ ПРИ ВЫСОКОЙ СТЕПЕНИ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН И СРАВНИТЕЛЬНО НИЗКОМ КОЭФФИЦИЕНТЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ. ОДНО ИЗ ТАКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – КРУПНЕЙШЕЕ В РОССИИ РОМАШКИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, РАСПОЛОЖЕННОЕ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОМ РЕГИОНЕ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ТАТАРСТАНА. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

TODAY, THE NUMBER OF FIELDS WITH HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES IS INCREASING IN THE OIL INDUSTRY OF THE RUSSIAN FEDERATION, WITH THE ENTRY OF THE MAIN AND, FIRST OF ALL, LARGE FIELDS INTO THE LATE AND FINAL STAGE OF DEVELOPMENT WITH A HIGH DEGREE OF WATER ENCROACHMENT AND A RELATIVELY LOW OIL RECOVERY FACTOR. ONE OF THESE FIELDS IS THE LARGEST IN RUSSIA ROMASHKINSKOYE OIL FIELD, LOCATED IN THE VOLGA-URAL REGION IN THE SOUTHEAST OF TATARSTAN. WHAT SOLUTIONS FOR FLOODING OIL FIELDS AT A LATE STAGE OF DEVELOPMENT DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER?

Ключевые слова: *поверхностно-активные вещества, нефтяное месторождение, заводнение пластов, поздняя стадия разработки.*

Основным объектом разработки площади Ромашкинского нефтяного месторождения являются запасы нефти, приуроченные к терригенным коллекторам пашийского горизонта ($Д_1$), которые представлены двумя группами: высокопродуктивные и малопродуктивные. Объект разработки $Д_1$ представляется совокупностью трех типов пород-коллекторов с различной фильтрационной характеристикой, которые имеют прерывистый характер строения, выражающийся в смене одного типа коллекторов другим, а также и полным их замещением неколлекторами. Фациальный состав коллекторов изменяется от тонкодисперсных алевролитов до песчаных фракций. На текущий момент разработки месторождения обводненность достигает 90 %.

ФАКТЫ

90 %
достигает обводненность на текущий момент разработки Ромашкинского месторождения

Нефть это сложная смесь, которая состоит более чем из сотни соединений. Эти соединения в основном относятся к трем большим гомологическим рядам углеводородов – алифатическим (алканы и циклоалканы), производным ароматических веществ, а также гетероатомным соединениям, содержащим неметаллы (сера, кислород, азот).

Один из эффективных методов извлечения остаточной нефти из обводненных пластов это мицилярное заводнение месторождений с добавлением ПАВ.

Молекулы ПАВ чаще всего имеют ассиметричное (бифильное) строение и содержат в своей структуре полярные гидрофильные группы, имеющие сродство к воде, и гидрофобные углеводородные радикалы. В поверхностном слое, например, на границе раздела углеводород – вода, молекулы ПАВ ориентированы так, что полярная часть обращена к водной фазе, а гидрофобная – к углеводороду. Известно, что активность ПАВ определяется отношением изменения поверхностного натяжения $\Delta\sigma$ к изменению концентрации ΔC ($\Delta\sigma/\Delta c$).

Выбор и требования к ПАВ для заводнения детально изложены в руководстве [3] из которых можно выделить основные:

- совмещаться с пластовой водой различной минерализации в концентрации до 1 %;
- обладать высокой поверхностной активностью на границе раздела углеводород-вода;
- улучшать смачивание поверхности нефтесодержащих пород;
- обладать высокой вытесняющей способностью.

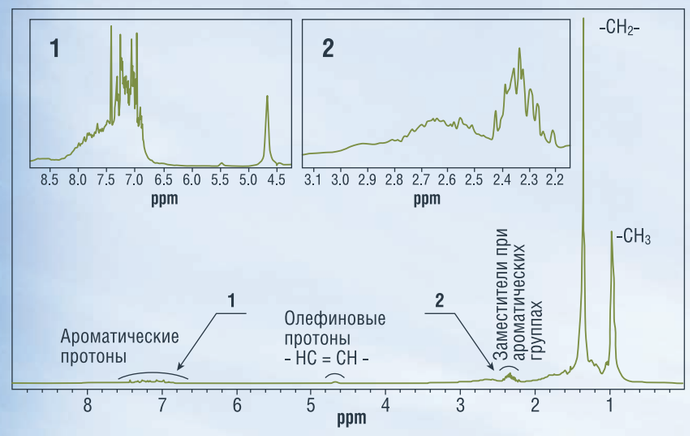
По химической природе органические ПАВ с дифильным строением разделяют на анионные, катионные, амфолитные и неионогенные.

Анионогенные ПАВ – это органические соединения, которые при растворении в воде диссоциируют на анион с крупным углеводородным радикалом – носителем поверхностной активности. Чаще всего это соли карбоновых кислот, алкиларилсульфонаты – соли ароматических сульфокислот, алкилсульфаты – соли эфиров серной кислоты и другие. В условиях содержания в составе пластовой воды ионов двухвалентных металлов кальция и магния эффективность анионогенных ПАВ менее эффективна.

Катионоактивные ПАВ диссоциируют в воде с образованием развитого органического катиона – носителя поверхностной активности. К ним относятся алифатические и ароматические соли четырехзамещенных аммониевых оснований, производные солей пиридиновых оснований и др.

Молекулы амфолитных (амфотерных) ПАВ содержат

РИС. 1. Спектр ЯМР ^{1}H (400 МГц) образца нефти нижнедевонского яруса пласта D_1 Ромашкинского месторождения в смеси $CDCl_3$



в своем составе два типа групп: кислотную (чаще всего карбоксильную) и основную (обычно аминогруппу с разной степенью замещения). В зависимости от pH среды они проявляют свойства как катионных, так и анионных ПАВ, а в диапазоне pH 9–12 ведут себя как неионогенные соединения.

Неионогенные ПАВ это вещества, растворимые как в кислой, так и в щелочной средах, на их растворимость практически не влияет минерализация среды.

Чаще всего выбор типа того или иного ПАВ определяется его доступностью и проведенными исследованиями на его совместимость с пластовым флюидом, при этом химическое строение ПАВ (или смесей) и компонентный состав нефти, чаще всего не учитывается.

Свойства ПАВ зависят от длины и строения как углеродного радикала, так и строения гидрофильной части молекулы. Поэтому основной целью привлечения ЯМР-спектроскопии и масс-хроматографии в эту работу это обоснование выбора структуры ПАВ в зависимости от состава нефти девонских отложений Ромашкинского месторождения.

Первым шагом в работе было проведение исследование состава нефти нижнедевонских отложений пласта D_1 Ромашкинского месторождения с помощью ЯМР ^{1}H, ^{13}C и двумерной спектроскопии (^{1}H + ^{13}CHQC) с целью установить состав и соотношение ароматических, алифатических, циклических и непредельных углеводородов в нефти.

Регистрацию спектра ЯМР на ядрах ^{1}H (400 МГц) и ^{13}C (101 МГц) образца нефти проводили на ЯМР-спектрометре Agilent 400/MR. Для уменьшения вязкости и обеспечения дейтериевого лока образец нефти разбавляли дейтерохлороформом ($CDCl_3$).

Для записи ЯМР ^{1}H спектров использовали 45° импульсы, релаксационные задержки между импульсами составляли 1 сек.; ширина спектра 9 м.д., число накоплений – 8. Спектр представлен на рисунке 1.

ФАКТЫ

Состав нефти

нижнедевонских отложений пласта D_1 Ромашкинского месторождения представлен в основном предельными насыщенными углеводородами линейного строения, содержит меньше замещенных насыщенных циклических соединений и следы ароматических соединений

При записи спектров ЯМР ^{13}C образца нефти применяли 45° импульсы в условиях непрерывного декаплинга (развязка от протонов) с использованием ядерного эффекта Оверхаузера (decoupled + NOE), задержка между импульсами равнялась 1 сек., ширина спектра была равной 190 м.д. Для достижения высоких значений соотношения сигнал/шум при съемке спектра устанавливали число накоплений равное 10 000. Химические сдвиги ЯМР ^{1}H и ^{13}C измеряли относительно сигнала дейтерированного хлороформа ($CDCl_3$).

На рисунке 1 представлен спектр ЯМР на ядрах протонов ^{1}H при рабочей частоте магнитного поля 400 МГц образца девонской нефти.

Анализ спектра явно показывает преобладание ациклических предельных углеводородов в составе нефти, что подтверждается сигналами в области 1 миллионной доли (м.д.), относящейся к метильным группам $-CH_3$ и, более интенсивный (в два раза) сигнал в области 1,2 м.д., который принадлежит алифатическим метиленовым звеньям $-CH_2$-.

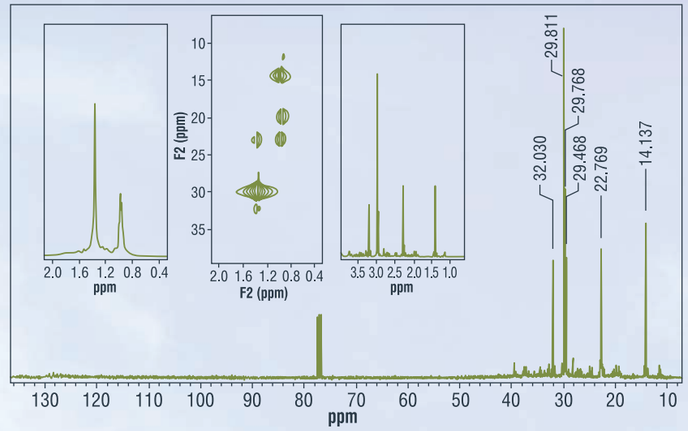
Малоинтенсивные сигналы в области 6,6–7,5 м.д. принадлежат набору ароматических протонов производных бензола, в то время как протоны непосредственно связанных с ароматическим кольцом алифатических звеньев резонируют в диапазоне 2,1–2,2 м.д.

Сигналы, наблюдаемые в диапазоне 4,6–4,7 м.д. соответствуют резонансу олефиновых протонов, что доказывает наличие в составе исследуемой нефти непредельных алифатических углеводородов.

Спин-спиновое взаимодействие между протонами соединений в сложных смесях нефтяных фракций приводит к сильно уширенному сигналу («горбу») на спектре ЯМР ^{1}H. Дополнительно ко всему применение ЯМР ^{1}H спектроскопии в анализе нефтяных фракций ограничено небольшим интервалом значений химических сдвигов для всех классов органических соединений (15 м.д.), в связи с этим близкие по структуре соединения в сложных смесях дают общий сильно уширенный сигнал.

Гораздо более информативна ЯМР ^{13}C спектроскопия (рисунок 2), поскольку диапазон химических

РИС. 2. Спектр ЯМР ^{13}C (100,6 МГц) образца нефти нижнедевонского яруса пласта D_1 Ромашкинского месторождения в смеси $CDCl_3$



сдвигов неэквивалентных ядер углерода составляет >200 м.д. [1] Для более точного отнесения сигналов использован метод двумерной корреляционной спектроскопии HSQC.

В спектре ЯМР ^{13}C основной пик в области 29,46–29,81 м.д. принадлежит углеродным атомам метиленовых групп не соседствующих с метиновым звеном в алкильных соединениях, другими словами соответствует неразветвленным алканам. Сигнал при 14,137 м.д. принадлежит к метильной группе пропильного радикала в ароматическом соединении. Сигнал при 22,769 м.д. соответствует группам $-CH_2-$ $-CH_3$ в незамещенных циклических структурах, а сигнал в области 32,03 м.д. метиленовому звену $-CH_2-$ в циклическом соединении. Триплет при 77 м.д. принадлежит углероду дейтерированного хлороформа (растворителю).

Анализ спектров ЯМР показывает, что состав нефти нижнедевонских отложений пласта D_1 Ромашкинского месторождения представлен

ФАКТЫ

Неионогенные ПАВ

это вещества, растворимые как в кислой, так и в щелочной средах, минерализация среды практически не влияет на их растворимость

в основном предельными насыщенными углеводородами линейного строения, содержит меньше замещенных насыщенных циклических соединений и следы ароматических соединений.

Параллельно с изучением образца нефти методами ЯМР-спектроскопии нами проведено определение компонентного состава нефти с помощью газовой хромато-масс-спектрометрии на спектрометре Shimadzu QP-2010 SE. Исследования образца на содержание летучих компонентов проводилось в условиях хроматографического разделения (для масс-спектрометрического детектора) с применением капиллярной колонки RTX-5MS (30 м × 0,25 мм × 0,25 мкм) с линейной скоростью газа-носителя (гелия) 1 мл/мин и давлении 1/10. Температура испарителя – 250 °C, температура детектора – 200 °C. Калибровка по внешнему стандарту тетракозану ($C_{24}H_{50}$) 0,5 мг/мл.

На рисунке 3 представлен спектр газовой масс-хроматограммы образца девонской нефти Ромашкинского месторождения.

В результате интерпретации спектра выявлено всего 108 пиков, которые в общей массе принадлежат насыщенным алифатическим соединениям гомологического ряда C_7–C_{30}, циклопентана и циклогексана.

В таблице 1 сведены основные углеводородные компоненты (более 1%) образца нефти девонских отложений Ромашкинского месторождения. Из представленных в таблице данных наглядно видно, что большая часть компонентов (среди соединений с содержанием в смеси более 1%) представлена в основном представителями насыщенных углеводородов нормального строения гомологического ряда C_7–C_{17}. Общее содержание ациклических соединений составляет 66, насыщенных циклических и их производных на уровне 10%.

Если же брать в расчет все обнаруженные в ходе хроматомасс-спектрометрического исследования компоненты, то оказывается, что циклоалканы и ароматические соединения (являющиеся в основном эфирами фталевой кислоты) представлены в исследуемом образце примерно в равных количествах – 5,49 и 4,06%

РИС. 3. Спектр газовой масс-спектроскопии образца нефти нижнедевонского яруса пласта D_1 Ромашкинского месторождения

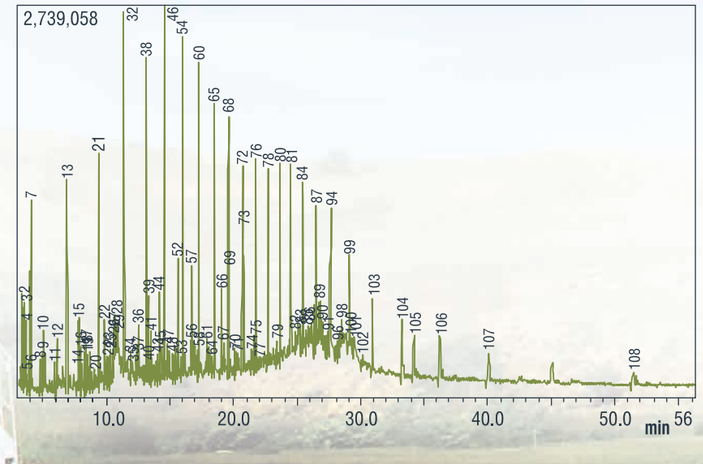


ТАБЛИЦА 1. Основные углеводороды, входящие в состав образца нефти нижнедевонского яруса пласта D_1 Ромашкинского месторождения

№ пика	Время выхода, мин	Общее содержание, %	Наименование компонента
1	3,351	1,07	2-метилгептан
2	3,505	1,32	3-метилгептан
3	4,057	2,74	октан
4	6,948	3,01	нонан
5	9,387	3,21	декан
6	11,374	4,23	ундекан
7	13,073	3,48	додекан
8	14,580	3,78	тридекан
9	15,644	1,01	4,8-диметилтридекан
10	15,963	3,64	тетрадекан
11	17,249	3,28	пентадекан
12	18,459	2,6	гексадекан
13	19,604	2,56	гептадекан
14	20,686	1,96	октадекан
15	20,784	1,69	2,6,10,15-тетраметилоктадекан
16	21,635	2,04	нонадекан
17	22,703	1,98	эйкозан
18	23,643	1,85	генейкозан
19	24,543	1,79	доказан
20	25,426	1,65	трикозан
21	26,423	2,00	тетракозан
22	27,614	2,99	пентакозан
23	29,074	1,53	7-гексилэйкозан
24	30,909	1,71	гексакозан
25	33,239	1,70	гептакозан
26	36,212	1,53	2-метилоктакозан
27	40,062	1,29	триконтан

соответственно). Следует отметить, что указанные значения не совсем точны, вследствие наличия в спектре тринадцати не идентифицированных веществ, строение которых неизвестно.

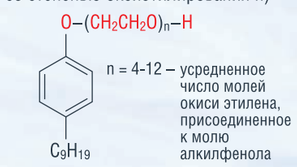
Сопоставление данных ЯМР-спектроскопии и хромато-масс-спектрометрии показывает достаточно хорошую сходимость результатов. Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки. Так, метод ЯМР обладает значительно меньшей чувствительностью, не позволяет определять содержание каждого вещества в многокомпонентной смеси (нефть), но дает возможность получить «собирательный образ» исследуемой системы. Кроме этого, газовая хроматография имеет серьезное ограничение по температурам кипения исследуемых соединений. В результате компоненты нефти с $T_{кип}$, заметно превышающими 350 °С, могут оказаться «за бортом» эксперимента. Но эти же компоненты, растворяясь в дейтерорастворителе, будут учтены в ЯМР-спектре.

Из результатов анализа спектров ЯМР – спектроскопии и хромато-масс-спектрометрии можно сделать заключение, что состав образца нефти нижнедевонского яруса пласта D_1 Ромашкинского месторождения представлен в основном насыщенными углеводородами, с небольшим содержанием циклических алканов (производных циклопентана и циклогексана) и их алкилпроизводных со следами ароматических соединений.

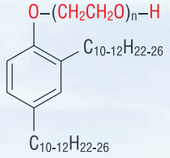
Исходя из правила «подобное растворяется в подобном», нами первоначально рассматривались четыре широко применяемых поверхностно-активных вещества с похожей структурой, но разного ионного характера:

- неионогенного типа на основе оксиэтилированных алкил- и диалкилфенолов со степенью оксиэтилирования n = 12. Это неонол АФ 9-12 и ОП-10, общие структурные формулы представлены ниже:

НЕОНОЛ АФ 9-N
(оксиэтилированный алкилфенол со степенью оксиэтилирования n)

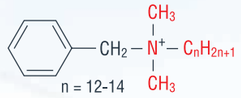


ОП-10
(оксиэтилированный диалкилфенол со степенью оксиэтилирования n)



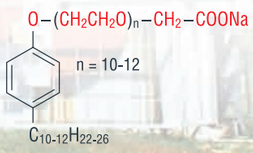
- катионоактивный на основе алкил производных диметилбензилкоаамино хлорид или «Нефтенол ГФ»

НЕФТЕНОЛ ГФ
(диметилбензилкокаминхлорид)



- и анионоактивный на основе натриевых карбоксиметилированных оксиэтилированных замещенных алкилфенолов («Нежероль») со следующей структурной формулой

НЕЖЕРОЛЬ
(карбоксиметилированный оксиэтилированный алкилфенол, Na-форма)



ФАКТЫ

ПАВ

с дифильным строением разделяют на анионные, катионные, амфолитные и неионогенные

ТАБЛИЦА 2. Основной химический состав пластовой воды Ромашкинского месторождения

№№ п/п	Наименование		Диапазон изменения	Среднее значение
1	Общая минерализация, г/л		244,5898–281,7556	267,4663
2	Плотность, г/см³		1,1754–1,1897	1,1835
3	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl^-	1521,4–175 467,0	166391,4
			4292,19–4948,70	4692,75
4		SO_2^-	5,5–62,7	20,9
			0,12–1,30	0,45
5		HCO_3^-	0–31,7	7,4
			0–0,52	0,12
6		Ca^{2+}	19 483,0–23 514,0	21 314,0
			972,20–1173,35	1063,62
7		Mg^{2+}	3658,6–4581,0	4206,5
			300,82–376,73	345,94
8		$K^+ + Na^+$	68 004,3–79 284,2	75526,9
			2956,71–3447,14	3283,76

Изучив химический состав пластовой воды Ромашкинского месторождения, представленный в таблице 2, можно заключить, что анионогенный ПАВ априори не отвечает требованию по совместимости с минерализованной пластовой водой плотностью 1,184 г/см³ и общей минерализацией на уровне 267,467 г/л, в котором преобладают хлориды кальция, натрия, калия.

Поэтому анионоактивные ПАВ в дальнейших исследованиях рассмотрены не были.

Следующим шагом в исследовании было изучение строения ПАВ или их смесей методом ЯМР ^1H и ^{13}C спектроскопии. В качестве образцов для исследования были выбраны неионогенные ПАВ: неонол АФ 9-12, ОП-10 и катионоактивный ПАВ – Нефтенол ГФ. На этом этапе мы столкнулись со сложностью записи спектров ЯМР, по причине того, что многие товарные формы ПАВ представлены в виде водных или водно-спиртовых растворов, что затрудняет интерпретацию спектров.
В дальнейшем мы планируем подобрать условия ЯМР эксперимента с подавлением сигнала растворителя, а также провести концентрирование образца, содержащего ПАВ, в условиях азеотропной отгонки воды. Из всех представленных образцов самым пригодным для исследования структуры оказался ОП-10 (ГОСТ 8433-81).

ФАКТЫ

Анионогенный ПАВ

не отвечает требованию по совместимости с минерализованной пластовой водой плотностью 1,184 г/см³ и общей минерализацией на уровне 267,467 г/л, в котором преобладают хлориды кальция, натрия, калия

Методы исследования компонентного состава ПАВ ОП-10 были выполнены на том же спектрометре и при тех же режимах, которые использовались при анализе нефти. Полученные ЯМР ^1H и ^{13}C представлены на рисунках 4 и 5.

На спектре ЯМР ^1H поверхностного активного вещества ОП-10 в области 3,3–3,8 м.д. четко прослеживается преобладание метиленовых звеньев $–CH_2–CH_2–O–$ в оксиэтилированных радикалах смеси замещенных диалкилфенолов, область 0,2-1,3 м.д. относится к крайним метильным группам $–CH_3$ и промежуточным метиленовым звеньям $–CH_2–$ алкильных радикалв в смеси диалкилфенолов, область от 6,7 м.д. до 7,2 относится к протонам непосредственно связанным с бензольным кольцом =C–H.

В спектре ЯМР ^{13}C основные пики в области химсдвига 62...72 м.д. принадлежат углероду ^{13}C в оксиэтильных звеньях оксиэтилированного радикала. Метильные группы ($–CH_3$) и метиленовые звенья ($–CH_2–$) в алкильных радикалах замещенных фенолов представлен широким набором сигналов в области от 10 до 50 м.д. Углероды ароматического кольца представлены на спектре сигналами с химсдвигами в областях химсдвигов 114 м.д. и 140...144 м.д. Триплет при 78 м.д. относится к эталону тетраметилсилану (ТМС).

РИС. 4. Спектр ЯМР ^1H (400 МГц) образца неионогенного ПАВ ОП-10 в $CDCl_3$

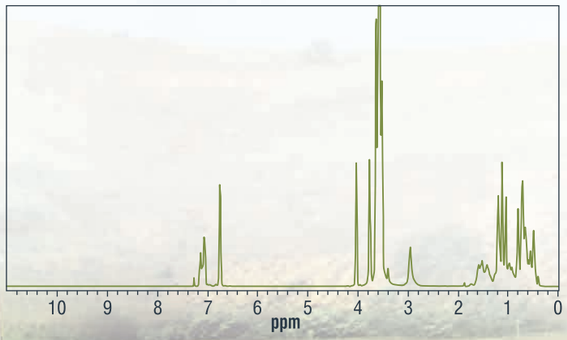


РИС. 5. Спектр ЯМР ^{13}C (101 МГц) образца неионогенного ПАВ ОП-10 в $CDCl_3$

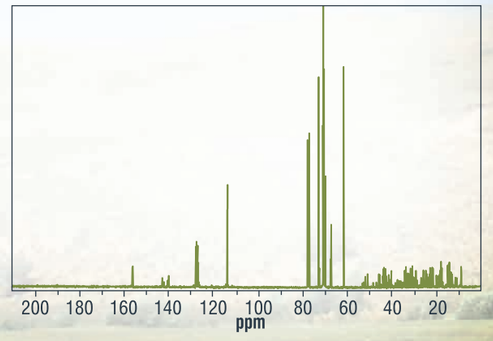


РИС. 6. Симулированный спектр ЯМР ^{13}C активного компонента ОП-10

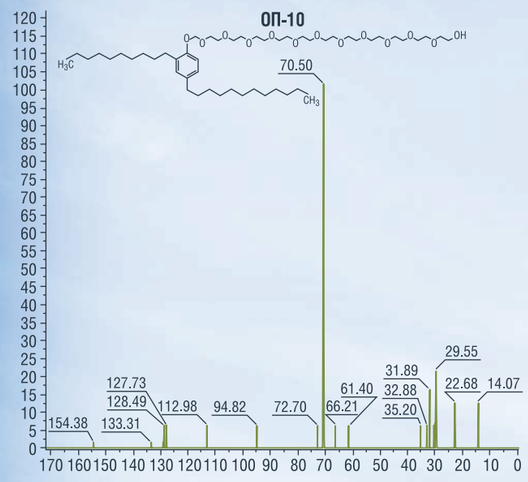
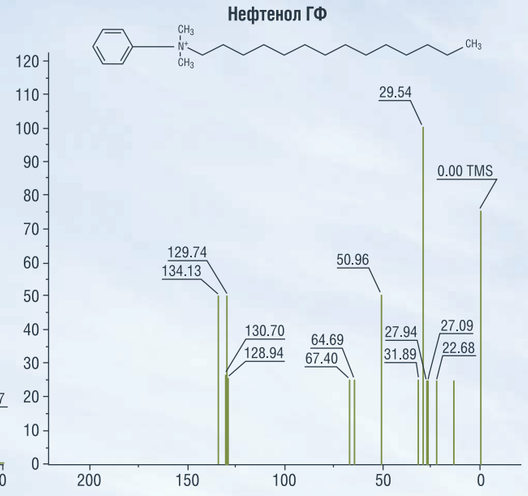


РИС. 7. Симулированный ЯМР ^{13}C спектр Нефтенола ГФ



С учетом быстрых темпов развития компьютерного моделирования структур соединений и симуляции ЯМР ^{13}C нами была сделана попытка построения спектра основного (индивидуального) соединения, входящего в состав ОП-10. Для симулирования спектра использовали программный пакет ACD/Labs Version 6.0).

При сравнении расчетного спектра с экспериментальным нельзя не отметить высокую сходимость результатов. Также в области химического сдвига 70 м.д. наблюдается сигнал метиленовых углеродов оксиэтилированных звеньев, метильных радикалов и метиленовых звеньев алкильных заместителей в области 14...35 м.д., и сигналы углеродов ароматического кольца при 112 и 128 м.д. Спектр реального образца содержит значительно большее количество сигналов (в сравнении с расчетным), вследствие наличия в составе ПАВ различных минорных компонентов.

Популярный катионоактивный ПАВ нефтенол ГФ в товарной форме поставляется в водно-спиртовом растворе, поэтому пока получить его реальный спектр ЯМР ^{1}H и ^{13}C нам не удалось. Но, учитывая хорошую сходимость результатов расчета с экспериментальным спектром в случае с образцом ОП-10, нами был симулирован спектр ЯМР ^{13}C с помощью программного модуля. Симулированный спектр представлен на рисунке 7.

На симулированном спектре ЯМР ^{13}C нефтенола, как и на спектре образца нефти, отчетливо видно преобладание сигналов метиленовых звеньев $-CH_2-$ в области 27...29 м.д. Синглет при 50,96 м.д. относится к метильным группам при четвертичном азоте, область химсдвигов в диапазоне 128...134 м.д. принадлежит углеродам бензольного кольца.

Если подвести итоги анализов спектров ЯМР ^{1}H и ^{13}C образцов нефти, ОП-10 и симулированные спектры ПАВ, можно сделать вывод, что спектр ЯМР ^{13}C Нефтенола ГФ в большей степени соответствует алифатическим компонентам образца нефти Ромашкинского месторождения, и априори нефтенол ГФ должен в большей степени совмещаться с ней и иметь поверхностное натяжение, наименьшее по сравнению с другими ПАВами.

Настоящее исследование – первый шаг в изучении способов подбора ПАВ в зависимости от компонентного состава нефти Ромашкинского месторождения.

На следующем этапе предполагается провести исследование методом ЯМР различных классов ПАВ и образцов нефти других продуктивных пластов Ромашкинского месторождения, соотнести полученные данные ЯМР ^{1}H и ^{13}C спектрометрии нефти и ПАВ и выработать рекомендации по выбору поверхностно-активных веществ. ●

ФАКТЫ

Спектр

ЯМР ^{13}C

нефтенола ГФ в большей степени соответствует алифатическим компонентам образца нефти Ромашкинского месторождения, и априори должен в большей степени совмещаться с ней и иметь поверхностное натяжение, наименьшее по сравнению с другими ПАВами

Литература

1. *Воловенко Ю.М., Карцев В.Г., Комаров И.В., Туров А.В., Хиля В.П. Спектроскопия ядерного магнитного резонанса для химиков // Изд. МБФНП, 2011. – 704 с.*
2. *Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций // Геология и геофизика. 2017. № 12. С. 1836–1853.*
3. *Руководство по проектированию и применению метода заводнения с водорастворимыми поверхностно-активными веществами (ПАВ): РД 39-1-199-79 / М-во нефт. пром-сти. Произв. об-ние Башнефть, Башк. гос. н.-и. и проект. ин-т нефт. пром-сти (БашНИПИнефть). – Уфа: [б.и.], 1979. – 83 с.*

KEYWORDS: *surfactants, oil field, reservoir flooding, late stage of development.*

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

ФАКУЛЬТЕТ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ
ОСНОВАН В 1930 ГОДУ

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ

В БАКАЛАВРИАТЕ
ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

«ЭКОНОМИКА»
ПРОФИЛЬ
Экономика и проекты устойчивого развития энергетики

«МЕНЕДЖМЕНТ»
ПРОФИЛЬ
Управление бизнесом в энергетике

В МАГИСТРАТУРЕ
ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

«ЭКОНОМИКА»
ПРОГРАММЫ
Внутренний аудит и контроль
Инженерная экономика в ТЭК*
Цифровая экономика глобальных систем энергетики*
Экономика нефтегазового комплекса

«МЕНЕДЖМЕНТ»
ПРОГРАММЫ
Управление проектами, финансами и персоналом в организациях топливно-энергетического комплекса*
Управление системой снабжения на предприятиях нефтегазового комплекса*

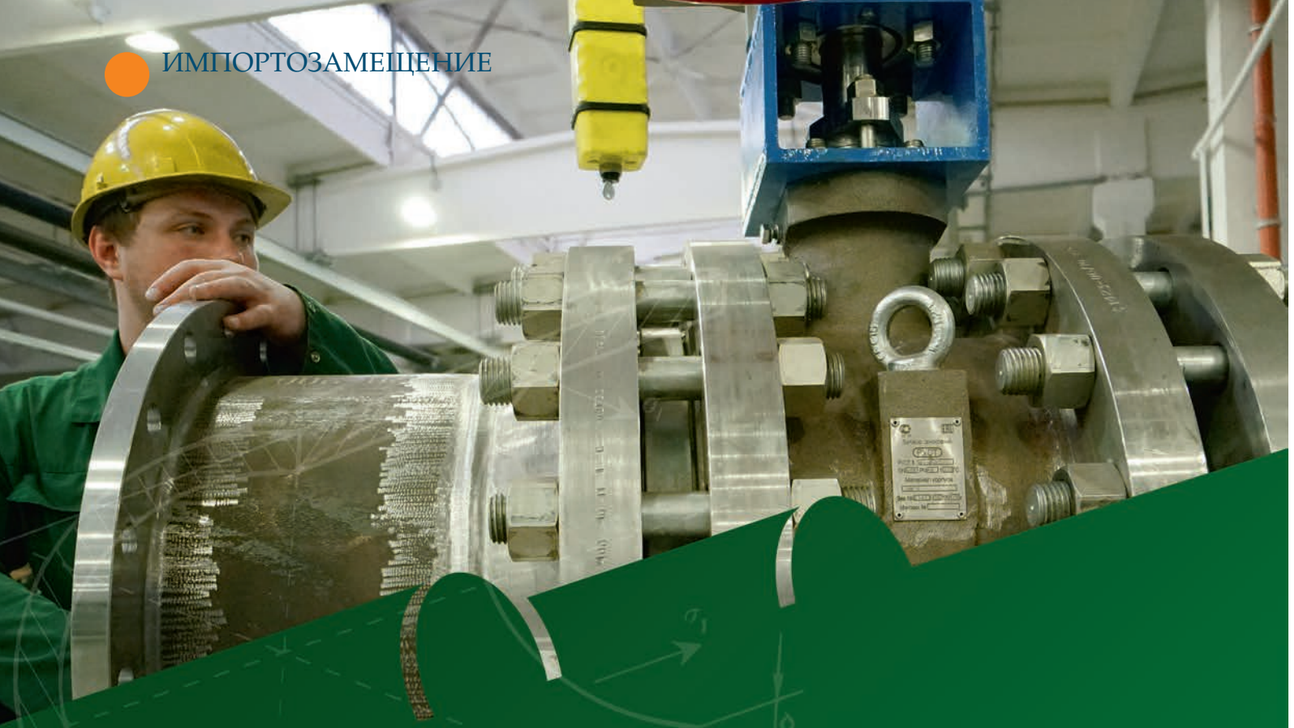
Символом «*» отмечены программы, на которые объявлен набор в 2022/2023 учебном году

АКАДЕМИЧЕСКИЕ КАФЕДРЫ
- Экономика нефтяной и газовой промышленности
- Производственный менеджмент
- Финансовый менеджмент
- Управление трудом и персоналом

БАЗОВЫЕ КАФЕДРЫ
- Управления системой снабжения в нефтегазовом комплексе (ПАО «НК «Роснефть»)
- Системных исследований энергетических рынков (ИНЭИ РАН)

КОНТАКТЫ
119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65
+7 (499) 507-81-22
economy-dekanat@gubkin.ru

РЕКЛАМА



ОТ ЧЕРТЕЖА ДО НЕФТЕПРОВОДА:

полный цикл производства трубопроводной арматуры «РУСТ 95»

УДК 621.74

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, СОСТАВЛЯЮЩИЙ ОСНОВУ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ, ОКАЗАЛСЯ В УСЛОВИЯХ, ПРИ КОТОРЫХ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СТАЛО ОПРЕДЕЛЯТЬСЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ РАБОТЫ РОССИЙСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ. ПРЕЖДЕ ВСЕГО – ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НАДЕЖНОГО СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЧЬЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НЕ ЗАВИСИТ ОТ ИНОСТРАННЫХ ПОСТАВЩИКОВ. ОДНО ИЗ ТАКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ – «РУСТ 95», ИЗГОТАВЛИВАЮЩЕЕ ТРУБОПРОВОДНУЮ АРМАТУРУ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. О ТОМ, КАК ПРЕДПРИЯТИЕ РАЗВИВАЕТСЯ СЕГОДНЯ, КАК ИСПОЛЬЗУЕТ КРИЗИСНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И КАКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ВИДИТ ПЕРЕД СОБОЙ И ОТРАСЛЬЮ, РАССКАЗАЛ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ТОРГОВОГО ДОМА «РУСТ 95» КОНСТАНТИН САМСОНОВ

THE FUEL AND ENERGY COMPLEX, WHICH FORMS THE BASIS OF THE COUNTRY'S ECONOMY, FOUND ITSELF IN CONDITIONS IN WHICH ITS FUNCTIONING IS COMPLETELY DETERMINED BY THE EFFICIENCY OF RUSSIAN ENTERPRISES, PRIMARILY MANUFACTURERS OF RELIABLE MODERN EQUIPMENT, WHOSE ACTIVITIES DO NOT DEPEND ON FOREIGN SUPPLIERS. ONE OF THESE ENTERPRISES IS RUST 95, WHICH MANUFACTURES PIPELINE FITTING FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY. KONSTANTIN SAMSONOV, GENERAL DIRECTOR OF RUST 95 TRADING HOUSE, SPOKE ABOUT HOW THE ENTERPRISE IS DEVELOPING TODAY, HOW IT USES CRISIS OPPORTUNITIES AND WHAT PROSPECTS IT SEES FOR ITSELF AND THE INDUSTRY

Ключевые слова: *трубопроводная арматура, импортозамещение, полный производственный цикл, литейное производство, нефтегазовое оборудование.*

Самсонов Константин Владимирович

Генеральный директор Торгового Дома «РУСТ 95»

– Константин Владимирович, весь мир переживает непростое время, но ведь наша страна не в первый раз оказывается на пороге кризисных изменений, и за свою историю ваша компания уже проходила через ряд сложных моментов, связанных с общеэкономическими потрясениями. Какой опыт удалось наработать и как он может быть использован сегодня?

– Бизнес в России – это всегда борьба, а каждый новый кризис – это и новые сложности, и новые возможности. Мы всегда делали ставку на собственные силы, на собственное производство. Такая тактика не раз оправдывала себя и позволяла использовать экономические катаклизмы на благо предприятию.

Так, например, многие наши конкуренты пострадали в результате кризиса 2008 года. Дело в том, что комплектующие в России стоят дороже, чем на азиатском рынке, поэтому эти предприятия приобретали их в Азии, в Китае, где выгоднее. Но когда курс доллара вырос, компании, закупающие сырье и материалы в долларах, оказались в очень невыгодном положении. К этому времени наша компания научилась изготавливать очень многое самостоятельно и заметно снизила свою зависимость от иностранных поставщиков. Приборы автоматического управления, исполнительные механизмы, керамические элементы дроссельных узлов, уплотнения – все с маркировкой «РУСТ 95». Это безусловно придало компании определенную стабильность и усилило позиции на рынке.

К 2014 году на промплощадке предприятия были организованы порядка 20 цехов, в том числе собственное литейное производство. Мы получили полный производственный цикл, от проектирования до финальной обработки изделия, что позволяет нам решать самые разнообразные задачи.

– Какие, например?

– Пару лет назад заказчик поставил задачу: в два раза уменьшить количество примесей в продукции. Специально под этот заказ наши специалисты разработали новую технологию плавки и обеспечили выполнение поставленного заказчиком условия. Если бы мы заказывали литье на стороне, подобный результат был бы получен очень нескоро.

– Возможность браться за уникальные по сложности заказы – это заслуга специалистов или специфика организации производства?

– Это взаимосвязано. Специалисты обладают необходимыми компетенциями, чтобы организовать производство именно таким образом. Хороших специалистов найти сложно, а в арматуростроении это вообще штучный товар, поэтому в «РУСТ 95» мы готовим их сами, помогает преемственность поколений, возможность обучаться у более опытных наставников.

Что касается возможностей производства, то, как я говорил, «РУСТ 95» – это производство полного цикла.

Завод расположен в г. Колпино под Санкт-Петербургом. На 12,5 га разместились десятки цехов, испытательные стенды, лаборатории, склады.

В составе предприятия четыре механических цеха: два изготавливают мелкие детали и два обрабатывают крупногабаритное литье. Есть цех термической обработки, сварки и наплавки. Кроме сварочных работ, здесь осуществляется наплавка уплотняющих поверхностей сплавом стеллит и газоплазменное напыление карбидом вольфрама. В покрасочном цехе оборудование красят и обрабатывают специальными покрытиями для работы, в частности, в агрессивных средах. На гальваническом участке производится цинкование, анодирование и никелирование. Обратите внимание, даже оборудование для этих процессов спроектировано на нашем предприятии.

ФАКТЫ

12,5 га

общая площадь производственной площадки «РУСТ 95»

5 м

в высоту и 2 тонн веса достигают отдельные изделия

ФАКТЫ

1800

ТОНН

отливок в год – совокупная мощность литейного производства

Литейный цех включает ряд подразделений, в том числе подразделение цветного литья, обеспечивающее арматуру производства «РУСТ 95» деталями собственных приводных устройств. Производство оснащено оборудованием, позволяющим подразделениям наших цехов выпускать отливки любой степени сложности. Применение электрошлакового переплава дает возможность получать высокое металлургическое качество металла, свободный от вредных примесей плотный слиток. Кроме того, немногие предприятия в России берутся производить сплавы, близкие по свойствам к зарубежным аналогам, а мы имеем такую возможность.

Одно из технологических подразделений предприятия, участок производства уплотнений, выпускает изделия из резины и пластика. Так как продукция уникальна, найти стандартные готовые комплектующие невозможно. Поэтому предприятие закупило оборудование и начало выпуск собственных комплектующих.

– Для этого нужна серьезная научная составляющая.

– Наукоемкость изначально заложена в ДНК нашего предприятия. Основатель «РУСТ 95» – заведующий кафедрой автоматизации РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина профессор Логинов Владимир Иванович. В 90-х годах компания началась с организованной им конструкторской группы, чьи разработки оказались настолько востребованы, что потребовалась организация производства. И сейчас в структуре компании есть и конструкторское бюро, и инжиниринговое подразделение. Кроме того, мы сотрудничаем с научно-исследовательскими и проектными институтами, занятыми в нефтегазовой сфере. Их порядка пятисот по всей стране. Для усиления этого направления я принял решение создать специальный отдел по работе с институтами. Сегодня специалисты этого подразделения находятся в непосредственном контакте с учеными и проектировщиками, ведь наше предприятие выпускает не массовую, а скорее, эксклюзивную продукцию. А уже наши конструкторы разрабатывают изделия и адаптируют их под существующие технологические линии заказчика, и в каждой детали, выпускаемой нашим предприятием, есть труд инженеров и конструкторов. Оборудование, производимое «РУСТ 95», технологически довольно сложное, а от его надежности зависит безопасность. Ошибка в конструкции или брак могут нанести серьезный вред людям и окружающей среде. Каждая партия, а в некоторых случаях и каждая единица товара, проходит лабораторный контроль.

Для обеспечения контроля качества продукции работает служба ОТК, есть лаборатория разрушающего и неразрушающего контроля, где применяются все современные технологии: ультразвук, магнитопорошковые и капиллярные проникающие вещества.

– «РУСТ 95» – предприятие полного производственного цикла, и это, безусловно, одно из ключевых преимуществ. А за счет чего еще вы повышаете конкурентоспособность?

– Во-первых, мы постоянно перестраиваемся. Мы ищем нестандартные решения, ловим волну. Мы пересмотрели коммерческую политику, отказавшись от дилерских структур, чтобы стать более гибкими, не терять маржу и быть ближе к заказчику, напрямую общаться с нефтегазовыми компаниями.

Во-вторых, мы не зависим от иностранных производителей. Я всегда был против работы с зарубежными поставщиками. Мы получали много предложений заключить договор с итальянцами или китайцами. Но технологическая цепочка нашего предприятия подразумевает работу здесь и сейчас, поэтому мы стараемся оптимизировать закупки и не используем зарубежные компоненты. Даже в выборе лакокрасочных материалов мы отдаем предпочтение российским производителям.

– Какие предприятия в основном используют ваше оборудование?

– Например, наше оборудование установлено на промышленных объектах «Газпрома», который предъявляет очень высокие требования к качеству, и продукция «РУСТ 95» этим требованиям соответствует. Также его применяют на НПЗ и ГПЗ. Перерабатывающие предприятия традиционно предпочитают иностранное оборудование, но когда возникали перебои с поставками, то они обращались к нам и получали эквивалентное замещение без потерь в качестве и цене.

– С какими трудностями приходится сталкиваться сегодня и вызывают ли какие-то тенденции опасения?

– Как и большинство компаний, мы работаем на постоплате. Хотелось бы, чтобы наши основные заказчики – нефтегазовые компании – уменьшили сроки отсрочки платежа. Кроме того, есть некоторые сложности в работе с банками, от которых малый и средний бизнес ожидает большей лояльности и внимательности, в частности это касается сроков рассмотрения просьб.

Опасения могут быть связаны только с положением иностранных компаний в России. Рынок есть рынок и мы видим плюсы в том, что зарубежные производители стали менее активны или ослабили свои позиции за счет скачка курса валют и повсеместного импортозамещения. В то же время в сложившихся условиях существует вероятность, что российский рынок откроется для азиатских стран, их продукция более дешевая, и, воспользовавшись ситуацией, на рынок может зайти любая недобросовестная компания.

– Сложно загадывать на будущее, но что Вы можете сказать о ближайших планах компании, ее месте на рынке?

– Могу сказать, что мы сильны в нашей сегодняшней номенклатуре, где нам удавалось конкурировать с иностранцами, мы подошли к производству облегченной арматуры, усиливаем сервисное направление, а также смотрим на новые направления, связанные с электроникой.

Сегодня «РУСТ 95» ориентирован на арматуростроение, и в будущем мы продолжим развивать это направление, где планируем освоить много новых позиций. Традиционно предприятие производило в основном тяжелую, сложную арматуру, но, изучив рынок, мы увидели большой интерес к так называемому сегменту «easy lite» (легкая арматура) и уже в этом году начнем поставки этой продукции.

Также в планах на ближайшую перспективу выделить сервис и ремонт в отдельное направление. Еще недавно мы обеспечивали сервис только оборудования «РУСТ 95», но в последние два года к нам стали обращаться с просьбами произвести сервисную поддержку

стороннего оборудования. Пока в общей выручке сервис составляет 7,5 %, но в этом году мы должны заметно увеличить эту цифру.

Есть еще идея, касающаяся подготовки кадров, – создание обучающего центра, как мы называем, «Колледжа будущего». Проблема квалифицированных кадров, знающих производственные процессы не только в теории, но и на практике, остро стоит для многих предприятий отрасли, в том числе и для крупных нефтяных компаний, которые обращаются к нам с просьбой помочь их сотрудникам освоить особенности работы с современной арматурой. Моя идея заключается в том, чтобы на нашей производственной площадке наши специалисты обучали молодых работников компаний-заказчиков. В перспективе это улучшит в индустрии знание номенклатуры, возможностей и особенностей арматуры. Сегодня мы начали строить такой колледж, а в перспективе хотим заключить договор с Минобрнауки и разработать программу, по которой специалисты будут проходить укороченный курс.

В целом, я надеюсь, что строительные проекты в нефтегазовом комплексе России не будут заморожены, тогда мы не только сохраним свою позицию на рынке. Не все компании смогут перестроиться и использовать появившиеся возможности. Если это произойдет, то мы, возможно, и увеличим нашу долю за счет ушедших с рынка иностранных предприятий. Ретроспективный анализ четко обозначает тенденцию к росту нашего производства. Мы качественно изменились за последние пять лет, изменили структуру бизнеса, стали открывать новые направления. Прошлый год стал лучшим для нашей компании, и мы намерены воплотить в жизнь все свои планы, и не исключаю, что кризис в этом только поможет.

ФАКТЫ

15 ТЫС.

изделий производится на цехах «РУСТ 95»

KEYWORDS: *pipeline fittings, import substitution, full production cycle, foundry, oil and gas equipment.*

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ при бурении скважин

УДК 622.24.057.29

АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ПРОБЛЕМУ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, СВЯЗАННЫМИ С ВЗРЫВООПАСНЫМИ ГАЗАМИ И ПАРАМИ, А ИМЕННО, ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ; ПРОВОДЯТ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТОК, ВЫЯВЛЯЯ ПРЕИМУЩЕСТВА РАССМАТРИВАЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE CONSIDER THE PROBLEM OF CONSTANT MONITORING OF TECHNOLOGICAL PROCESSES CONNECTED WITH EXPLOSIVE GASES AND VAPORS, SPECIFICALLY THE USE OF GAS ANALYZERS; THEY CONDUCT A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT, IDENTIFYING THE ADVANTAGES OF THE PROPOSED TECHNOLOGIES

Ключевые слова: *бурение, контроль за производственным процессом, взрывоопасные газы и пары, газоанализатор, контрольно-измерительные приборы.*

Косенков Александр Денисович
студент

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

Щербакова Ксения Олеговна
преподаватель кафедры СТБС

Овезов Батыр Аннамухаммедович
старший преподаватель кафедры СТБС

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

В процессе бурения скважин могут возникать различного рода аварии, в том числе связанные со сбоями технологических процессов.

Стоит отметить, что станция геолого-технологического исследования (ГТИ) должна располагаться от устья скважины на расстоянии не ближе, чем величина высоты вышки с добавлением еще десяти метров. Таким образом, промежуток времени от отбора пробы до начала анализа составляет несколько минут (2–3 минуты при наличии в станции ГТИ высокопроизводительного насоса).

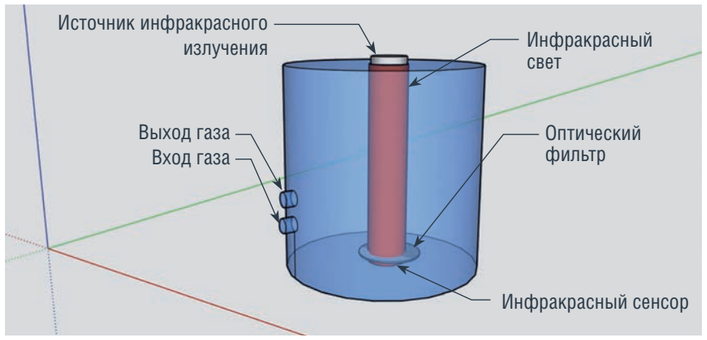
К наиболее часто встречающимся проблемам службы ГТИ организационно-технического плана можно отнести:

- большое расстояние от устья скважины до станции ГТИ;
- газовоздушная смесь транспортируется в станцию ГТИ по ГВЛ. Время от отбора пробы до начала анализа составляет несколько минут;
- оборудование станции ГТИ требует периодической профилактики и технического обслуживания;
- низкие расценки на производство работ приводят к нехватке средств для поддержания работоспособности станций, а также к огромной текучести кадров;
- время анализа одной пробы в современных хроматографах станций ГТИ составляет несколько минут.

Несмотря на то, что современные газовые хроматографы станций ГТИ обеспечивают высокую точность измерений, их принцип действия основан на последовательном разделении многокомпонентной газовой смеси на индивидуальные составляющие. Это достигается в результате различной адсорбционной способности компонентов газовой смеси. В результате время анализа одной пробы в современных хроматографах составляет несколько минут [2]. Решением этой проблемы может стать применение оптических инфракрасных газоанализаторов.

Данный принцип измерения основан на том известном факте, что многие газы поглощают инфракрасные лучи и каждый из этих газов имеет определенный спектр поглощения.

РИС. 1. Модель оптического инфракрасного газоанализатора



Сенсор состоит из источника ИК-света и датчика, между которыми установлены оптический фильтр и измерительная ячейка. Поступая в измерительную ячейку, газ поглощает некоторое количество инфракрасного света, а датчик при этом фиксирует снижение интенсивности поступающего ИК-света и на базе известной зависимости (калибровочной кривой) генерирует выходной сигнал [5].

Оптический детектор обеспечивает нечувствительность газоанализатора к загрязнению оптики и старению излучателя и позволяет генерировать сигнал необходимости проведения технического обслуживания.

Большая часть горючих газов, выделяющихся при бурении скважин на нефть и газ, являются углеводородами. Углеводороды поглощают излучение в определенном диапазоне длин волн, приблизительно от 3,3 до 3,5 мкм. При этом азот и кислород, составляющие основу окружающего нас воздуха, излучение с данными длинами волн не поглощают. Поэтому именно эта длина волны используется в оптических инфракрасных газоанализаторах углеводородных газов.

Кристалл измерительного детектора принимает только излучение с длиной волны 3,4 мкм, а опорный детектор 4,0 мкм. Углеводородные газы не поглощают излучение с длиной волны 4,0 мкм, поэтому опорный детектор обеспечивает нечувствительность газоанализатора к загрязнению оптики и старению излучателя, позволяет генерировать сигнал необходимости проведения технического обслуживания.

Нечувствительность к полимеризирующимся и коррозийным веществам и отравителям катализа является одним из важнейших преимуществ. Также, возможность обнаружения газов в бескислородной атмосфере и в атмосфере с низким содержанием кислорода и нечувствительность к водороду и дисульфиду углерода делает данный прибор более универсальным в использовании. А повышенная отказоустойчивость, нечувствительность к скорости потока газа и долговременная стабильность показаний позволяет проводить измерения там, где ранее это было затруднительно.

Газоанализатор представляет собой небольшой прибор, вес которого составляет всего несколько килограммов [4].

Газоанализатор не требует специального постоянного обслуживания. Он требует лишь периодического контроля за состояниями систем.

Все это становится возможным благодаря прогрессивной электронике. В то же время задача может быть упрощена с помощью ручного управляющего модуля [3].

Главной задачей данной работы стало нахождение наиболее подходящего и универсального метода постоянного отслеживания концентрации довзрывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов и паров.

Датчики ПДК (газоанализаторы) вредных веществ следует устанавливать в рабочей зоне на открытых площадках объектов бурения, добычи, технологических установок промысловой подготовки и транспорта нефти и газа, переработки газа и открытых БКУ, где есть источники возможного выделения газов и паров, относящихся по степени воздействия на организм человека [1].

Измерительную головку следует устанавливать в надлежащем месте, которое обеспечивает максимальную защиту. Вокруг газоизмерительной головки должна быть обеспечена свободная циркуляция воздуха.

Газоизмерительную головку следует устанавливать как можно ближе к месту возможной утечки газа: выше точки возможной утечки при контроле газов или паров легче воздуха и как можно ближе к земле при контроле газов и паров тяжелее воздуха. Следует принимать во внимание условия циркуляции воздуха, характерные для данной зоны. Газоизмерительную головку нужно устанавливать в месте, где ожидается самая высокая концентрация газа.

РИС. 2. Схема оптического инфракрасного газоанализатора

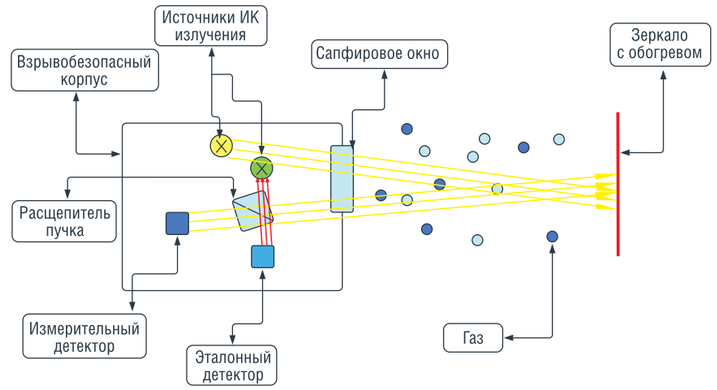
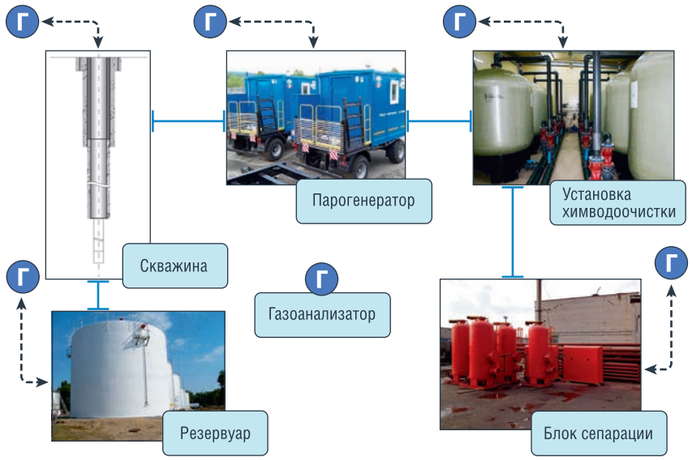


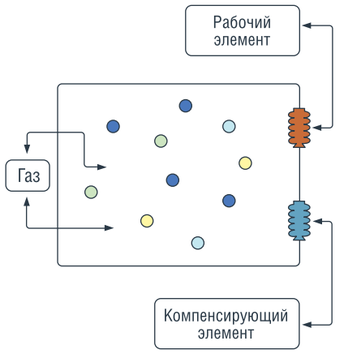
РИС. 3. Возможные места установки газоанализатора



Большой проблемой инфракрасного газоанализатора является то, что он не имеет возможности детектировать газы, которые не поглощают ИК-излучения. Таковыми являются, например, водород, кислород, азот, хлор и одноатомные газы. Чтобы найти решение этой проблемы, можно обратить внимание на принцип работы термокаталитического газоанализатора [6].

Он основан на вычислении количества тепла, выделяемого при сгорании горючего газа или паров в катализаторе. Датчик состоит из двух чувствительных элементов – рабочего и компенсирующего. Рабочий элемент представляет собой спираль из драгоценного металла (как правило, платины) и катализатора, чувствительного к горючим газам. Воздушная смесь, содержащая горючий газ, вступает в реакцию

РИС. 4. Принцип работы термокаталитического газоанализатора



с катализатором, увеличивая температуру элемента, и, как следствие, приводит к изменению электрического сопротивления спирали в почти линейной зависимости от концентрации газа. Компенсирующий элемент состоит из платиновой спирали и стекла, которое не обладает чувствительностью к горючим газам, и предназначен для компенсации окружающих условий [7].

Внедрив данную систему в оптический детектор, мы получим универсальный газоанализатор, способный детектировать разного рода газы с одинаковой эффективностью.

Также существенным недостатком оптического газоанализатора является температурный режим, более узкий по сравнению с датчиками иного принципа действия. Необходимо подобрать такой материал корпуса, который позволит использовать детектор в самых суровых условиях эксплуатации. При выборе стали было учтено несколько характеристик и выдвинуты некоторые условия к составу [8].

В состав стали должен входить молибден, который способен защитить от разрушения в морской воде и парах уксусной кислоты. Также необходимо присутствие сплава железа и хрома, который образует на поверхности стали защитный слой, устойчивый к механическим и химическим воздействиям. Основополагающими элементами являются никель и титан. Первый отвечает за коррозийную стойкость, высокую прочность и пластичность. Второй же позволяет избежать межкристаллитной коррозии.

Данным условиям подходит сталь марки 316 L. Эта сталь устойчива к коррозии в агрессивных средах, а также к большинству внешних воздействий. Сталь 316 L имеет свойство сохранять целостность структуры при повышении и понижении температур. Эта нержавеющая сталь отлично показывает себя в сернокислотной среде, при оказании влияния на сплав органическими, фосфорными, жирными кислотами.

Данная марка стали, благодаря своим антикоррозийным показателям и механической прочности, применяется во многих промышленных отраслях.

Результаты данного исследования могут быть использованы непосредственно на практике в ближайшее время, начав обеспечивать беспрерывный контроль, так как чем быстрее и точнее измеряется концентрация газа, тем быстрее могут быть приняты меры, обеспечивающие безопасность объекта. ●

Литература

1. *Махмутов Ш.Я. Применение газочувствительных датчиков при бурении нефтегазовых скважин: научная статья по теме / Ш.Я. Махмутов, А.В. Соколов: Москва, 2007. – 32 с. – ISSN: 2072-4799.*
2. *Латышенко, К.П. Технические измерения и приборы в 2 т. Том 1 в 2 кн. Книга 2: учебник для академического бакалавриата / К.П. Латышенко. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва: Издательство Юрайт, 2019. – 259 с. – (Университеты России). – ISBN 978-5-534-04193-4.*
3. *Техническое руководство к газоанализатору Drager PIR 7000/ Drager PIR 7200 – Germany: Dräger Safety AG & Co. KGaA, 2008. – 114 с. – 90 23 886.*
4. *Техническое руководство к газоанализатору Drager Polytron 2IR – Germany: Dräger Safety AG & Co. KGaA, 2005. – 72 с. – 90 23 592.*
5. *Руководство по эксплуатации газоанализатора стационарного со сменными сенсорами ССС-903 – Электростандарт Прибор – 44 с.*
6. *Датчики загазованности воздуха рабочей зоны – Emerson – 20 с.*
7. *Хаматдинова, А.В. Приборный контроль состояния газовоздушной среды на предприятиях нефтепереработки: журнал «Технологии техносферной безопасности», выпуск № 4 / А.В. Хаматдинова, О.В. Смородова. – Москва, 2015. – 7 с.*
8. *РД 52.04.59-85. Охрана природы. Атмосфера. Требования к контролю промышленных выбросов.*

KEYWORDS: *drilling, production process control, explosive gases and vapors, gas analyzer, control and measuring devices.*

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

РЕКЛАМА

Факультет АВТОМАТИКИ И ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ

готовит специалистов в области математического и компьютерного моделирования, автоматизированных информационных, информационно-измерительных и электротехнических систем и комплексов, проектирования средств вычислительной техники и систем автоматизации и управления

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ **В БАКАЛАВРИАТЕ** по направлениям:

«Прикладная математика»

Профиль Математическое моделирование в технике и экономике

«Информатика и вычислительная техника»

Профиль Автоматизированные системы обработки информации и управления

Профиль Интегрированные автоматизированные информационные системы

«Приборостроение»

Профиль Интеллектуальные информационные системы

«Электроэнергетика и электротехника»

Профиль Электропривод и автоматика

«Управление в технических системах»

Профиль Системы и средства автоматизации технологических процессов

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ **В МАГИСТРАТУРЕ** по направлениям:

«Прикладная математика»

Программа Анализ данных и компьютерное моделирование* **(вечерняя форма обучения)**

Программа Математическое моделирование в нефтегазовой отрасли

«Информатика и вычислительная техника»

Программа Автоматизированные системы диспетчерского управления в нефтегазовом комплексе*

Программа Информационные технологии организационно-экономического управления в нефтегазовом комплексе*

Программа Киберфизические системы и технологии управления нефтегазовыми объектами*

«Приборостроение»

Программа Информационно- измерительные системы в нефтегазовой отрасли*

«Электроэнергетика и электротехника»

Программа Автоматизированные электромеханические комплексы и системы нефтегазовой промышленности*

«Управление в технических системах»

Программа Системы управления технологическими процессами на предприятиях нефтегазового комплекса*

Символом «*» отмечены программы, на которые объявлен набор в 2022/2023 учебном году

АКАДЕМИЧЕСКИЕ КАФЕДРЫ

- автоматизации технологических процессов
- прикладной математики и компьютерного моделирования
- автоматизированных систем управления
- теоретической электротехники и электрификации нефтяной и газовой промышленности
- информационно-измерительных систем
- информатики
- высшей математики

КОНТАКТЫ

119991, г.Москва, Ленинский проспект, дом 65
+7 (499) 507-81-20
aivtdec@gubkin.ru

КРУПНАЯ РОССИЙСКАЯ КОРПОРАЦИЯ: работа в Заполярье

Зажигин Андрей Леонидович
заместитель генерального директора АО «Трест Коксохиммонтаж»

УДК 625.4

БОЛЕЕ 70 % ТЕРРИТОРИИ НАШЕЙ СТРАНЫ РАСПОЛОЖЕНО В ВЫСОКИХ ШИРОТАХ. ИНТЕРЕС К ОСВОЕНИЮ ЭТИХ ТЕРРИТОРИЙ, ПРОДИКТОВАННЫЙ В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ РЕСУРСАМИ, СОСРЕДОТОЧЕННЫМИ В НЕДРАХ АРКТИЧЕСКИХ ЗЕМЕЛЬ И МОРЕЙ, РОССИЙСКИЕ ПРОМЫШЛЕННИКИ НАЧАЛИ ПРОЯВЛЯТЬ НЕСКОЛЬКО СТОЛЕТИЙ НАЗАД. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТИКА ОСВОЕНИЯ ЗАПОЛЯРЬЯ ЧЕТКО СФОРМУЛИРОВАНА И РЕАЛИЗУЕТСЯ ВЫСОКИМИ ТЕМПАМИ. ЗА ПОЛЯРНЫМ КРУГОМ СТРОЯТСЯ ЗАВОДЫ, ПОРТЫ, ТЕРМИНАЛЫ И ДРУГИЕ ОБЪЕКТЫ ИНФРАСТРУКТУРЫ. ОБ ОСОБЕННОСТЯХ СТРОИТЕЛЬСТВА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РАССКАЗЫВАЕТ ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА АО «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» АНДРЕЙ ЗАЖИГИН

MORE THAN 70% OF THE TERRITORY OF OUR COUNTRY IS LOCATED IN HIGH LATITUDES. INTEREST IN THE DEVELOPMENT OF THESE TERRITORIES, DICTATED PRIMARILY BY THE RESOURCES CONCENTRATED IN THE EARTH DEPTHS OF THE ARCTIC LANDS AND SEAS, RUSSIAN INDUSTRIALISTS BEGAN TO SHOW SEVERAL CENTURIES AGO. THE STATE POLICY FOR THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC CIRCLE IS CLEARLY FORMULATED AND IS BEING IMPLEMENTED AT HIGH RATES. FACTORIES, PORTS, TERMINALS AND OTHER INFRASTRUCTURE FACILITIES ARE BEING BUILT BEYOND THE ARCTIC CIRCLE. ANDREY ZAZHIGIN, DEPUTY GENERAL DIRECTOR OF TREST KOKSOKHIMMONTAZH JSC, TALKS ABOUT THE SPECIFICS OF CONSTRUCTION IN THE ARCTIC ZONE

Ключевые слова: *Арктика, инфраструктура, строительство, промышленные объекты, нефтегазовое месторождение, крупная российская корпорация АО «Трест Коксохиммонтаж».*

Индустриальное строительство в Заполярье – высокий темп при продуманной логистике

Строительство в Заполярье, будь то хозяйственные или административные сооружения, не говоря уже о сложных высокотехнологичных промышленных объектах, сопряжено с рядом особенностей. География, экология, климат региона задают не только специфику работ, но и предъявляют повышенные требования к компетенции и опыту строительных организаций.

«Трест Коксохиммонтаж» является одним из основных заполярных строителей, реализовавший более двадцати пяти проектов в этих широтах. Сегодня предприятие продолжает строить совершенно различные по технологиям объекты в Заполярье, среди которых:

- Проект «Ямал-СПГ»,
- Новопортовское газовое месторождение,
- Порт Сабетта,
- Нефтеперекачивающая станция в Пурпе,
- Ярудейское нефтяное месторождение,
- Харбейское нефтегазоконденсатное месторождение,
- Северо-Русское месторождение,
- Яро-Яхинское нефтегазоконденсатное месторождение,
- Ванкорское нефтегазовое месторождение.

Погода – важный фактор

Все эти объекты расположены в регионе, где температура может опускаться ниже -60 °С, а период комфортного строительства длится всего несколько месяцев. Уже с осени из-за холодов и сильного ветра, достигающего 15–20 м/с, часть времени техника простаивает. С ноября по март в распоряжении строителей только 50 % активных дней. Предприятия, работающие в таких условиях, хорошо знакомы с этими нюансами и выстраивают свою работу так, чтобы максимально эффективно использовать каждый рабочий час.

Работу затрудняет также логистика – это еще один фактор, определяющий характер северных строек. Завоз оборудования и материалов возможен летом во время навигации и по зимним автодорогам.

Летний сезон принято отсчитывать с момента таяния льда, что происходит не раньше июля. Но уже через пару месяцев, в конце сентября, начинается шуга – период, предшествующий ледоставу, когда температура колеблется в пределах плюс два – минус два градуса. В это время льда еще нет, но навигация прекращается, так как шуга забивает корабельные винты, что делает невозможным перемещение грузов. По зимним автодорогам возможна транспортировка материалов и оборудования с декабря по апрель, но в это время сроки доставки сильно зависят от температуры и погодных условий.

Во многих местах в Арктике уже есть выстроенные логистические схемы. Подвоз грузов для проектов «Арктик СПГ-2» и «Ямал СПГ» зимой возможен только на судах в сопровождении ледокольного флота. Кораблей, построенных еще в советские времена, не хватает. Сегодня уже строятся новые суда ледокольного класса, но до момента их схода с верфи потребуется время. В соответствии с указом президента к 2024 г. транспортировку грузов по СМП необходимо довести до 80 млн т в год. Таким образом, что касается деятельности нефтегазовых компаний – строительство заводов, освоение месторождений, – было отработано достаточно оперативно, но развитие транспортной инфраструктуры пока отстает. Такая специфика логистических операций накладывает серьезные ограничения на деятельность строительных компаний.

Кадры решают все

Сегодня на северных стройках трудится порядка пятидесяти тысяч работников. Работа за семидесятой параллелью строится по вахтовому принципу: смена длится два месяца, отдых – один. Вопрос, касающийся сотрудников рабочих специальностей, очень непростой, в отличие от инженерно-технических кадров, система обучения и повышения квалификации которых выстроена годами. Состав инженерно-технических работников, как правило, формируется еще на стадии обучения в профильных вузах или из линейных сотрудников, например бригадиров, которые в действующих условиях реальных производств под присмотром опытных наставников превращаются в настоящих профессионалов.

Стать «своим» в Арктике способен не каждый, но, если человек едет на вторую вахту, значит, он стал специалистом в своем деле, адаптировался к специфике климата и деятельности. Тем более зарплата существенно выше, чем в других регионах, и примерно 70–80 % работающих в Арктике ездят туда постоянно. Ситуация с отсутствием дефицита специалистов последовательно улучшается.

Арктика диктует технологии

Логика северного строительства стимулирует быстрое возведение и запуск объектов. Там, где это возможно, применяется крупноблочное строительство. Сборные модульные конструкции привозят уже в готовом виде и монтируют. Достаточно широко это практикуется на проекте «Ямал СПГ», в порту Сабетта, где есть возможность перевозить груз своими кораблями. И даже на тех месторождениях, где логистика хуже и нет возможности использовать крупногруз, заказчики предпочитают максимальную поставку, потому что затраты на севере значительно выше за счет перелетов, проживания, питания, зарплаты, чем в заводских условиях центральной полосы России.

Экологические стандарты за вторсырье

Хрупкость арктической экосистемы и мировые экологические стандарты предписывают вести любую хозяйственную деятельность в регионе самым бережным способом. «Трест Коксохиммонтаж» уделяет экологическим вопросам пристальное внимание. Для утилизации отходов покупают специальные камеры, в которых уничтожаются твердые отходы, а то, что не подлежит сжиганию, вывозится.

Сегодня потребление и отведение воды, используемой в процессе строительства, происходит по принципу замкнутого цикла. Этот принцип предполагает очищение и повторное использование воды хозяйственно-бытового назначения. А производственную воду после очистки сооружений повторно запускают в производство и используют, например, в приготовлении бетона. Вторичному использованию воды в «Трест Коксохиммонтаж» нашли еще одно необычное применение: для строительства промышленных объектов в компании используют тяжелую технику. Конечно, такая техника передвигается не по асфальтированным, а по грунтовым дорогам. Чтобы избежать чрезмерного запыления прибегли к такому приему, как орошение дорог. Кроме того, повторно воду используют в приготовлении паров. Компания располагает несколькими ППУ (установки по производству паров). В зимнее время этими парами очищают снег, наледь с трубопроводов и строительных элементов.

Забота об экологии – это необходимость, следовать которой заставляют не только модные тенденции. Российское и международное законодательство строго регламентирует деятельность предприятий, работающих в особых климатических зонах. Кроме того, в «Тресте Коксохиммонтаж» заботу об экологии считают одним из первых приоритетов и ключевым фактором развития современного предприятия. Без экологической повестки современным предприятиям трудно претендовать на крупные объекты и конкурировать на российском рынке. Тренд на экологичность будет востребован и дальше. Наша задача – внедрить зеленые технологии как базу любой стройки и сохранить первозданность экологического состояния и климата Заполярья. ●

Keywords: *Arctic, infrastructure, construction, industrial facilities, oil and gas field.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

13–16 мая

Международная выставка

Нефть, газ и нефтехимия Ирана

Iran oil show

Иран, г. Тегеран

18–20 мая

24-я Узбекистанская международная выставка и конференция

Нефть и газ / OGU 2022

г. Ташкент, Узбекистан

23–27 мая

22-я Международная специализированная выставка

Оборудование, приборы и инструменты для металлообрабатывающей промышленности

г. Москва

24–25 мая

Конференция

Российский рынок промышленных ЛКМ

г. Санкт-Петербург

24–27 мая

Российский нефтегазохимический форум и 30-я Юбилейная международная специализированная выставка

Газ. Нефть. Технологии

г. Уфа

26 мая

11-я конференция

Строительство в нефтегазовом комплексе

Нефтегазстрой-2022

г. Москва

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

с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ

с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ

В гармонии **с природой**

РЕКЛАМА

КАРТА РОССИЙСКОЙ СПГ-ОТРАСЛИ 2022

УДК 665.72; 338

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ВВЕДЕНО МНОЖЕСТВО ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ). В ТЕЧЕНИЕ 2021 ГОДА РОССИЙСКАЯ СПГ-ОТРАСЛЬ ВПЕРВЫЕ В ИСТОРИИ ПОЛУЧИЛА ЧЕТКИЕ ЦЕЛЕУКАЗАНИЯ КАК КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ, ТАК И КАЧЕСТВЕННЫЕ. ФАКТИЧЕСКИ МОЖНО ГОВОРИТЬ О ТОМ, ЧТО РОССИЙСКАЯ СПГ ОТРАСЛЬ СФОРМИРОВАЛАСЬ КАК САМОСТОЯТЕЛЬНЫЙ И РАВНОПРАВНЫЙ СЕГМЕНТ РОССИЙСКОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

IN RECENT YEARS, MANY FACILITIES FOR THE CONSTRUCTION AND UTILIZATION OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) HAVE BEEN INTRODUCED IN THE RUSSIAN FEDERATION. DURING 2021, FOR THE FIRST TIME IN HISTORY, RUSSIAN LNG RECEIVED CLEAR TARGET DESIGNATIONS, BOTH QUANTITATIVE AND QUALITATIVE. WE CAN SAY THAT THE RUSSIAN LNG HAS RECEIVED THE STATUS OF AN INDEPENDENT AND EQUAL SEGMENT OF THE RUSSIAN GAS INDUSTRY

Ключевые слова: *мощности по производству СПГ, газомоторное топливо, компримированный природный газ, СПГ-бункеровка, автономная газификация.*

Климентьев Александр Юрьевич

советник Постоянного представительства Республики Саха (Якутия) при Президенте Российской Федерации, эксперт WWF по СПГ для Арктической зоны, член Экспертного совета Российского газового общества, руководитель экспертной группы «СПГ и газохимия»

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 645 от 26 октября 2020 года «О стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» высокая доля локальной генерации на основе дизельного топлива была отнесена к угрозам национальной безопасности страны. В качества ответа на данные угрозы рассматриваются ВИЭ, местные энергоносители и СПГ.

Развитие проектов различного масштаба и в различных частях страны требует пространственного и временного анализа с целью определения тенденций развития отрасли.

В последние три года были созданы и развиваются инструменты, позволяющие решить данную задачу:

1. Форсайты развития российской СПГ отрасли[1];

2. Инструменты экспресс-оценки производства, транспортировки и использования СПГ – «Калькулятор СПГ. ПРОИЗВОДСТВО», «Калькулятор СПГ. ЛОГИСТИКА», «Калькулятор СПГ. ПОТРЕБЛЕНИЕ», разработанные Национальной ассоциацией СПГ.

3. СПГ-карта и справочные материалы являются относительно новым, но системным и востребованным инструментом, позволяющим определить тенденции развития отрасли.

В ходе реализации проекта СПГ-отрасль представлена в картографическом формате, приведены основные показатели СПГ-проектов, включая различные сегменты производства СПГ, использование СПГ в качестве газомоторного топлива, автономной газификации. Приведены данные по действующим заводам, проектам, находящимся в стадии реализации, а также по планируемым проектам.

[1] *«Апрельские тезисы российского СПГ», А.Ю. Климентьев, Нефть и Капитал № 5 2019. «Российский СПГ. Великий почин», А.Ю. Климентьев, Нефть и Капитал № 12 2020. «Глобальные амбиции российского СПГ. Вопрос о мире», А.Ю. Климентьев, Нефть и Капитал № 10 2021.*

ТАБЛИЦА 1. Система стратегического планирования развития СПГ-отрасли Российской Федерации

«Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года» (9 июня 2020 г. № 1523-Р)					
Развитие рынков использования СПГ			Производственные показатели		
«План развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 года» (21 декабря 2019 г. № 3120-р)	«Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» (26 октября 2020 г. № 645)	«Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года» (27 ноября 2021 г. № 3363-р)	«Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации» (16 марта 2021 г. № 640-р)	«Генеральная схема развития газовой отрасли Российской Федерации на период до 2035 года» (одобрена на заседании Правительства 13 мая 2021 года)	«План мероприятий по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года» (13 февраля 2021 г. № 350-р)
Определяет развитие инфраструктуры использования сжиженного природного газа в акватории Северного морского пути и прибрежных территориях	Сжиженный природный газ (СПГ), ВИЭ и местные виды топлив определены в качестве энергоносителей для локальной генерации	Применение СПГ определено в качестве приоритетного метода для снижения выбросов парниковых газов. В 2030 году потребление СПГ на транспорте (кроме водного) составит от 0,95 до 3,75 млн т (12 % – ж/д, 88 % – автотранспорт). Доля СПГ для морского транспорта составит 10 %	Определение географической структуры размещения производства и потребления СПГ. Определены целевые показатели различных сегментов отрасли	Детализированы показатели Энергостратегии-2035. Проведена оценка потребности в капитальных вложениях 3–7,8 трлн ₽ до 2025 года	Установлены целевые показатели производства малотоннажного СПГ и развития инфраструктуры криоАЗС

Классификация проектов и объектов

В СПГ-карту 2022 включены объекты и проекты отрасли СПГ в области производства, транспортировки и использования СПГ для автономного энергоснабжения и в качестве газомоторного топлива.

Проекты в отрасли производства СПГ по статусу проекта разделяются на три категории (таблица 2).

ТАБЛИЦА 2. Категории проектов СПГ по статусу

Категория	Статус проекта
действующие проекты	проекты, строительство которых завершено, объекты введены в эксплуатацию
активные (строящиеся или в стадии реализации) проекты	проекты, находящиеся на стадиях проект, строительство, пусконаладочные работы
заявленные проекты	информация о проекте получена от владельцев проекта, опубликована в публичном пространстве и в Интернете, проект может находиться на предпроектной стадии, но точные параметры и сроки реализации не определены

Классификация СПГ проектов по размеру проекта основывается на нескольких показателях, описывающих объем производства, целевые рынки и способы распределения СПГ с производства к потребителю.

Малотоннажные заводы

За 2021 год малотоннажный сегмент российской СПГ-отрасли впервые получил численные показатели развития, были определены ключевые направления развития отрасли и снятия административных барьеров, позволяющих снизить капитальные вложения в объекты МТСПГ.

В 2021 году в рамках реализации «Плана мероприятий по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года», утвержденного Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2021 г. № 350-р, были существенно увеличены показатели малотоннажных объектов СПГ. С осени 2021 года нормы российского регулирования относят к малотоннажным заводам производственные объекты, мощность которых не превышает 20 т/ч (на основании приказа Минэнерго России от 15 октября

ТАБЛИЦА 3. Классификация СПГ проектов по размеру

	Малотоннажный	Среднетоннажный	Крупнотоннажный
Источник сырья	Газораспределительные сети • малые и средние месторождения биогаз, газ угольных пластов, синтетический газ	Газораспределительные сети • крупные месторождения	Интеграция с проектами добычи на крупных и уникальных месторождениях газа • национальная газовая сеть
Объем производства	< 160 тыс. т	< 2 млн т	> 2 млн т
Технологические решения	Детандеры • дроссельные и эжекторные системы • азотный цикл • смесевые хладагенты	Смесевые хладагенты • азотный цикл	Многокомпонентные смесевые хладагенты
Технология транспортировки	Автоцистерны • цистерны-контейнеры • ж/д цистерны	Автоцистерны • цистерны-контейнеры • газовозы до 170 тыс. м^3	Крупные газовозы до 260 тыс. м^3 классов Q-Max, Q-Flex, Yamalmax
Потребители	Мелкий опт • розничные покупатели	Операторы нишевых рынков • агрегаторы	Национальные газовые и энергетические компании • агрегаторы

ТАБЛИЦА 4. Проекты МТСПГ: события 2021 г. и прогноз на 2022 г.

Основные события 2021 года	Ожидаемые события 2022 года
• изменение критериев малотоннажного СПГ; • запуск малотоннажных производства СПГ в Челябинске (АО «Русская медная компания») и Владивостоке (ООО «Газпром гелий сервис»); • тестовая перевозка СПГ Новокузнецк – Якутия на расстояние около 4000 км (АО «Криогаз»); • первая мультимодальная поставка малотоннажного СПГ в Китай (ООО «Сибирь-Энерго»)	• запуск четырех КСПГ (КСПГ «Тобольск», КСПГ «Сахалин» (расширение), «Аврора СПГ Владивосток», «Газпром ГМТ); • расширение географических рынков сбыта; • развитие производства цистерн-контейнеров на территории России

2021 года № 1090), а масса хранимого СПГ не превышает 1500 тонн, избыточное давление в криогенных резервуаров не более 1,6 МПа.

Мощности малотоннажных производств СПГ в России стабильно растут и имеющиеся планы по использованию СПГ в качестве газомоторного топлива и для автономной газификации позволяют России стать одним из мировых лидеров по развитию сектора малотоннажного СПГ.

В настоящее время в Российской Федерации построены 17 малотоннажных заводов общей установленной мощностью более 248 тыс. т, производство на которых по итогам 2021 года превысило 120 тыс. т.

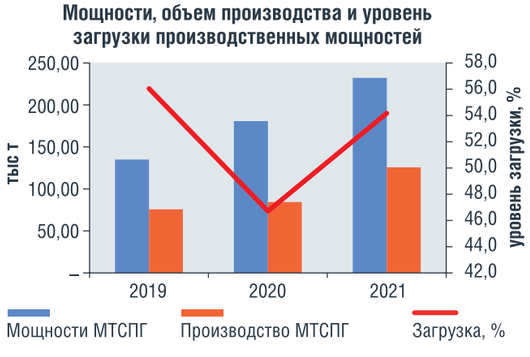
Российские технологии производства СПГ в малотоннажном сегменте закрепили свои позиции на национальном рынке. Все новые строящиеся и введенные объекты по производству СПГ используют разработки российских компаний. Однако следует заметить, что они в своем большинстве не превышают производительности 5 т/ч. Российским компаниям еще предстоит сделать большие шаги в сторону заполнения ниши производительности до 20 т/ч.

Основными рынками для МТСПГ являются газомоторное топливо, автономная газификация и снабжения топливом объектов распределенной генерации тепловой и электрической энергии, бункеровка морских и речных судов. Будет ошибкой отводить малотоннажному СПГ роль только для остаточной газификации.

Общее количество проектов в активной стадии увеличилось до 14 единиц, а их установленная мощность составила 311 тыс. т.

Общее заявленное количество СПГ-проектов в 2021 году составило 48 единиц, а установленная мощность достигает 1 460 тыс. т. В плане развития рынка МТСПГ в Российской Федерации на период до 2025 года определен тренд по величине установленной мощности заводов СПГ, которая к 2025 году должна достичь 83 т/ч, или почти 700 тыс. т в год. Однако фактические показатели по действующим и активным проектам уже в 2022 году начинают отставать с дефицитом в 60 тыс. т к 2025 году.

РИС. 1. Мощности малотоннажных СПГ-заводов в России и структура продаж



Среднетоннажные проекты

Среднетоннажные проекты в России реализуются как самостоятельные проекты, так и с использованием преимуществ совместного размещения с крупнотоннажным производством.

В настоящее время большинство проектов СТСПГ действуют и планируются к реализации на морском побережье с возможностью отгрузки на малотоннажные газовозы или с использованием грузовиков.

В 2021 году среднетоннажный завод «Криогаз-Высоцк» завершил комплекс мероприятий по повышению производительности до 730 тыс. т в год. По планам компании после 2022 года мероприятия по модернизации продолжатся, а установленная мощность производства достигнет 800 тыс. т.

В результате объем производства на заводе по итогам 2021 года превысил 700 тыс. т, из которых более 680 тыс. т было поставлено на экспорт морским транспортом и около 20 тыс. т СПГ было отгружено на экспорт и на внутренний рынок с использованием грузовиков.

При поставках СПГ на экспорт с завода «Криогаз-Высоцк» используются газовозы вместимостью от 10 000 до 17 400 м^3. После введения в эксплуатацию СПГ-бункеровщика

РИС. 2. Российские технологии производства СПГ в малотоннажном сегменте

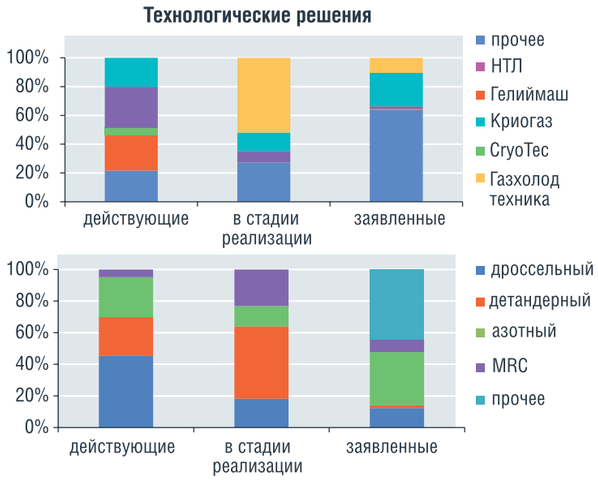


ТАБЛИЦА 5. Проекты СТСПГ: события 2021 г. и прогноз на 2022 г.

Основные события 2021 года	Ожидаемые события 2022 года
• завершение реконструкции завода «Криогаз-Высоцк» и рост установленной мощности до 720 тыс т; • запуск среднетоннажной 4-й линии «Ямал СПГ», построенной на технологии «Арктический каскад» (ПАО «НОВАТЭК»); • энергоснабжение «Криогаз-Высоцк» энергией, производимой от ВИЭ; • отказ ПАО «НОВАТЭК» от строительства терминала СПГ в Ростоке; • заявление о первом проекте производства СПГ в России на основе нетрадиционных источников газа (угольный метан) (ООО «Газпром добыча Кузнецк)	• начало производства на проекте КС «Портовая»; • подготовка модернизации «Криогаз-Высоцк» с увеличением установленной мощности до 800 тыс. т /год

РИС. 3. Плановые и действующие мощности МТСПГ

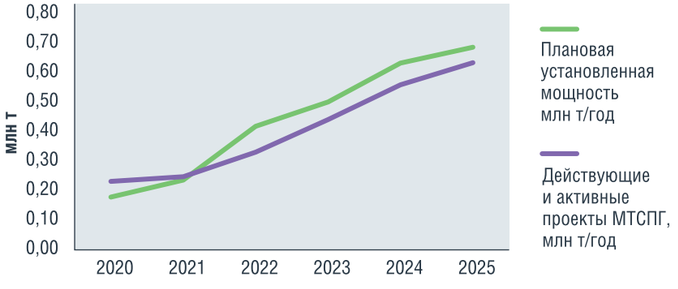


РИС. 4. Технологические решения СТСПГ

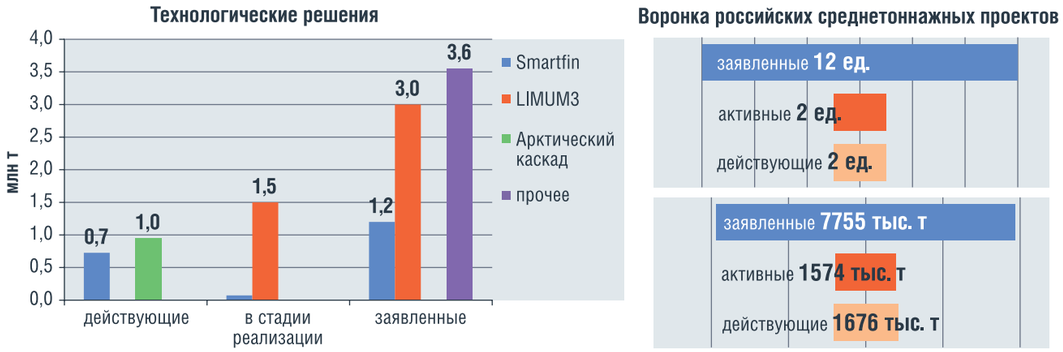
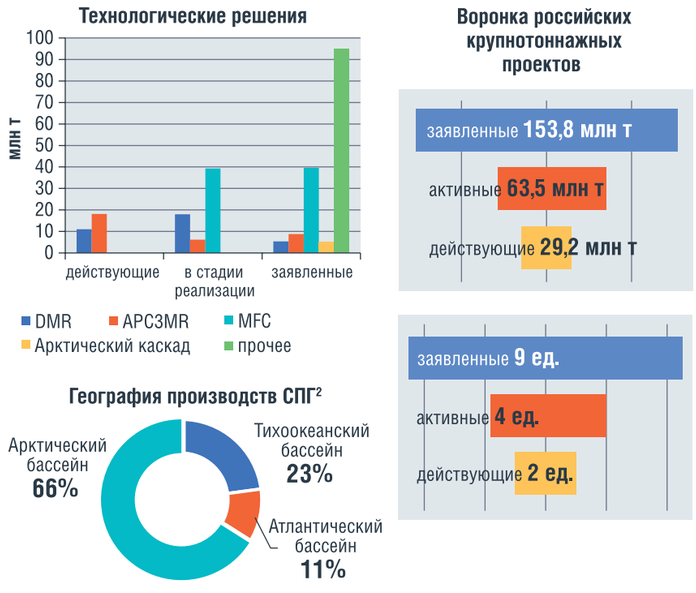


ТАБЛИЦА 6. Проекты КТСПГ: события 2021 г. и прогноз на 2022 г.

Основные события 2021 года	Ожидаемые события 2022 года
• начало строительства проекта «Балтийский СПГ» и принятие решения о строительстве третьей линии «Балтийский СПГ»; • отказ от реализации проекта «Обский СПГ» и переориентация его на производство аммиака; • прямые поставки СПГ в страны АТР в начале 2021 года	• инвестиционное решение по проекту «Дальневосточный СПГ» (Сахалин-1); • вхождение иностранных акционеров в проект «Якутский СПГ»; • наращивание поставок углеродно-нейтрального СПГ

РИС. 5. Технологические решения для крупнотоннажных СПГ-заводов в России



Optimus («Eesti Gaas») и «Дмитрий Менделеев» (ПАО «Газпром нефть») следует ожидать роста объема потребления СПГ для бункеровки судов на Балтийском море.

Среднетоннажная линия «Ямал СПГ» Т4 использует инфраструктуру хранения и отгрузки СПГ, созданную для первых трех крупнотоннажных линий. Поставки СПГ учитываются в общей отгрузке «Ямал СПГ».

Для сегмента среднетоннажного СПГ воронка проектов сохраняет традиционный вид. При этом общее количество заявленных среднетоннажных проектов составляет 12 единиц, а их установленная мощность превысила 7,7 млн т.

Летом 2021 года было объявлено о начале нового среднетоннажного проекта в Кузбассе. Его особенностью является использование в качестве сырьевого газа нетрадиционного газа – метана угольных пластов.

Крупнотоннажные проекты

Российская Федерация имеет необходимые и достаточные условия для вхождения в среднесрочной перспективе в число мировых лидеров по производству и экспорту СПГ.

По итогам 2021 года в Российской Федерации началось создание двух новых кластеров производства СПГ на Востоке и на Западе страны. Помимо Ямальского и Сахалинского СПГ-центров, начались строительные работы на Балтийском побережье и активная подготовка проекта на побережье Охотского моря.

Тем не менее отрасль сталкивается со значительными ограничениями в развитии, которые связаны с сохраняющейся неопределенностью режимов экспорта СПГ, дискриминационным доступом к сырьевой базе на аукционах на Ямале и с отсутствием систем газоснабжения, способных обеспечить газом крупные прибрежные проекты переработки газа в Российской Федерации.

[2] *По действующим, активным и заявленным проектам.*

Установленные мощности российских заводов увеличиваются в виде волн, т.е. несколько проектов вводятся в течение одного и того же времени. Можно выделить три волны (рис. 6):

1-я волна 2023–2026 годы
ввод трех линий «Арктик СПГ-2» и двух линий «Балтийский СПГ» – первого собственного СПГ-проекта ПАО «Газпром»

2-я волна 2027–2030 годы
реализация третьего арктического проекта «Арктик СПГ-1» и трех проектов на Дальнем Востоке: первый проект независимой компании «ЯТЭК» – «Якутский СПГ», развитие газовой программы «Сахалин-1» и строительство «Дальневосточный СПГ», возможное строительство третьей линии «Сахалин-2»

3-я волна 2030–2035 годы
развитие арктических СПГ-проектов НК «Роснефть» и частной якутской компании «Туймаададанефть» – «Анабарнефтегаз».

Современные требования по декарбонизации вывели на рынок углеродного-нейтральный СПГ, для которого основным мероприятием является приобретение углеродных оффсетов. Рынок углеродно-нейтрального СПГ составил 2,24 млн т с момента его возникновения, из которых 1,67 млн т было продано в 2021 году. Российские компании также приступили к поставкам углеродно-нейтрального СПГ с использованием углеродных оффсетов. Всего было продано четыре партии СПГ, или более 10% мирового рынка углеродно-нейтрального СПГ, из которых три партии – в 2021 году, размером 64 тыс. т каждая.

Действующие и реализуемые проекты производства СПГ в России учитывают необходимость управления углеродным следом. При этом для его снижения используются не только традиционные методы и выгоды географического расположения, но и применяются уникальные технологии.

Ввод производственных мощностей в Арктике открыл возможности для поставки российского СПГ на европейский рынок. Выгодное географическое расположение арктических проектов позволяет реализовывать СПГ и на азиатский рынок. В первые годы работы «Ямал СПГ» при отсутствии достаточного опыта перевозки СПГ в Арктике и возможности круглогодичной навигации значительные поставки арктических проектов приходились на европейские рынки сбыта, а весь объем проекта «Сахалин-2» направлялся в страны АТР. Однако по мере развития перевозок СПГ в ледовых условиях уже в 2021 году доли АТР и Европы в совокупном экспорте страны практически выровнялись. Ценовой шок на мировом рынке природного газа, произошедший в 2021 году, поддержал развитие некоторых крупнотоннажных проектов в России. При этом в результате законодательных

РИС. 6. Периоды увеличения установленных мощностей российских заводов

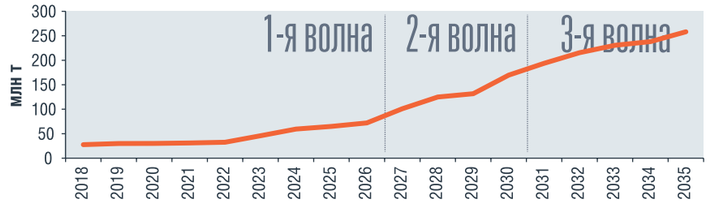


ТАБЛИЦА 7. Реестр поставок углеродно-нейтрального СПГ с российских заводов

Дата	Поставщик	Покупатель	Производитель	Рынок
март 2020	Shell	CPC	Сахалин-2 (Россия)	Yung-an, Тайвань
март 2021	Mitsui	Hokkaido Gas	Сахалин-2 (Россия)	Ishikari, Япония
март 2021	ПАО «Газпром»	Shell	Ямал СПГ (Россия)	Dragon, Великобритания
октябрь 2021	Sakhalin Energy	Toho Gas	Сахалин-2 (Россия)	Chita, Япония

Источник: *International Energy Agency*

ТАБЛИЦА 8. Применение российскими компаниями технологий управления углеродным следом

Мероприятия по снижению углеродного следа	Сахалин-2	Ямал СПГ	Балтийский СПГ	Якутский СПГ	Дальне-восточный СПГ
CCS					
Использование водородных смесей					
ВИЭ					
Электрификация завода					
АЭС					
Использование газопроводов высокого давления					
Углубленная переработка газа					
Использование внешнего холода					
Сокращенное транспортное плечо					
Сложные логистические схемы с перевалкой					
Углеродные оффсеты					

ограничений по экспорту СПГ и в связи с выводом новых видов топлив на рынок в Арктике происходит перепрофилирование части проектов СПГ на газохимическую переработку газа.

Первым проектом, изменившим в 2020 году концепцию с СПГ на производство метанола, стал проект «Печора СПГ». Летом 2021 года компания «Обский СПГ» сменила название на «Обский газохимический комплекс». В результате российская отрасль потеряла более 10 млн т потенциальных мощностей производства СПГ.

По итогам 2020 года совокупный размер заявленных СПГ-проектов составил 153 млн т.

Активная реализация проекта «Восток ойл» на Таймыре дает основания ожидать подготовки к переходу в активную фазу производства СПГ в этом районе. Проекты на основе природного газа на Сахалине продолжают задерживаться в связи с санкциями, ограничивающими доступность технологий шельфовой добычи газа.

Основными факторами, которые будут влиять на вероятность реализации крупнотоннажных СПГ проектов в России и на доступ к инвестиционным ресурсам, являются:

1. либерализация экспорта СПГ;
2. доступ к технологиям добычи природного газа на шельфе;
3. обеспечение недискриминационного доступа к терминалам перевалки СПГ в Мурманске и на Камчатке;
4. равнодоступность СПГ-проектов к мерам государственной поддержки, специальным налоговым режимам;
5. развитие биржевой торговли газом в России и стимулирование СПГ-проектов на побережье Балтийского, Черного и Японского морей.

ТАБЛИЦА 9. Проекты по развитию рынка ГМТ: события 2021 г. и прогноз на 2022 г.

Основные события 2021 года	Ожидаемые события 2022 года
• бурный рост использования ГМТ на линейном транспорте; • утверждение «Транспортной стратегии Российской Федерации»; • начало опытной эксплуатации тепловозов на СПГ на линиях «Железные дороги Якутии»	• рост использования СПГ на водном транспорте; • опережающее развитие инфраструктуры криоАЗС

Газомоторное топливо

Природный газ за счет своих экологических качеств и сохраняющегося государственного ценового регулирования является одним из перспективных сегментов рынка моторного топлива в России. Применение газа в качестве газомоторного топлива возможно на различных видах транспорта.

В Российской Федерации до 2020 года основной объем продаж СПГ в сегменте ГМТ был в сегменте тяжелой горной техники. В 2021 году началось активное использование СПГ для линейных грузовых транспортных средств, что привело к росту на 150 % использования СПГ на транспорте.

В 2022 году с вводом в эксплуатацию морского бункеровщика «Дмитрий Менделеев» и паромов на СПГ следует ожидать существенный рост потребления СПГ в качестве ГМТ.

Значительный потенциал использования СПГ в качестве ракетного топлива связан с разработкой проекта ракетоносителя «Союз-7» («Амур-СПГ»), запуски которого могут начаться уже в 2026 году.

В 2020–2021 годах произошел достаточно бурный рост количества публичных заправочных станций СПГ.

В настоящее время действуют 34 криоАЗС (стационарные и мобильные), из которых 14 единиц принадлежит группе «НОВАТЭК», 11 – группе «Газпром».

Применение СПГ в качестве топлива для железнодорожных локомотивов осталось неизменным за последние три года: локомотивы (тяговые ГТ1h и маневровые ТЭМ-19) курсируют только на Уральской железной дороге, а все планы по развитию использования СПГ на Ямале и на других направлениях не реализованы. В 2021 году собственный проект использования СПГ на железнодорожном транспорте был начат в Якутии в компании «Железные дороги Якутии» с поставкой газа с КСПГ «Нижний Бестях».

РИС. 7. План развития газозаправочных объектов СПГ в России

Флот на СПГ и бункеровка

Использование СПГ в качестве судового топлива является одним из наиболее привлекательных вариантов в направлении повышения энергетической эффективности судоходства и выполнения международных требований по декарбонизации судоходства. Значительную роль в снижении парниковых газов в глобальном масштабе может внести арктическое судоходство и рост интенсивности судоходства по СМП при обязательном условии применения альтернативных топлив.

«Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации» была принята Распоряжением Правительства Российской Федерации от 16 марта 2021 г. № 640-р. Природный газ определяется как топливо, позволяющее решить климатические и экологические проблемы и способное выполнить роль «переходного топлива» к углеродно-нейтральной экономике в будущем.

Общий потенциальный спрос на сжиженный природный газ в сегменте газомоторного топлива к 2035 году оценивается в 5,5 млн т (к 2024 году – до 0,8 млн т), включая 1,2 млн т для водного транспорта в основных морских акваториях (Северный морской путь, Балтийское, Черное и Японское моря) и речного транспорта.

По состоянию на конец 2021 года российский флот на СПГ составляет 9 судов, включая бункеровщик СПГ «Дмитрий Менделеев». В начале 2022 года «Дмитрий Менделеев» совершил переход к месту постоянной дислокации в Финском заливе, где он будет работать по логистике и бункеровке малотоннажного СПГ-топливом в портах Балтийского моря.

Общее количество заказанных судов в период до 2029 году составляет 24 единицы, из которых 12 должны поступить в эксплуатацию в 2022 году. В основном флот российских компаний, использующих СПГ, представлен танкерами, продуктовозами, а среди заказанных судов выделяются ледоколы.

Сдерживающим фактором в использовании СПГ выступает недостаточно развитая инфраструктура бункеровки в России, отсутствие необходимого нормативно-правового регулирования и опыта практической бункеровки судов.

С целью стимулирования использования СПГ подготовлены изменения в Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации и в Федеральный закон № 261-ФЗ от 08.11.2007 г. «О морских портах в Российской Федерации» в части стимулирования использования экологически чистых технологий в области торгового мореплавания и судоходства.

При этом уже в настоящее время ФГУП «Росморпорт» предоставляет скидку в 10 % к портовым сборам для наливных судов, использующих СПГ в качестве основного вида топлива, в портах Высоцк, Калининград, Мурманск, Приморск, Усть-Луга, а также для контейнеровозов на СПГ в Большом порту Санкт-Петербург.

До запуска арктических проектов был только один пример реализации стратегии интеграции производственных мощностей и флота газовозов для транспортировки СПГ – катарские компании Qatar Gas и Nakilat.

ТАБЛИЦА 10. Проекты по СПГ бункеровке: события 2021 г. и прогноз на 2022 г.

Основные события 2021 года	Ожидаемые события 2022 года
• первый коммерческий рейс нефтяного танкера на СПГ «Владимир Мономах»; • начало работы речного судна «Чайка» (СК «Ак Барс»); • спуск на воду бункеровщика СПГ «Дмитрий Менделеев» и парома на СПГ «Маршал Рокоссовский»; • соглашение о развитии бункеровки СПГ в Арктике между «Газпром нефть» и ПАО «Совкомфлот»; • подписание соглашения о строительстве ледокола на СПГ для компании «Норильский никель»; • заключение контракта на строительство двух ледоколов на СПГ для ФГУП «Росморфлот»; • начало концептуального проектирования российского газовоза с собственной грузосодержащей системой (Санкт-Петербургский государственный морской технический университет и АО «Атомэнергомаш»)	• начало коммерческих операций паромов на СПГ «Маршал Рокоссовский» и «Генерал Черняховский»; • ввод в эксплуатацию 12 судов на СПГ в состав российского флота; • начало работы бункеровщика «Дмитрий Менделеев» в Финском заливе и Балтийском море

РИС. 8. График ввода и структура судов на СПГ-топливе

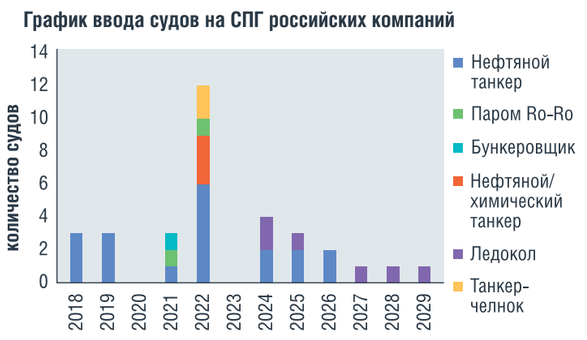
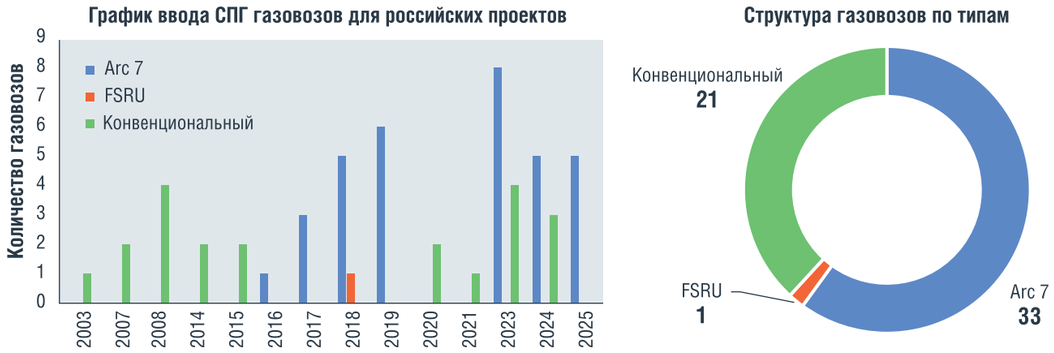


РИС. 9. График ввода и структура газовозов



Компания ПАО «НОВАТЭК» в сотрудничестве с ПАО «Совкомфлот» расширяет границы своего интегрированного СПГ проекта вплоть до оператора газовозов. Общее количество газовозов, обслуживающих российские проекты или принадлежащие компаниям с российским участием, составляет 55 единиц, из которых 33 имеют ледовый класс Arc 7, 21 газовоз – конвенциональный и одна плавучая регазификационная установка, которая может работать в режиме газовоза.

График поставок газовозов ледового класса полностью отражает график ввода в эксплуатацию производственных линий арктических проектов СПГ.

Автономная газификация

В России системы автономной газификации на СПГ появились в 1990-х годах. По состоянию на январь 2022 года в стране эксплуатируются 7 КСПГ (КСПГ «Первоуральск», КСПГ «Екатеринбург ГРС-4», ООО «Криогаз-Высоцк», КСПГ «Кингисепп», КСПГ «Канюсята», КСПГ «Нижний Бестях» и КСПГ «ПСК Сахалин»), поставляющих сжиженный газ для автономной газификации объектов в России. Ожидается, что в первой половине 2022 года быть введен в строй КСПГ «Тобольская» с целью автономной газификации Томской области. Еще свыше 20 КСПГ, имеющих основной рынок автономную газификацию, числятся в планах. Количество действующих СПХР на эту же дату составляет 20 и еще один (СПХР «Приморский порт») в резерве.

Сразу две котельные с собственными СПХР были введены в эксплуатацию на объектах Министерства обороны Российской Федерации в Мурманской области.

Для газоснабжения передвижного асфальтобетонного завода ООО «ДПО» в Оренбургской области применяется мобильный регазификатор производительностью 1500 м³/час. Поставщиком газа выступает КСПГ «Канюсята» (ООО «Газпром СПГ технологии»).

В 2021 году правительство Сахалинской области и ПАО «Газпром» подписали программу развития газоснабжения и газификации региона до 2025 года, согласно которой 11 населенных пунктов Корсаковского, Курильского, Макаровского, Углегорского, Северо-Курильского и Южно-Курильского городских округов будут газифицированы с использованием СПГ и строительства СПХР.

Модернизация систем теплоснабжения в Республике Бурятия проводится в границах охранной зоны озера Байкал. В качестве первоочередных объектов определены город Северобайкальск (СПХР мощностью 500 нм³/час), поселок Таксимо и поселок Новый Уоян. По предварительным расчетам, общий объем потребления СПГ в Бурятии составит около 28 тыс. т в год.

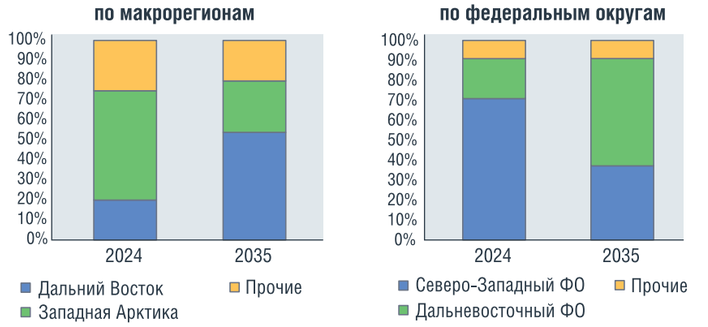
30 июня 2021 года утверждена «Программа потребления сжиженного природного газа в Республике Саха (Якутия) до 2030 года», которая предполагает использование СПГ для автономной газификации, в качестве ГМТ и для поставки на экспорт. За счет СПГ к 2030 году планируется построить 27 СПХР и газифицировать 27 населенных пунктов республики. Согласно утвержденной Программе, к 2030 году объем внутреннего потребления СПГ в Якутии для автономной газификации превысит 180 тыс. т/год.

В соответствии с «Долгосрочной программой развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации», утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 16 марта 2021 г. № 640-р, основным рынком для использования СПГ в качестве энергоносителя являются Северо-Западный и Дальневосточный федеральные округа, а в разрезе макрорегионов – Западная Арктика и Дальний Восток.

ТАБЛИЦА 11. Проекты по автономной газиикации: события 2021 г. и прогноз на 2022 г.

Основные события 2021 года	Ожидаемые события 2022 года
• введение стационарной СПХР в г. Невельск; • запуск двух СПХР Министерства обороны в Мурманской области; • ввод мобильной СПХР для промышленного потребителя в Оренбургской области; • утверждение первой в России региональной Программы потребления сжиженного природного газа в Республике Саха (Якутия) до 2030 года	• формирование кластера на базе КСПГ «Каргала» в Томской области; • начало программы СПГ газификации Республики Бурятия; • использование СПГ для энергоснабжения Гавриковского нефтяного месторождения

РИС. 10. Структура потребления СПГ для автономной газификации



Спрос на СПГ (млрд нм³)	2024 год	2035 год
Дальний Восток	0,46	3,99
Западная Арктика	1,63	2,74
Другие регионы России	0,21	0,67
Всего	**2,3**	**7,4**

Спрос на СПГ (млрд нм³)	2024 год	2035 год
Северо-Западный ФО	1,63	2,75
Дальневосточный ФО	0,46	3,98
Прочие	0,21	0,67
Всего	**2,3**	**7,4**

Привлекательность данных географических рынков обуславливается наличием собственных запасов газа или развитием центров производства СПГ, а также отсутствием крупных НПЗ, что создает конкурентные ценовые и экологические преимущества СПГ.

В долгосрочном периоде роль проектов независимых компаний существенно возрастет. Таким образом, без реформы экспортного законодательства в области СПГ реализация большинства заявленных проектов находится в зоне риска.

Экспорт СПГ

Монополия на экспорт СПГ была введена в 2006 году Федеральным законом № 117-ФЗ от 18.07.2006 г. «Об экспорте газа» в период ожиданий глобального роста цен на нефть и газ. В 2020 году произошли революционные изменения в режиме экспорта газа из России. ПАО «НОВАТЭК» решил стратегическую задачу получения безусловного разрешения на экспорт СПГ. Фактически в Федеральный закон «Об экспорте газа» внесено юридическое определение НОВАТЭКа как компании имеющей право экспорта СПГ с любого участка недр федерального значения.

В Энергетической стратегии Российской Федерации либерализация экспорта СПГ является ключевой мерой развития отрасли. При оценке режимов экспорта СПГ для крупнотоннажных проектов заметна относительно небольшая роль экспорта СПГ с проектов, которые управляются ПАО «Газпром».

РИС. 11. Режимы экспорта КТСПГ из Российской Федерациигазификации

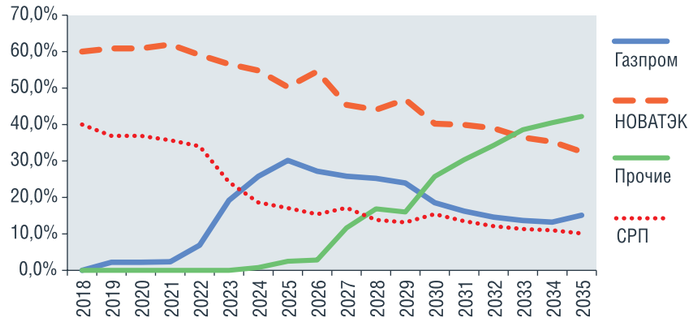
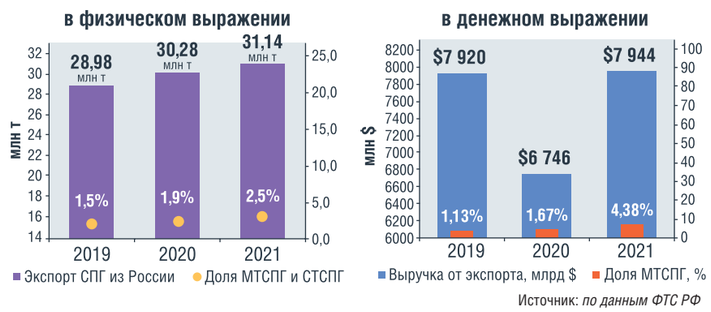


РИС. 12. Объем экспорта СПГ и доля МТСПГ и СТСПГ



Источник: *по данным ФТС РФ*

В соответствии с пунктом 15 дорожной карты по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года (утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2021 г. № 350-р) федеральными органами исполнительной власти проведена оценка возможности экспорта природного газа в виде СПГ, произведенного на малотоннажных заводах. Экспорт малотоннажного СПГ целесообразно либерализовать при условии, что определенный процент от объема СПГ, поставленного на экспорт, будет реализовываться на внутреннем рынке, в объеме не менее 75 % от произведенной продукции.

В настоящее время экспорт СПГ из России производится с 10 проектов. «Сахалин-2» экспортирует СПГ в АТР, в основном в страны Восточной Азии. Благодаря своему географическому положению «Ямал СПГ» осуществляет поставки СПГ в Европу и Азию. Поставки на экспорт осуществляют также средне- и малотоннажные заводы с использованием малотоннажных газовозов, железнодорожного транспорта, автомобильных

ТАБЛИЦА 12. Цены экспорта МТСПГ по странам

	2019	2020	2021
Беларусь	$399	$409	$873
Китай	–	–	$878
Чехия	$322	$246	–
Эстония	$325	$199	$488
Испания	$123	–	–
Финляндия	$307	$284	$421
Казахстан	$235	$181	$188
Литва	$119	$78	$405
Латвия	$335	$253	–
Монголия	$663	$571	$554
Нидерланды	$109	$101	$1316
Норвегия	–	$313	$543
Польша	$320	$228	$655
Швеция	$269	$279	$421

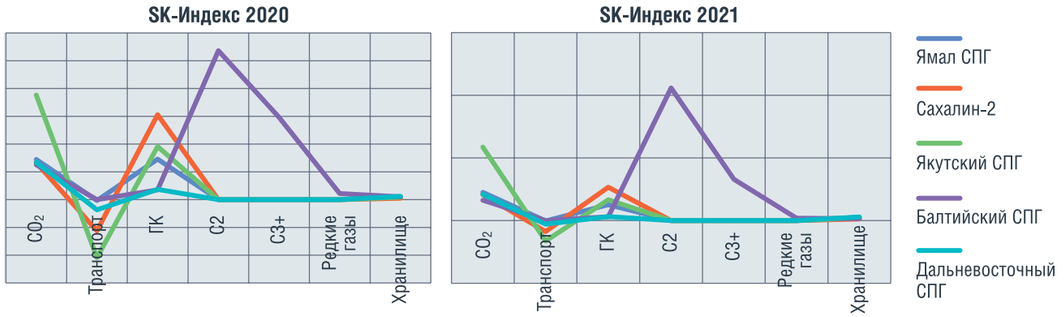
Источник: *по данным ФТС РФ*

ТАБЛИЦА 13. Расчет SK-Индекса для различных СПГ-проектов (выборка)

Завод	Производство СПГ, млн т	Углеродный след, т CO_2/т СПГ	Транспортное плечо, км	Производство побочных продуктов, млн т (млн м³ для редких газов)				SK-Индекс	
				газовый конденсат	С2	С3+	редкие газы	2020	2021
Ямал СПГ	18,57	0,26	20	1,181				**1,298**	**1,151**
Сахалин-2	11,4	0,28	700	1,52				**1,332**	**1,160**
Якутский СПГ	18	0,30	1300	1,5				**1,117**	**1,245**
Балтийский СПГ	19,5	0,36	*	0,2	3,8	2,4	5	**2,026**	**1,647**
Дальне-восточный СПГ	6,2	0,28	250	0,1				**1,146**	**1,097**

* отсутствует конкретный источник газа, при оценке углеродного следа приняты средние для национальной газотранспортной системы

РИС. 13. SK-Индекс 2020 г. и 2021 г.



полуприцепов. Российский экспорт СПГ диверсифицируется, появляются новые экспортеры разного масштаба. Экспорт МТСПГ осуществляется в 14 стран: 11 стран Европы и три страны в Азии.

Самая высокая экспортная цена на СПГ из России в сегменте МТСПГ зафиксирована в Китае, Беларуси, Польше и Монголии. Наиболее высокие цены экспорта в Монголию и Китай. В 2020 году был значительный спад экспортных цен в связи с низкими мировыми ценами. В 2021 году экспортные цены существенно выросли.

В целом волатильность цен в сегменте МТСПГ меньше, чем в случае КТСПГ или на рынке других энергоносителей (СУГ, нефтепродукты). Это объясняется рыночной моделью МТСПГ, которая позволяет прямую продажу конечному покупателю без посредников.

SK-индекс – индекс устойчивости СПГ-заводов

Для нефтеперерабатывающих заводов в качестве инструмента оценки устойчивости применяется Индекс Нельсона, характеризующий сложность завода. Для оценки конкурентоспособности заводов СПГ применяются значения предельных краткосрочных и долгосрочных издержек. При этом в большом количестве случаев в составе проекта производятся дополнительные продукты, такие как газовый конденсат, гелий, пропан-бутановая фракция, доходы от продажи которых не учитывается при оценке конкурентоспособности заводов. Интенсивное развитие СПГ-индустрии приводит к необходимости расчета индекса устойчивости/эффективности, который позволит получить комплексную оценку конкурентоспособности СПГ-завода на растущем рынке.

Формула расчета SK-Индекса, индекса устойчивости, учитывает факторы производства различных продуктов в рамках СПГ-проекта, эффективность технологии (через углеродный след), обеспеченность заводским хранилищем, удаленность центра добычи газа от места расположения завода. ●

Keywords: *LNG production facilities, gas engine fuel, compressed natural gas, LNG bunkering, autonomous gasification.*

РОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ САММИТ
20-21 АПРЕЛЯ | МОСКВА
energysummit.ru
РЕКЛАМА
10 ЛЕТ ENSO ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ

ТРАНСФОРМАЦИЯ ИНДУСТРИИ СПГ

в рамках декарбонизации мирового ТЭК

Федорова Виктория Андреевна
старший преподаватель

Федорова Елена Борисовна
заведующая кафедрой оборудования нефтегазопереработки, д.т.н.

Митряйкина Анастасия Олеговна
магистрант

Григорьева Диана Максимовна
аспирант

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

В СТАТЬЕ ЗАТРАГИВАЕТСЯ РОЛЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК ПЕРЕХОДНОГО ТОПЛИВА НА ПУТИ К БОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ ВИДАМ «ЧИСТОЙ» ЭНЕРГИИ. ПОКАЗАНО, ЧТО ИНДУСТРИЯ СПГ ДОЛЖНА ВНЕСТИ СВОЙ ВКЛАД В ДЕКАРБОНИЗАЦИЮ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ДВА СПОСОБА СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА: КОМПЕНСАЦИОННЫЙ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ. АВТОРАМИ ОТМЕЧАЕТСЯ, ЧТО ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИТИКИ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ НЕОБХОДИМЫМ УСЛОВИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМА ПОДСЧЕТА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

AUTHORS REFLECT UPON THE ROLE OF NATURAL GAS AS A TRANSITIONAL FUEL ON THE WAY TO MORE PROMISING TYPES OF "CLEAN" ENERGY. IT IS SHOWN THAT THE LNG INDUSTRY SHOULD CONTRIBUTE TO THE DECARBONIZATION OF THE GLOBAL ENERGY SECTOR. TWO WAYS TO REDUCE THE CARBON FOOTPRINT ARE CONSIDERED: COMPENSATORY AND TECHNICAL/TECHNOLOGICAL. THE AUTHORS NOTE THAT FOR THE IMPLEMENTATION OF THE DECARBONIZATION POLICY, A NECESSARY CONDITION IS THE DEVELOPMENT OF A MECHANISM FOR CALCULATING GREENHOUSE GAS EMISSIONS

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, декарбонизация, энергетический переход, индустрия СПГ, компенсация выбросов, сокращение выбросов.*

УДК 665.72

Принято считать, что выбросы углекислого газа при сжигании ископаемого топлива являются крупнейшим источником парниковых газов, а прямые выбросы метана при добыче природного газа добавляют свои объемы к общему количеству выбросов. Несмотря на то, что гипотеза антропогенного воздействия на изменение климата до сих пор не доказана, Парижское соглашение 2015 года в настоящее время ратифицировано 175 странами. В настоящее время важнейшими вопросами является переход на чистую энергию, уменьшение углеродного следа, сохранение экологии. Именно газ является тем топливом, которое обеспечивает наименее безболезненный переход на более перспективные с точки зрения экологии виды энергии. Газ может служить мостом между экономикой, работающей на угле, и экономикой, работающей на возобновляемых источниках энергии или водороде. С ростом индустрии сжиженного природного газа (СПГ) рынок газа перестал быть локальным и привязанным к трубопроводу, что позволяет говорить о газе как о действительно переходном топливе. В таком контексте снижение эмиссии парниковых газов становится непременным условием для обеспечения роли газа в энергетическом переходе и для реализации амбиций декарбонизации [1, 2].

Именно поэтому перед отраслью СПГ стоит стратегическая задача – сократить выбросы не только парниковых газов, но и вредных газов, таких как оксиды серы или азота, чтобы сохранить свою роль в декарбонизации энергетического сектора. Производители СПГ могут начать с количественной оценки своих выбросов по сравнению с конкурентами и изучения лучших вариантов их сокращения. Во многих случаях снижение выбросов и затрат могут идти рука об руку, например, при помощи повышения энергоэффективности [3].

У нефтегазовых корпораций наличествует очевидный импульс к тому, чтобы декарбонизировать свои цепочки поставок и продемонстрировать клиентам и заинтересованным сторонам, что они являются максимально экологически устойчивыми. Это обусловлено как потребительским спросом, так и различными госпрограммами по всему миру, включая обязательства Парижского соглашения.

В настоящее время существуют два способа смягчения углеродного следа СПГ:

- компенсация выбросов парниковых газов;
- сокращение выбросов парниковых газов [4, 5].

Компенсация выбросов парниковых газов

Первый способ – компенсация выбросов природного газа и СПГ таким образом, чтобы снизить его вредное воздействие на окружающую среду. Такому «декарбонизированному» сжиженному газу даже дали название – «зеленый СПГ». Первый способ содержит в себе несколько вариантов:

- сокращение выбросов парниковых газов, связанных с добычей природного газа;
- улавливания и хранение объемов CO_2, которые возникают при добыче природного газа, в процессе сжижения и в процессе регазификации;
- компенсация выбросов CO_2 на протяжении всей цепочки создания СПГ;
- использование альтернативных источников природного газа, таких как биоСПГ и СПГ, смешанный с водородом.

Возможно, самым важным событием в сфере «зеленого» СПГ является появление интегрированной компенсации выбросов углерода при продаже грузов СПГ. Это подразумевает компенсацию выбросов CO_2, связанных с грузом СПГ, путем приобретения проверенных/добровольных сертификатов сокращения выбросов («VER»), каждый из которых эквивалент компенсации одной метрической тонны CO_2. Сертификаты VER отличаются от углеродных кредитов, полученных в соответствии с требованиями EU Emissions Trading Scheme, UK Emissions Trading Scheme или Regional Greenhouse Gas Initiative.

Рынок взаимозачета зеленых сертификатов для СПГ является индивидуальным для каждого груза, и размер взаимозачета может быть подобран таким образом, чтобы покрыть предпочтительный объем выбросов производителя. К ним относятся:

- Категория 1 – прямые выбросы, возникающие в результате деятельности отчитывающейся стороны;
- Категория 2 – косвенные выбросы, возникающие в результате деятельности отчитывающейся стороны;
- Категория 3 – все другие косвенные выбросы в цепочке создания стоимости отчитывающейся компании, которые не входят в Категорию 2.

В таблице ниже представлены различные уровни выбросов углекислого газа в цепочке создания стоимости СПГ:

Участники цепочки создания стоимости СПГ заключили ряд масштабных соглашений о компенсации, в основном на спотовом рынке. Есть признаки того, что эта практика может выйти за пределы спотового рынка и распространиться на долгосрочные договоры купли-продажи СПГ. Так, Shell подписал соглашение с PetroChina на поставку грузов СПГ с компенсацией выбросов CO_2. Американская компания производства СПГ Tellurian объявила о начале сотрудничества с Национальным лесным фондом США в рамках пятилетнего плана стоимостью 25 миллионов долларов США по восстановлению лесов и другим проектам по всей территории США. Одним из первых проектов будет восстановление деревьев в Национальном лесу Кисатчи.

Компенсация выбросов критикуется, потому что она позволяет не модернизировать производства и работать как обычно, а эксперты считают, что следует направлять больше усилий на полный отказ от использования ископаемых видов топлива. Другие критикуют компенсацию как неэффективное средство смягчения экологических последствий продолжающегося использования ископаемого топлива, когда любые выгоды не станут очевидными в течение нескольких лет, или вместо этого отмечают практическую реальность того, что такое решение компенсации как, например, лесопосадки, которые подвергаются лесным пожарам, не могут быть эффективным средством улавливания CO_2 в долгосрочной перспективе. Это также сопровождается озабоченностью по поводу «углеродного учета», на основе которого стороны рассчитывают выбросы, подлежащие компенсации, и неспособности учесть все нюансы.

ТАБЛИЦА 1. Уровни выбросов углекислого газа в цепочке создания стоимости

	Upstream	Midstream	Downstream
Производство СПГ	Категория 1	Категория 3	Категория 3
Транспортировка СПГ	Категория 3	Категория 3	Категория 3
Конечный потребитель	Категория 3	Категория 3	Категория 1 и 2

Источник: *составлено авторами*

ТАБЛИЦА 2. Примеры различных компенсаций

Вид компенсации	Примеры
Removal Credits	Облесение, прямой захват воздуха
Avoidance Credits	Защита лесов
Abatement Credits	Производство возобновляемой энергии

Источник: *составлено авторами*

Существует целый ряд вариантов компенсации, некоторые из которых меньше подвержены критике, чем другие. В таблице приведен перечень различных доступных вариантов.

В то время как появление «углеродно нейтральных углеводородов» привлекло внимание общественности, грузы СПГ с компенсированными выбросами остаются незначительной частью общего рынка СПГ: с 2019 года было согласовано около 30 грузов СПГ с компенсацией выбросов углерода. В сентябре 2021 года стоимость компенсации выбросов за весь жизненный цикл среднего груза достигла примерно $1,8 млн [6].

Международная группа импортеров сжиженного природного газа (International Group of Liquefied Natural Gas Importers – GIIGNL) в ноябре 2021 года запустила комплексную систему с целью стандартизации подхода, применяемого в отношении «углеродно нейтральных» сделок СПГ. Целью GIIGNL является поощрение, избегание и сокращение выбросов, а также создание процессов декларирования углеродно нейтральных грузов. Создание рамочной основы показывает растущее значение «углеродно нейтрального СПГ» и будет способствовать распространению передового опыта в секторе СПГ в отношении этого продукта.

Альтернативные источники метана. Метан может быть получен в результате промышленных процессов, а также при добыче из недр земли. Органические вещества, такие как пищевые отходы, могут разлагаться в среде с недостатком кислорода. В ходе данного процесса образуется биогаз, который в дальнейшем может быть переработан в биометан, который часто называют возобновляемым природным газом. Аналогичным образом выбросы со свалок могут быть уловлены и переработаны в биометан. Затем этот биометан можно использовать так же, как и природный газ, или производить биоСПГ.

БиоСПГ можно смешивать с обычным СПГ. Использование смешанного биоСПГ в настоящее время применяется в небольших масштабах, например как топливо для грузовых автомобилей, что позволяет сократить некоторые выбросы, производимыми традиционными видами топлива, такими как дизельное топливо. Уровень производства биометана в настоящее время относительно низкий [7].

> Замена высокоуглеродных энергоресурсов, таких как нефть или уголь, на низкоуглеродный природный газ является существенным вкладом в декарбонизацию мировой энергетики

Как и в случае с биометаном, водород можно смешивать с природным газом для снижения выбросов. В Великобритании компания «HyDeploy» завершила успешный пробный проект «HyDeploy», в рамках которого исследовалось подмешивание водорода в существующие газовые сети с долей водорода до 20%.

В масштабах коммунального хозяйства компания JERA объявила о проведении технико-экономического обоснования для изучения возможности замещения 30% СПГ, который регазифицируется и сжигается на тепловых станциях в Японии, водородом и аммиаком. В этом случае водород будет смешиваться с регазифицированным СПГ на приемном терминале, таким образом будут сокращаться выбросы только от сжигания топлива, но не от производства и транспортировки.

Если предположить, что водород или аммиак, используемые при любом смешивании, являются «зеленым» или «голубым» водородом, который имеет более низкие или нулевые выбросы CO_2, то такое смешивание предназначено для снижения углеродоемкости сжигания природного газа и (в случае водорода) снижения загрязнения твердыми частицами.

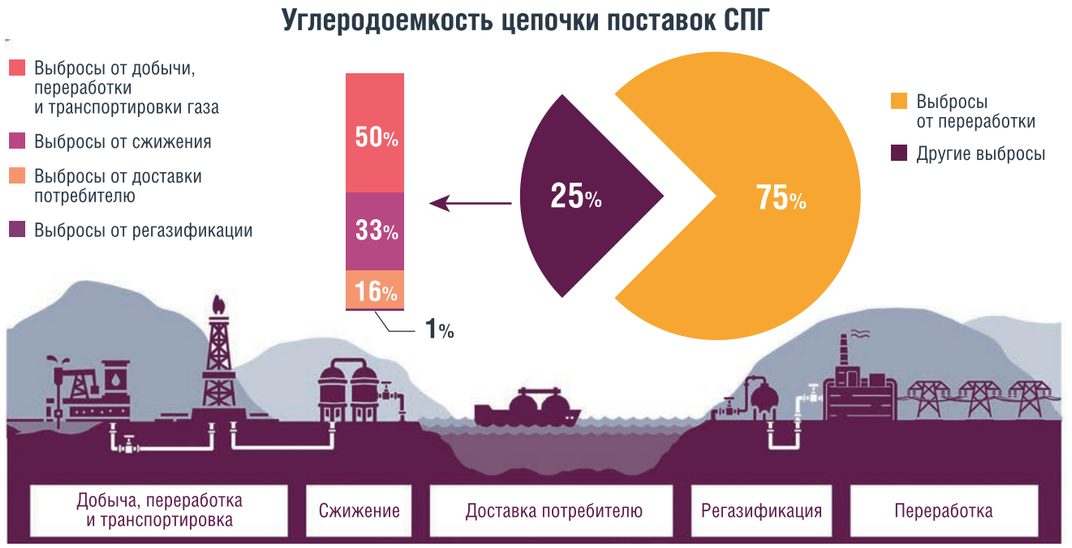
Сокращение выбросов парниковых газов

Второй способ декарбонизации СПГ – снижение выбросов углерода по всей производственно-сбытовой цепочке сжижения газа. При производстве СПГ порядка 50–80% CO_2 выбрасывается на этапе подготовки и сжижения, 10–40% – при транспортировке танкерами и около 2–15% при регазификации на приемном терминале [8]. На рисунке 1 представлен вклад различных этапов производственно-сбытовой цепочки СПГ в эмиссию парниковых газов, который в основном согласуется с вышеприведенными цифрами.

Если говорить в целом о СПГ, то уже одна только замена высокоуглеродных энергоресурсов, таких как нефть или уголь, на низкоуглеродный природный газ является существенным вкладом в декарбонизацию мировой энергетики.

Добыча и последующее сжижение природного газа – энергоемкий процесс. Электрификация нефтегазовых месторождений с использованием энергии из нетрадиционных источников (атомная энергия и возобновляемые источники энергии, ВИЭ) имеет потенциал для значительного снижения выбросов, связанных с добычей ископаемых. Дальнейшая электрификация инфраструктуры добычи и сжижения природного газа способна значительно сократить выбросы парниковых газов с дополнительным преимуществом

РИС. 1. Углеродоемкость цепочки поставок СПГ [9]



Источник: *Sphera, GHG Intensity of Natural Gas Transport (2017); GIIGNL, LNG carbon offsetting (2020)*

сохранения природного газа для сжижения, а не использования для производства электроэнергии.

Одним из способов, с помощью которого производители СПГ стремятся минимизировать выбросы парниковых газов, является улавливание и хранение выбросов CO_2. Секвестрация углекислого газа производится в три этапа: захват, транспортировка и захоронение. В работе [10] представлено множество альтернативных комбинаций осуществления указанных этапов, представляется расширенный круг возможностей для подбора наиболее эффективной и выгодной технологии в рамках создания новых и повышения эффективности имеющихся проектов.

По сравнению с нефтеперерабатывающими и нефтехимическими заводами завод СПГ является относительно чистым предприятием с точки зрения выбросов. Тем не менее выбросы парниковых газов от заводов СПГ существуют. Среди источников эмиссии – установки подготовки и сжижения газа, генерация электроэнергии для собственных нужд завода. Основными источниками выбросов углекислого газа являются газовые турбины, которые применяются как на установках сжижения для вращения компрессоров, так и при выработке электроэнергии.

Газовые турбины также служат источником выброса большого количества тепла в атмосферу.

На этапе транспортировки СПГ источником эмиссии углекислого газа, оксидов серы и азота служат силовые установки танкеров-газовозов, на этапе регазификации СПГ – испарители погружного типа с горелкой, где подогрев СПГ осуществляется за счет сжигания природного газа.

Задачу снижения выбросов парниковых газов по всей производственно-сбытовой цепочке СПГ, помимо прямого улавливания и утилизации CO_2, можно решить с помощью

> По сравнению с нефтеперерабатывающими и нефтехимическими заводами, завод СПГ является относительно чистым предприятием с точки зрения выбросов

повышения энергоэффективности производства, транспортировки и регазификации СПГ.
К мероприятиям по повышению энергоэффективности можно отнести:

- внедрение более эффективных технологий и оборудования, например, авиационных газовых турбин, более совершенных холодильных циклов на смесевых хладагентах, водяного охлаждения вместо воздушного в холодильных циклах, электростанции комбинированного цикла;
- использование альтернативных видов энергии для обеспечения производства, например, гидро- или атомных электростанций, а также ВИЭ;
- утилизацию отработанного тепла;
- внедрение более эффективных силовых установок на судах-газовозах;
- утилизацию холода при регазификации СПГ, например, при разделении воздуха или электрогенерации с использованием двигателей Стирлинга.

Уже сейчас мировыми компаниями проводятся мероприятия по снижению выбросов CO_2 за счет внедрения инновационных технологий и использования альтернативных источников энергии. В Российской Арктической Зоне ПАО «НОВАТЭК» использует

ВИЭ на базе солнечных панелей и ветрогенераторов, которые питают пункты систем телемеханики для управления крановыми узлами магистральных трубопроводов и кустовых площадок газоконденсатных месторождений. Кроме того, ПАО «НОВАТЭК» и компания Baker Hughes подписали соглашение о сотрудничестве по переводу газовых турбин на водородсодержащие смеси топливного газа с целью сокращения выбросов углекислого газа на объектах СПГ [11].

В норвежском Хаммерфесте для сжижения газа на заводе мощностью 4,3 млн т в год применяются электроприводы, а создание интегрированного проекта использования энергии гидроэлектростанций для производства экологически чистого СПГ продвигается Канадой. Также рассматриваются проекты электрогенерации с использованием СПГ и проекты энергообеспечения СПГ-производств посредством произведенной на атомной электростанции энергии [12, 13].

Хотя вышеперечисленные мероприятия позволяют свести к минимуму выбросы парниковых газов, основная масса выбросов приходится на долю конечных потребителей природного газа. Эти выбросы можно снизить только за счет *энергосбережения*.

> Для того, чтобы начать производить и поставлять экологически чистый газ, технологические и нормативные изменения должны быть осуществлены на каждом этапе цепочки: от скважины до доставки потребителю

О системах мониторинга и подсчета выбросов парниковых газов

Декарбонизация производственно-сбытовой цепочки СПГ сталкивается с определенными трудностями.

Одним из опорных условий снижения углеродного следа является надежная система мониторинга выбросов, отчетности и постоянных проверок оборудования, которая будет обеспечиваться на регулярной основе данными, которые в свою очередь будут способствовать пониманию последствий выбросов в цепочке поставок. Однако на данном этапе не существует такой национальной или мировой системы, а при недостатке данных сложно добиться декарбонизации всей цепочки поставок.

Отсутствие глобальной системы контроля выбросов – это не единственная проблема, с которой придется столкнуться при декарбонизации:

- фрагментированная цепочка создания стоимости газа, где отчетность и обязательства компаний часто охватывают только их собственные операции, а не всю цепочку;
- отсутствие последовательной методологии для измерения выбросов;
- отсутствие соответствующих сертификационных органов, обеспечивающих достоверность оценок выбросов по различным элементам производственно-сбытовой цепочки [6].

Отраслевые организации и компании начинают заполнять данные пробелы, разрабатывают свои собственные методологии и устанавливают свои целевые показатели выбросов.

Первым шагом к решению проблемы выбросов парниковых газов, связанных с производственно-сбытовой цепочкой, является точное определение этих выбросов. Поскольку цепочки поставок являются глобальными и не полностью интегрированы, выполнение этого расчета может быть сложной задачей, и для многих секторов очевидна необходимость в разработке практических и точных подходов к его определению.

Сделка, объявленная компаниями Pavilion Energy и Qatar Petroleum Trading (QPT) в ноябре 2020 года, является ярким примером того, как отслеживать и составлять отчеты о выбросах в секторе СПГ. Сообщается, что QPT согласился продать, а Pavilion согласился закупить до 1,8 млн т СПГ в год в течение десяти лет, при этом каждый доставленный груз должен сопровождаться отчетом о выбросах парниковых газов, измеренных от скважины до порта разгрузки. Методологическая работа, необходимая для реализации этого, основана на различных отраслевых инициативах последних лет.

Однако, при всей необходимости внедрения политики декарбонизации в индустрии СПГ, до сих пор не существует отраслевого органа, который был бы создан для разработки руководящих принципов измерения, отчетности и проверки требований к выбросам углерода от грузов СПГ и углеродно нейтральным грузам СПГ. Энергетические компании добровольно предоставляют гранты на проведение сторонних научных исследований с целью получения знаний об эмиссиях в цепочках создания стоимости.

Основные проблемы продавцов заключаются в поиске путей сокращения выбросов углекислого газа при производстве СПГ в долгосрочной перспективе, поскольку покупатели могут все чаще искать поставки с самым низким уровнем выбросов, а также учитывать это в контрактной цене.

Политика регулирования в разных странах различна в отношении того, что учитывается в цепочке производства, транспортировки и потребления СПГ. Регулирование выбросов парниковых газов постоянно развивается, и правительства могут начать регулировать трансграничные выбросы углерода. Некоторые правительства выплачивают субсидии на создание поглотителей углерода и установок по связыванию углекислого газа, и такие субсидии, вероятно, будут расти.

Общественные меры по сокращению выбросов как в странах-экспортерах, так и в странах-импортерах СПГ усиливают неопределенность в отрасли, а изменения государственной политики представляют существенный риск. Тем не менее покупатели и продавцы продолжают заключать 20-летние долгосрочные контракты, в которых прямо не рассматривается потенциальное влияние декарбонизации, будь то коммерческое, нормативное, масштабное или юридическое.

Для реализации политики декарбонизации СПГ необходимо разработать комплексную модель, которая будет обеспечивать финансовую жизнеспособность и сокращение выбросов. Для того, чтобы начать производить и поставлять экологически чистый газ, технологические и нормативные изменения должны быть осуществлены на каждом этапе цепочки: от скважины до доставки потребителю.

и проверки. Это потребует сотрудничества между продавцами и покупателями и усилий с обеих сторон.

Наконец, до любых компенсаций, предотвращение и сокращение выбросов в производственно-сбытовой цепочке СПГ должно оставаться приоритетом, поскольку они являются наиболее быстрыми, эффективными и устойчивыми способами снижения углеродных выбросов. Механизмы компенсации выбросов углерода не должны заменять сокращение выбросов, но они вполне могут

> Необходимо усилить поддержку исследований, разработок и демонстраций низкоуглеродной энергетики, а затем разработать последовательный политический подход для поддержки коммерциализации чистых энергетических технологий таким образом, чтобы обеспечить справедливый доступ к энергии для всех

Заключение

Экспорт российских природных ресурсов на мировой рынок требует от сектора природного газа определенных действий по сокращению выбросов углерода.

Нормативные требования могут усилить внимание к выбросам парниковых газов в цепочке поставок СПГ. Кризис Covid-19 и растущая осведомленность клиентов и инвесторов также могут усилить интерес к устойчивости и спрос на низкоуглеродные виды деятельности. Таким образом, поставщики и покупатели могут добровольно использовать компенсационные решения для поддержания стоимости своей продукции и даже создания конкурентного преимущества, что делает СПГ продуктом премиум-класса и фактором дифференциации. В этом контексте «углеродно нейтральная» торговля СПГ, достигаемая с помощью механизмов компенсации выбросов, вероятно, станет более частой, независимо от уровня цен на СПГ.

Количественная оценка и сертификация выбросов в цепочке поставок СПГ – сложная, но не невыполнимая задача. Для этого необходимо внедрение надежной и общепризнанной системы мониторинга, отчетности стать важной частью усилий отрасли по оздоровлению экологии.

Новая государственная политика и деловая практика необходимы, чтобы изменить правила игры и способствовать более рентабельному и продуктивному переходу к низкоуглеродному будущему. Правительство должно усилить поддержку исследований, разработок и демонстраций низкоуглеродной энергетики, а затем разработать последовательный политический подход для поддержки коммерциализации чистых энергетических технологий таким образом, чтобы обеспечить справедливый доступ к энергии для всех.

Рост промышленности СПГ за последнее время – это история успеха, которая сыграла критически важную роль в удовлетворении растущих потребностей мира в энергии, но сейчас важно то, насколько эффективно отрасль решит проблему декарбонизации, именно это станет решающим фактором в определении успеха СПГ в ближайшие десятилетия. ●

Литература

1. *International Energy Agency, "The Role of Gas in Today's Energy Transitions", July 2019, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions (дата обращения: 3.03.2022).*
2. *Shell, 'LNG Outlook 2021 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.shell.com/promos/energy-and-innovation/download-the-shell-lng-outlook-2021/_jcr_content.stream/1614823770264/2b5b3fdaa9feba85dadc9b3408c200f26eadf85f/lng-outlook-2021-final-pack-updated.pdf (дата обращения: 3.03.2022).*
3. *Jonathan Stern – Challenges to the Future of LNG: decarbonisation, affordability and profitability // OIES Paper: NG 152, режим доступа: https://www.oxfordenergy.org/publications/challenges-to-the-future-of-lng-decarbonisation-affordability-and-profitability/, (дата обращения: 02.03.2022).*
4. *Федорова В.А., Митряйкина А.О., Возможности и перспективы декарбонизации сжиженного природного газа. Сборник трудов XIV Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». Том 2 «Социальноэкономические аспекты топливно-энергетического комплекса» – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021.*
5. *V.A. Fedorova, A.O. Mitryaykina, Decarbonized LNG: Creating a path to sustainable Arctic development, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 1201.*
6. *LNG carbon offsetting: fleeting trend or sustainable practice? // GIIGNL research, режим доступа:https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/giignl_lng_carbon_offsetting_ 061820.pdf, (дата обращения: 07.03.2022).*
7. *International Energy Association, 'Outlook for biogas and biomethane', March 2020, [Электронный ресурс]. – Режимдоступа: https://iea.blob.core.windows.net/assets/03aeb10c-c38c-4d10-bcec-de92e9ab815f/Outlook_for_biogas_and_biomethane.pdf (дата обращения: 3.03.2022).*
8. *Mokhatab S., Mak J.Y., Valappil J.V., Wood D.A. Handbook of Liquefied Natural Gas. – Oxford: Elsevier Inc., 2014. – 624 c.*
9. *Decarbonisation of the LNG supply chain challenges and the way forward // Herbert Smith Freehills research, режим доступа: https://www.herbertsmithfreehills.com/latest-thinking/decarbonisation-of-the-lng-supply-chain-challenges-and-the-way-forward, (дата обращения: 01.03.2022).*
10. *Григорьева Д.М., Федорова Е.Б. Перспективы снижения углеродного следа при производстве СПГ // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 3 (31). – С. 64–75.*
11. *Российский мало- и среднетоннажный СПГ. Региональная серия: Арктика, Том 2. [Электронный ресурс] // ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО (под ред. А. Климентьева, Т. Митровой, С. Капитонова). – Москва, 2019. – Режим доступа: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_Arc_Vol2.pdf (дата обращения: 15.03.2021).*
12. *Экология и экономика: тенденция к декарбонизации: бюллетень о текущих тенденциях российской экономики, октябрь 2020. – М.: Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2020. – № 66. – 18 с.*
13. *Adnan Bajic – Baker Hughes, Novatek in LNG production decarbonization pact // Offshore Energy, режим доступа: https://www.offshore-energy.biz/baker-hughes-novatek-in-lng-production-decarbonization-pact/ (дата обращения: 27.02.2022).*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, decarbonization, energy transition, LNG industry, emission compensation, emission reduction.*

НОВЫЕ УЧАСТКИ В МИЛЛЕНИУМ ПАРКЕ НА НОВОЙ РИГЕ

Миллениум Парк - это комфорт и преимущества элитной недвижимости вблизи Москвы.

Парки и озера, аллеи и бульвары стали символом статуса и благополучия. Поселок является де-факто стандартом элитного загородного жилья, с которым сравнивают другие проекты.

Впервые за последние 8 лет — в Миллениум Парке открылись продажи новых участков под застройку напрямую от девелопера Villagio Estate.

ПОЗВОНИТЕ ЭКСПЕРТУ ДЛЯ ЗАПИСИ НА ПРОСМОТР ВАШЕГО УЧАСТКА

+7 495 660-09-14

наведите камеру, чтобы перейти на страницу посёлка

КриоАЗС

Российские и зарубежные технологии

УДК 662.767.1+625.748.54

ПРЕДСТАВЛЕН ОБЩИЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ КРИОГЕННЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ В РОССИИ И НЕКОТОРЫХ ДРУГИХ РАЗВИТЫХ СТРАНАХ МИРА, ТАКИХ КАК КИТАЙ, СОЕДИНЕННЫЕ ШТАТЫ АМЕРИКИ, А ТАКЖЕ СТРАНЫ ЕВРОПЫ. АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ОБУСЛОВЛЕНА СОВРЕМЕННЫМИ ТЕНДЕНЦИЯМИ УВЕЛИЧЕНИЯ СПРОСА НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА НА АВТОМОБИЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ, В СВЯЗИ С ЧЕМ ВОЗНИКАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ БОЛЬШЕГО КОЛИЧЕСТВА КРИОГЕННЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ. МИРОВОЙ ОПЫТ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ЭКСПЛУАТАЦИЯ КРИОГЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ В ЦЕЛОМ И В СЕГМЕНТЕ МАЛОТОННАЖНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЧАСТНОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ СЛОЖНОЙ ЗАДАЧЕЙ, ТРЕБУЮЩЕЙ ОСОБОГО ВНИМАНИЯ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ИЗУЧЕНИЮ ПРЕДПОСЫЛОК К РАЗВИТИЮ КРИОГЕННЫХ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ, А ИМЕННО ПРИМЕНЕНИЮ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА НА АВТОМОБИЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ. РАССМОТРЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ НА АВТОТРАНСПОРТЕ, А ТАКЖЕ СРАВНЕНИЕ С КОНКУРИРУЮЩИМИ ВИДАМИ ТОПЛИВА. ОСУЩЕСТВЛЕНЫ ОЦЕНКА И АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СПРОСА НА СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА В МИРЕ, А ТАКЖЕ НА КРИОГЕННЫЕ АВТОМОБИЛЬНЫЕ ЗАПРАВОЧНЫЕ СТАНЦИИ С РАЗБИВКОЙ ПО РАССМАТРИВАЕМЫМ СТРАНАМ

TECHNOLOGIES, EQUIPMENT AND THE CURRENT STATE OF LIQUEFIED NATURAL GAS FILLING STATIONS REVIEW IN IN RUSSIA AND SOME OTHER DEVELOPED COUNTRIES OF THE WORLD, SUCH AS CHINA, THE UNITED STATES OF AMERICA, EUROPEAN COUNTRIES AS WELL, WAS PRESENTED. THE ARTICLE RELEVANCE IS CAUSED BY THE CURRENT TRENDS OF INCREASING DEMAND FOR LIQUEFIED NATURAL GAS AS A VEHICLE FUEL, HENCE THE NEED FOR MORE LIQUEFIED NATURAL GAS FILLING STATIONS. INTERNATIONAL EXPERIENCE SHOWS THAT THE OPERATION OF CRYOGENIC TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN GENERAL AND IN THE SMALL-SCALE LIQUEFIED NATURAL GAS CONSUMPTION IN PARTICULAR IS A COMPLEX AND SENSITIVE TASK. SPECIAL ATTENTION WAS PAID TO THE STUDY OF PREREQUISITES FOR THE DEVELOPMENT OF CRYOGENIC FILLING STATIONS, NAMELY THE USE OF LIQUEFIED NATURAL GAS AS A VEHICLE FUEL. THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF ITS USE BY VEHICLES AND COMPARISON WITH COMPETING FUELS WERE CONSIDERED. THE POTENTIAL DEMAND FOR LIQUEFIED NATURAL GAS AS A VEHICLE FUEL IN THE WORLD AND FOR CRYOGENIC VEHICLE FILLING STATIONS IN THE COUNTRIES CONSIDERED, WERE ASSESSED AND ANALYZED

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, криогенная автомобильная заправочная станция, газомоторное топливо, газозаправочная инфраструктура, магистральный автотранспорт, прогноз спроса.*

Шестаков Роман Алексеевич

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

Мкртичян Леон Александрович

кафедра нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, магистрант

Газовая промышленность является крупным элементом мировой энергетики и важнейшим сектором экономики и жизнеобеспечения стран мира. Эффективное функционирование и развитие газового комплекса способствует социально-экономическому развитию российских регионов и регионов других стран, стимулирует развитие отраслей промышленности, энергетики и транспорта. Газовая промышленность тесно связана не только с открытием и разработкой газовых месторождений, но и с формированием рынков потребления газа, созданием инновационных технологий его транспортировки и использования.

Развитие мирового научно-технического прогресса, рост численности населения и улучшение его благосостояния привели к резкому увеличению энергопотребления, обратной стороной которого является истощение углеводородных сырьевых ресурсов. Численность автомобилей в мире, по некоторым оценкам, к 2035 г. достигнет двух миллиардов. Всем этим автомобилям нужно топливо, преимущественно бензин и дизельное топливо [1].

Между тем спрос на энергоносители в мире будет расти. Во многих странах мира резко возросли требования к качеству топлив с точки зрения их экологической безопасности. Этого добиваются либо путем совершенствования процессов переработки нефти, либо путем перехода на другие виды сырья. Одной из серьезных стала проблема уменьшения выбросов парниковых газов, прежде всего – диоксида углерода. Разрабатываются различные методы его улавливания и секвестирования, а также технологии, способствующие уменьшению выбросов диоксида углерода [1].

Возможное истощение запасов российской нефти и последующий дефицит моторных топлив нефтяного происхождения может быть компенсирован альтернативными видами топлив, которые являются экологически более чистыми. Такими топливами принято считать горючие продукты, получаемые не из нефти, использование которых способствует уменьшению загрязнения окружающей среды. Из числа ископаемого сырья также расширяется использование природного и попутного газов, газификации угля, но на базе высокоэкологичной переработки [2].

В современных условиях природный газ становится базовым топливом в мире. Он дает в экологическом отношении сравнительно чистое горение, недорог, запасы его в изобилии и значительно превосходят запасы нефти [3]. Он используется для отопления домов, приготовления пищи, производства электричества, как сырье для химических промышленных перерабатывающих предприятий, а также в качестве моторного топлива на транспорте.

Дальнейшие масштабы применения газа в качестве моторного топлива связаны с особенностями развития топливно-энергетического комплекса и складывающейся социально-экономической ситуацией в мире. По прогнозам специалистов, до 2030 г. наиболее эффективным энергоносителем останется природный газ. Доля его использования в качестве моторного топлива ориентировочно возрастет до 50 % [1].

В целом в качестве основных видов альтернативных топлив рассматриваются: сжиженный природный газ (СПГ), сжиженная углеводородная пропан-бутановая смесь (СУГ), многотоннажная новая продукция, а именно биодиметиловый эфир (ДМЭ), биоспирты, такие как биоэтанол, биометанол, биодизельные эфиры, биогаз, синтетические дистилляты, водород. Природный газ, до 98 % состоящий из метана, может использоваться в газообразной и жидкой фазе, значительные природные запасы делают природный газ перспективным моторным топливом как собственно газомоторное топливо (ГМТ), так и в качестве сырья для дальнейшего синтеза [2].

Наибольшее распространение в качестве газомоторного топлива получили сжиженные углеводородные газы, компримированный и сжиженный природный газ, превосходящие по ряду основных физико-химических и моторных качеств традиционные виды топлива [1]. Несмотря на более широкое применение в качестве моторного топлива компримированного природного газа за рубежом в настоящее время наметилась тенденция к использованию на автотранспорте сжиженного природного газа [4].

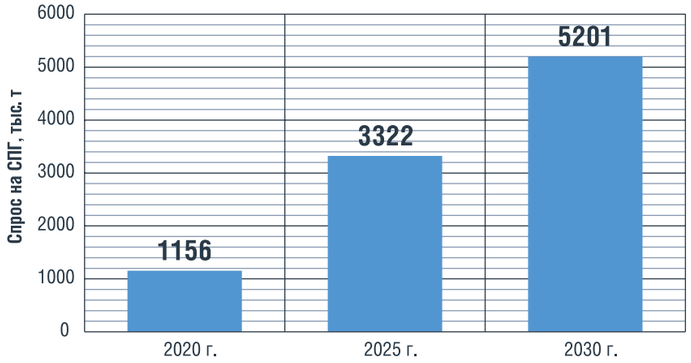
Сжиженный природный газ реализуется потребителям через автомобильные газонаполнительные компрессорные станции с криогенным оборудованием (АГНКС) либо через криогенные автомобильные заправочные станции (КриоАЗС). За рубежом в зависимости от назначения данную функцию выполняют станции liquefied natural gas (LNG) filling station или liquefied-compressed natural gas (L-CNG) filling station, а также станции, совмещающие обе технологии.

КриоАЗС – станция, предназначенная для приема и хранения сжиженного природного газа с последующей заправкой им автотранспортных средств [5]. КриоАЗС – новинка для российского рынка, их строительство возможно в случае отсутствия возможности подключения к сетям газораспределения либо при дефиците необходимого объема газа. Главным требованием остается наличие завода по сжижению газа на приемлемом с точки зрения логистических расчетов расстоянии. При наличии источника СПГ, газ в сжиженном виде доставляется до места размещения КриоАЗС с помощью автоцистерн, далее происходит заполнение емкостей сжиженным газом. На станции с помощью технологии регазификации сжиженный метан преобразуется в компримированный, и после этого возможна заправка транспорта как на СПГ, так и на КПГ [6].

На сегодняшний день сжиженный природный газ наиболее востребован в магистральных грузоперевозках, для бункеровки морских судов, в железнодорожном транспорте и в сельском хозяйстве (для тяжелой сельскохозяйственной техники) [6, 7].

Мировой опыт по применению сжиженного природного газа потребителями различных категорий показывает, что технологии с применением СПГ являются более сложными, чем технологии с применением сетевого газа или сжиженного пропан-бутана. Однако природный газ в сжиженном

РИС. 1. Потенциальная динамика спроса на сжиженный природный газ в качестве моторного топлива до 2030 г. в России



виде достаточно часто является незаменимым экономичным и экологичным энергоносителем.

Перечисленные выше особенности и тенденции увеличения спроса на сжиженный природный газ в качестве моторного топлива, а также складывающаяся ситуация в мире обуславливают необходимость систематизации информации об оборудовании и технологиях, используемых в заправочной инфраструктуре сжиженного природного газа для автомобильного транспорта.

Сжиженный природный газ в качестве моторного топлива для автотранспорта

К наиболее перспективным видам топлива, соответствующим экологическим требованиям и характеризующимся высоким экономическим эффектом, относится сжиженный природный газ. За счет глубокой подготовки газа перед его сжижением СПГ становится энергоносителем с высокой энергетической эффективностью, пробег транспортного средства без дозаправки увеличивается более чем в три раза [7]. Благодаря уменьшению объема газа в 600 раз СПГ можно транспортировать на большие расстояния для дальнейшего использования и хранить в течение длительного времени [8].

Большие запасы природного газа – исходного сырья для получения СПГ, развитая сеть магистральных газопроводов доставки от месторождений во многие регионы, сравнительно низкая цена и значительные экологические преимущества в сравнении с традиционными видами нефтяных топлив делают СПГ универсальным горючим и энергоносителем 21 века [1].

Транспорт является одним из основных источников вредных выбросов в окружающую среду, на него приходится около 40% суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и порядка 10% выбросов парниковых газов. Использование сжиженного природного газа в качестве моторного топлива позволяет снизить выбросы вредных веществ в окружающую среду, повысить ресурс двигателей и срок эксплуатации транспортных средств. Одновременно развитие данного сегмента окажет мультипликативный эффект, связанный с увеличением объема реализации природного газа внутри страны и загрузки действующих систем газораспределения. Важным эффектом развития рынка природного газа в качестве моторного топлива в России станет возможность демонстрации «истории успеха» для продвижения природного газа в качестве моторного топлива, а также отечественных технологических решений в отрасли использования газомоторного топлива на международных рынках [9].

В сегменте автомобильного транспорта сжиженный природный газ является наиболее оптимальным видом топлива для предприятий, осуществляющих грузовые и пассажирские перевозки на дальние расстояния в межрегиональном и международном сообщении и эксплуатирующих тяжелые грузовые автомобили, сельскохозяйственную технику, тягачи, междугородние и туристические автобусы. Эти автотранспортные средства совершают значительный суточный пробег и потребляют много топлива, поэтому их переход на СПГ обеспечит существенную экономию эксплуатационных расходов перевозчиков.
Как показывает китайский опыт, транспортно-логистические компании, эксплуатирующие для перевозки грузов седельные тягачи с максимальной массой более 12 т, крайне чувствительны к топливным издержкам. По экспертным оценкам, у российских транспортных компаний затраты на дизельное топливо для грузового автотранспорта составляют более трети общих эксплуатационных расходов [7].

По оценкам специалистов ООО «Газпром газомоторное топливо», потенциальный спрос на сжиженный природный газ в качестве моторного топлива в России к 2030 г. составит 5,2 млн т/год [7]. Потенциальный спрос на СПГ представлен на рисунке 1.

РИС. 2. Распределение потенциального спроса на сжиженный природный газ в качестве моторного топлива по сегментам транспорта в России

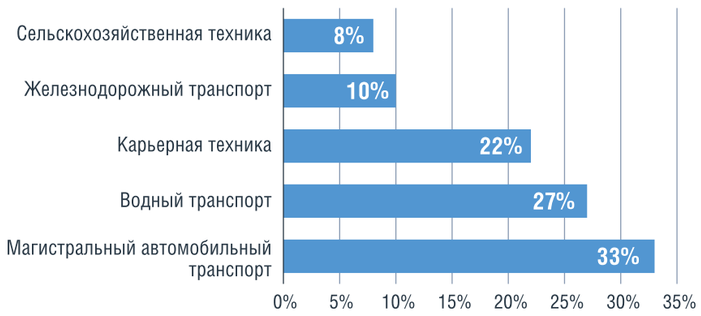


РИС. 3. Схема размещения объектов производственной и сбытовой инфраструктуры сжиженного природного газа в России [10]

По сегментам спрос на СПГ распределится следующим образом [7]:

- магистральный автомобильный транспорт (грузовые тягачи с грузоподъемностью свыше 12 т, междугородные автобусы) – 1,7 млн т/год;
- водный транспорт (паромы, контейнеровозы, сухогрузы, танкеры) – 1,4 млн т/год;
- карьерная техника (карьерные самосвалы грузоподъемностью свыше 90 т) – 1,2 млн т;
- железнодорожный транспорт (магистральные газотурбовозы, маневровые газотепловозы) – 0,5 млн т;
- сельскохозяйственная техника (тракторы) – 0,4 млн т.

Распределение спроса на сжиженный природный газ по сегментам транспорта представлено на рисунке 2.

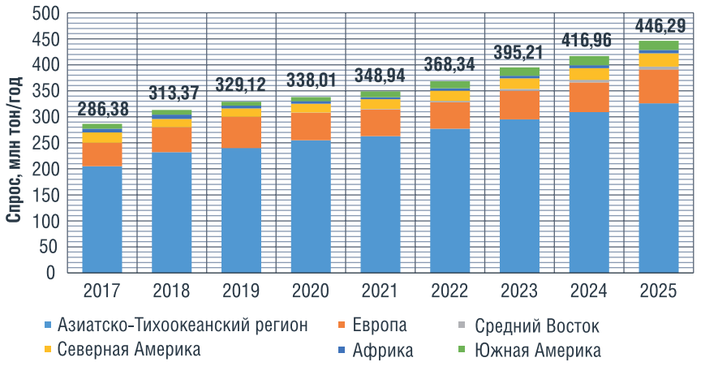
Анализ данных компании показывает, что сложившаяся на сегодняшний день тенденция роста спроса на сжиженный природный газ в качестве моторного топлива в будущем сохранится и ключевые позиции будет занимать именно сегмент магистрального автомобильного транспорта.

Наибольший спрос на СПГ прогнозируется на сети автомобильных дорог общего пользования федерального значения, имеющих высокую интенсивность движения автотранспортных средств: М-1 «Беларусь», М-4 «Дон», М-5 «Урал», М-7 «Волга», М-8 «Холмогоры», М-10 и М-11 Москва – Санкт-Петербург, А-118 КАД, А-181 «Скандинавия» и др. Схема размещения объектов производственной и сбытовой инфраструктуры СПГ на опорной сети существующих и перспективных автомобильных дорог общего пользования федерального значения представлена на рисунке 3.

По оценкам зарубежных и отечественных аналитиков, спрос на сжиженный природный газ в мире увеличится от 25 до 50% к 2030 году, при этом на Европу и преимущественно Азию придется до 88% прироста спроса на СПГ [11, 12]. В частности, прогнозируется увеличение потребления в секторе автомобильного транспорта. Китай, в котором в 2020 году насчитывалось около 600 тысяч грузовиков и автобусов, работающих на СПГ, сохранит лидирующие позиции. Ожидается, что использование СПГ в Китае на автомобильном транспорте расширится более чем на 40% уже к 2024 году из-за местных стимулов, таких как запреты на дизельное топливо и субсидии, и меньших расходов на топливо по сравнению с дизельными грузовиками [13].

На рисунке 4 представлен прогноз потенциального спроса на сжиженный природный газ в мире до 2025 года.

РИС. 4. Прогноз потенциального спроса на сжиженный природный газ в мире до 2040 г. [11]



В целом перевод транспорта на СПГ позволит России участвовать в формировании мирового рынка новых экологически чистых энергоносителей и технологий в 21 веке, значительно увеличить валютные поступления от реализации нефтепродуктов на внешних рынках за счет снижения их потребления внутри страны, поможет в решении все более обостряющихся экологических проблем крупных городов страны.

Поэтапный переход всех видов транспорта на потребление природного газа в качестве топлива позволит снизить себестоимость перевозок, повысить энергоэффективность транспортной системы страны, уменьшить негативное воздействие транспорта на окружающую среду, сформировать управленческие и технологические компетенции, а также производственные мощности в области использования природного газа в качестве моторного топлива.

Преимущества и недостатки

Основными преимуществами при использовании СПГ на автотранспорте являются:

- экологический эффект; возможность существенного улучшения экологической обстановки за счет уменьшения вредных выбросов в атмосферу;
- экономический эффект; снижение затрат на топливо за счет меньшей отпускной цены СПГ, чем бензина и дизельного топлива (ДТ);
- возможность использования охлаждающей способности СПГ в рефрижераторном транспорте;
- меньшие масса и объем сосудов для хранения и транспортирования СПГ, чем для аналогичного количества компримированного природного газа;
- меньшая пожаро- и взрывоопасность сосудов с СПГ по сравнению с пропановыми баллонами и баками нефтяных топлив за счет специфических свойств СПГ: низкая температура хранения (минус 160 °С) и невысокие пределы взрываемости (5–15%) в смеси с воздухом, пары СПГ, нагреваясь хорошо рассеиваются в воздухе, не образуя застойных зон, и не накапливаются на открытых пространствах [1].

Экологический эффект

В настоящее время большое внимание уделяется минимизации выбросов парниковых газов и сокращению общей токсичности выхлопа двигателей.

По европейским данным, двигатель на СПГ по сравнению с дизельным на тяжелом грузовике в смешанном цикле движения («автодорога, проходящая через небольшие города») существенно сокращает выбросы [14]:

- оксидов азота со 122 до 38 г/100 км;
- CO_2 с 93 до 82 кг/100 км;
- существенно (практически до нуля) снижаются выбросы сажи.

Таким образом, основной экологический эффект заключается в снижении дымности выхлопа и снижении выбросов парникового CO_2 на 10–12% [14].

Экономический эффект

Переход от использования дизельного топлива на СПГ формирует положительный экономический эффект за счет более низкой цены топлива. В ходе исследований было выяснено, что расход топлива в кг СПГ на один и тот же пробег будет на 12% ниже, чем расход в литрах дизельного топлива. Это хорошо согласуется со статистическими данными, которые говорят, что расход снижается на 10–15%, в зависимости от конструкции автомобиля и условий эксплуатации [14].

Несмотря на все преимущества использования газомоторного топлива, можно выделить ряд причин, препятствующих его расширенному применению как на федеральном, так и на региональном уровне.

Факторами, являющимися препятствием развитию использования СПГ на транспорте, являются:

- недостаточное развитие и количество газозаправочной инфраструктуры. Принципиально большинство потенциальных потребителей готово приобрести технику на СПГ при условии, если будет обеспечена возможность беспрепятственной заправки ее на протяжении маршрутов следования [15];
- низкий уровень развитости законодательной базы как в целом по отрасли газомоторного топлива, так и в сегменте СПГ в частности;
- необходимость существенной разницы в цене СПГ и дизельного топлива. По оценкам экспертов, для поддержания привлекательности СПГ для потенциальных потребителей стоимость его должна быть на 25–75% ниже, чем у дизельного топлива;
- низкая степень покрытия территории представительствами и дилерскими центрами по продаже автомобилей на СПГ, что обусловлено низким спросом;
- недостаточное развитие сети сервисных центров по обслуживанию газомоторных транспортных средств;
- ограниченные возможности перевода существующего парка транспортных средств на газомоторное топливо из-за конструктивных особенностей, значительного износа транспортных средств и по другим причинам [15];
- высокая степень монополизации производственной цепочки природного газа и соответственно низкая прозрачность рынка, отсутствие возможности установления рыночных цен на природный газ, возможные барьеры для входа игроков, в том числе на рынок ГМТ. Также высока степень концентрации рынка ГМТ: от 75% рынка принадлежит одному-трем операторам, что свидетельствует о монополизированности рынка. Это препятствует вхождению новых игроков и ограничивает свободу ведения бизнеса на этих рынках.

Сравнение с конкурирующими видами топлива

Природный газ как топливо имеет высокую энергоэффективность. Теплотворная способность природного газа составляет около 48 МДж/кг, что близко к теплотворной способности дизельного топлива 51 МДж/кг [14].

Для сравнительного анализа разных видов топлива иногда используются разные единицы измерения количества, что вносит путаницу. В таблице 1 представлены характеристики видов топлива с коэффициентами «энергетического эквивалента».

Таким образом, использование природного газа на транспорте требует повышенного объема топливных баков (баллонов).

ТАБЛИЦА 1. Сравнение параметров газового и дизельного топлива [14]

Топливо	Типовая единица измерения	Теплотворная способность, МДж/кг	Теплотворная способность, МДж/типовая единица измерения	Энергетический эквивалент	Энергетический эквивалент в реальной эксплуатации
ДТ	л	51	43 МДж/л	1	1
КПГ	$нм^3$	48	33,5 МДж/$м^3$	1 $м^3$ КПГ равен 0,78 л ДТ	1 л объема топливного бака для ДТ соответствует 6,4 л объема баллона для КПГ
СПГ	кг или л	48	48 МДж/кг или 20,3 МДж/л	1 кг СПГ равен 1,12 л ДТ 1 л СПГ равен 0,47 л ДТ	1 л объема топливного бака для ДТ соответствует 2,12 л объема криобака для СПГ

СПГ обеспечивает значительно большую по сравнению с КПГ эффективность использования объема топливных баков, но все равно объем используется в два раза менее эффективно, чем при применении дизельного топлива. Тем не менее этот недостаток перекрывается экономическим и экологическим эффектом от использования газомоторного топлива, показанным выше.

Несмотря на то, что СПГ и КПГ являются формами хранения природного газа, между ними некоторые различия. Основное различие между ними состоит в том, что КПГ представляет собой газ, который хранится в газообразном состоянии под высоким давлением, а СПГ хранится при весьма низкой температуре в жидком состоянии. Стоимость производства и хранения КПГ ниже по сравнению с СПГ, поскольку КПГ не требует дорогостоящего процесса охлаждения, соответствующей глубокой подготовки перед охлаждением и криогенных резервуаров. Для хранения КПГ необходимо очень высокое давление и значительно больший объем по сравнению с аналогичной массой бензина.

Преимущества СПГ по сравнению с КПГ на автотранспорте:

- низкое давление хранения СПГ (максимум до 10–20 кгс/$см^2$ по сравнению с давлением в 250 кгс/$см^2$ в автомобильных баллонах КПГ);
- бóльшая относительная экологичность топлива за счет более тщательной предварительной подготовки СПГ перед охлаждением;
- меньшие габариты, масса и стоимость резервуаров хранения и транспортировки топлива (топливных баков) одного и того же энергосодержания;
- увеличенная длина пробега транспортных средств (примерно в два раза) при одинаковых размерах топливных баков СПГ и баллонов КПГ.

Важно подчеркнуть, что не предполагается продуктовой конкуренции между КПГ и СПГ, скорее будет иметь место четкая сегментация рынка ГМТ: каждый из этих двух видов ГМТ – КПГ и СПГ – более пригоден для использования в своем потребительском сегменте. Планируется, что городские автобусы, дорожно-коммунальная техника, легкий коммерческий транспорт, такси по-прежнему будут ориентироваться на КПГ в качестве альтернативы традиционному жидкому моторному топливу.

Технологии криогенных АЗС

Классификация и оборудование КриоАЗС

Криогенные автомобильные заправочные станции в России и странах мира в основном имеют схожие технологии и в общем разделяются на [16]:

- стационарные;
- передвижные.

Криогенные передвижные автозаправочные станции (КриоПАЗС), смонтированные на автомобильном шасси, предназначаются для доставки СПГ на специально оборудованные площадки автотранспортных предприятий для заправки топливных баков автомобилей [16].

По составу оборудования и назначению КриоАЗС разделяются на [5]:

- станции общего назначения;
- станции специального назначения;
- топливозаправочные пункты.

Станции общего назначения включают технологическое оборудование, инженерные системы, производственные здания и сооружения, сервисные объекты и предназначены для заправки СПГ или КПГ автотранспортных средств широкой номенклатуры, для проведения регламентных работ как криогенных систем (опорожнение и отогрев криогенных баков), так и автотранспортных средств (мойка, шиномонтаж и др.) [5].

Станции специального назначения включают технологическое оборудование и инженерные системы и предназначены только для заправки конкретных типов автотранспортных средств, как правило, специального назначения, имеющих особые требования к организации технологического процесса заправки [5].

Топливозаправочные пункты включают технологическое оборудование и используют инженерные системы объекта (организации), на территории которого располагаются, и предназначены для заправки автотранспортных средств только данной организации [5].

В состав КриоАЗС входит основное и вспомогательное оборудование, которое должно поставляться в виде блоков-контейнеров полной заводской готовности, обеспечивающих пуск в эксплуатацию без разборки и ревизии технологического оборудования основного и вспомогательного назначения.

КриоАЗС может включать [5]:

1) технологическое оборудование:
- криогенные резервуары с испарителями наддува;
- сливные колонки;
- криогенные насосы;
- топливно-раздаточные колонки;
- трубопроводы и арматура;

- системы контроля, управления и противоаварийной защиты;
- система газоподготовки, включая запас нейтрального газа;
- система коммерческого учета газа, отпущенного потребителю;
- система отогрева;
- система обезжиривания;
- система газосброса;

2) общеинженерные системы:
- система тепло- и энергоснабжения, включая автономную котельную и автономный электрогенератор на жидком или газовом топливе;
- система водоснабжения и канализации;
- система штатного и аварийного освещения;
- система пожаротушения;
- система видеонаблюдения и охранно-периметральная сигнализация;
- система связи;

3) здания и сооружения:
- площадка для слива СПГ из передвижного заправщика в криогенный резервуар;
- площадка для заправки автотранспортных средств СПГ;
- производственный корпус с операторной и газоанализаторной;
- площадка для газоподготовки и отогрева криогенной бортовой топливной системы (КБТС);

4) вспомогательные и сервисные сооружения:
- сервисные и торговые помещения;
- стоянка для автотранспортных средств (площадка подпора);
- обустроенная площадка для высадки и посадки пассажиров.

К основным технологическим операциям, выполняемым на КриоАЗС, относятся [5]:
- слив СПГ из передвижного заправщика в криогенный резервуар;
- хранение СПГ в криогенном резервуаре;
- заправка автотранспортного средства СПГ или КПГ;
- отбор проб СПГ для последующего анализа;
- газоподготовка криогенного емкостного оборудования;
- отогрев и обезжиривание криогенного емкостного оборудования;
- опорожнение криогенного резервуара.

ТАБЛИЦА 2. Зоны территории объектов криогенных автомобильных заправочных станций и размещаемое на них технологическое оборудование [5]

Наименование зоны	Состав зон КриоАЗС
Хранения СПГ	Криогенные резервуары, испарители наддува, криогенные насосы, трубопроводы, арматура
Слива СПГ	Сливная колонка, передвижной заправщик
Заправки СПГ	Навес, топливораздаточные колонки, заправочные островки, автотранспортные средства
Газосброса	Труба газосброса, коллекторы, трубопроводы, факельная система
Служебная	Операторная, газоанализаторная
Отогрева и обезжиривания	Система отогрева и обезжиривания
Вспомогательная	Пожарные резервуары, бытовые помещения, подъездные пути и площадка стоянки транспорта, ожидающего заправки (площадка подпора), площадка для высадки и посадки пассажиров

Сооружения и технологическое оборудование КриоАЗС должны располагаться на отдельных площадках (или выделенных зонах), которые приведены в таблице 2.

В зависимости от вида отпускаемого топлива можно выделить три основные технологии заправки на КриоАЗС:
- технология «СПГ»;
- технология «С-КПГ»;
- комбинированная технология «СПГ и С-КПГ».

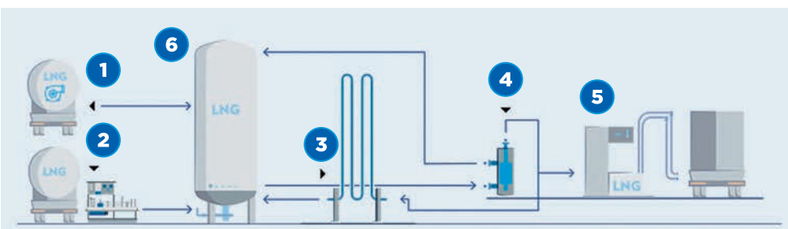
Состав оборудования на КриоАЗС, основные технологические операции, технология заправки, вспомогательное оборудование и инженерные системы должны выбираться для каждого конкретного проекта КриоАЗС, исходя из назначения КриоАЗС, типов КБТС на автотранспортном средстве, количества заправляемых автотранспортных средств.

Технология «СПГ»

Криогенные автомобильные заправочные станции с технологией «СПГ» предназначены для заправки всех типов автомобильного транспорта, оснащенных криогенной бортовой топливной системой, сжиженным природным газом. На сегодняшний день снабжение КриоАЗС жидким топливом осуществляется с ближайшего завода по сжижению газа через автоцистерну, специально предназначенную для распределения криогенного топлива [17].

Схематическое изображение КриоАЗС с технологией заправки «СПГ» представлено на рисунке 5.

РИС. 5. Криогенная автомобильная заправочная станция с технологией заправки «СПГ» [18]



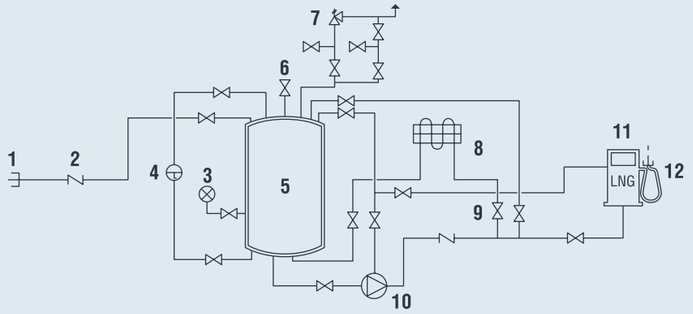
1 – бортовой криогенный центробежный насос; 2 – блок насоса приема сжиженного природного газа; 3 – атмосферный испаритель низкого давления; 4 – погружной криогенный центробежный насос; 5 – топливораздаточная колонка сжиженного природного газа; 6 – криогенный резервуар для сжиженного природного газа

Поставка сжиженного природного газа на КриоАЗС осуществляется автоцистерной 1, на борту которой находится бортовой насос, измерительное и дозирующее оборудование для заполнения криогенного резервуара 6, либо с помощью насоса приема СПГ 2. Далее СПГ подается в топливораздаточную колонку 7 (ТРК) с заправочным пистолетом из емкости для хранения СПГ с помощью криогенного насоса 4. Сжиженный природный газ подается в бак автомобиля по теплоизолированной линии через ТРК. Пары СПГ из бака автомобиля возвращаются в газовую полость криогенной емкости для последующей конденсации.

Давление хранения СПГ в криогенных резервуарах на станции выше, чем типичное давление хранения: 3 бар при -153 °С (холодный СПГ) или 8 бар при -130°С (насыщенный СПГ). Давление заправки зависит от характеристик КБТС автотранспортного средства: 3, 8, 13, 15 или 18 бар при -110 °С (сверхнасыщенный СПГ) [19].

Пример технологической схемы типовой КриоАЗС с основным технологическим оборудованием представлен на рисунке 6.

РИС. 6. Пример технологической схемы криогенной автомобильной заправочной станции с технологией заправки «СПГ» [20]



1 – узел приема сжиженного природного газа; 2 – обратный клапан; 3 – манометр; 4 – уровнемер; 5 – криогенный резервуар для сжиженного природного газа; 6 – предохранительное устройство; 7 – предохранительный пружинный клапан; 8 – испаритель; 9 – запорная арматура; 10 – криогенный насос для сжиженного природного газа; 11 – топливораздаточная колонка; 12 – заправочный шланг с насадкой

Технология «С-КПГ»

Технология С-КПГ схожа с технологией заправки компримированным природным газом на АГНКС за исключением того, что газ поступает из криогенного резервуара и сжимается под давлением более 200 бар в жидкой фазе. Как только сжиженный газ сжимается, далее он регазифицируется с помощью атмосферного испарителя, предназначенного для работы при высоких давлениях (обычно до 400 бар). Затем полученный газ нагревается и подвергается одоризации с помощью системы впрыска с дозирующими насосами (если это требуется в соответствии с государственными требованиями) и хранится в блоке аккумуляторов природного газа высокого давления перед заправкой [20].

Другой способ получить КПГ из резервуара для СПГ состоит в том, что СПГ непосредственно испаряется / нагревается из резервуара, затем проходит через одоризатор, и газ наконец сжимается с помощью стандартного газового компрессора.

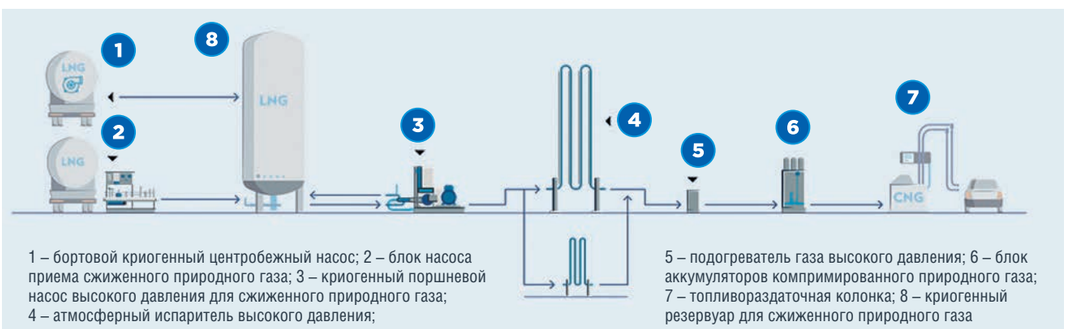
Это решение может быть выгодным, если оператор не хочет обслуживать жидкостный криогенный компрессор, но он потребляет больше электроэнергии при той же мощности [18].

Схематическое изображение КриоАЗС с технологией заправки «С-КПГ» представлено на рисунке 7.

Поставка сжиженного природного газа на КриоАЗС осуществляется автоцистерной 1, на борту которой находится бортовой насос, измерительное и дозирующее оборудование для заполнения криогенного резервуара 8, либо с помощью насоса приема СПГ 2. Далее с помощью криогенного поршневого насос высокого давления 3 природный газ в жидкой фазе сжимается до более 250–300 бар. Затем сжиженный газ переходит в газовую фазу в испарителе высокого давления 4 и нагревается в подогревателе газа 5 перед отправкой на хранение в блоке аккумуляторов газа 6.

Технологическая схема КриоАЗС по технологии «С-КПГ» представлена на рисунке 8.

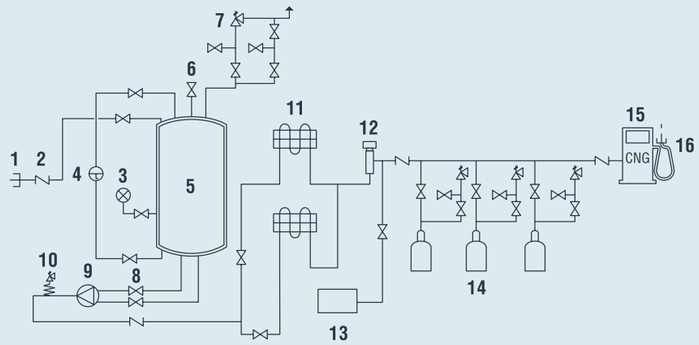
РИС. 7. Криогенная автомобильная заправочная станция с технологией заправки «С-КПГ» [18]



1 – бортовой криогенный центробежный насос; 2 – блок насоса приема сжиженного природного газа; 3 – криогенный поршневой насос высокого давления для сжиженного природного газа; 4 – атмосферный испаритель высокого давления;

5 – подогреватель газа высокого давления; 6 – блок аккумуляторов компримированного природного газа; 7 – топливораздаточная колонка; 8 – криогенный резервуар для сжиженного природного газа

РИС. 8. Пример технологической схемы криогенной автомобильной заправочной станции с технологией заправки «С-КПГ» [20]



1 – узел приема сжиженного природного газа; 2 – обратный клапан; 3 – манометр; 4 – уровнемер; 5 – криогенный резервуар для сжиженного природного газа; 6 – предохранительное устройство; 7 – предохранительный пружинный клапан; 8 – запорная арматура; 9 – криогенный поршневой насос для сжиженного природного газа высокого давления; 10 – амортизатор пульсации высокого давления; 11 – испаритель высокого давления; 12 – подогреватель газа высокого давления; 13 – одоризатор высокого давления; 14 – блок аккумуляторов компримированного природного газа; 15 – топливораздаточная колонка; 16 – заправочный шланг с насадкой

Комбинированная технология «СПГ и С-КПГ»

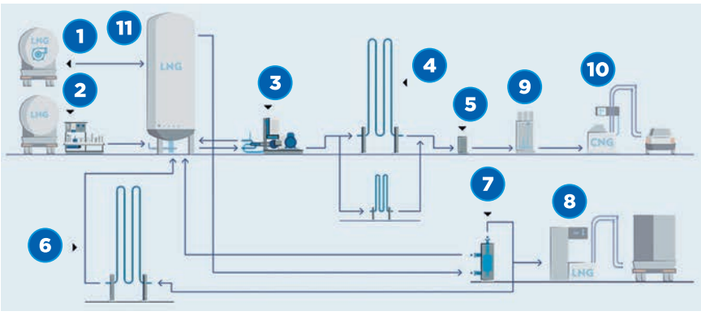
Наиболее перспективным и оптимальным решением на сегодняшний день является применение комбинированной технологии «СПГ и С-КПГ». Комбинированная криогенная заправочная станция более универсальна и может заправлять транспорт, работающий не только на СПГ, но и на КПГ.

В состав комбинированной заправочной станции входят две раздельные линии выдачи топлива, использующие один и тот же резервуар для хранения СПГ.

Одна линия предназначена для заправки транспорта, работающего на СПГ. Природный газ в жидком состоянии подается насосом на заправочную колонку и под давлением 5–8 бар заправляется в автомобиль [21].

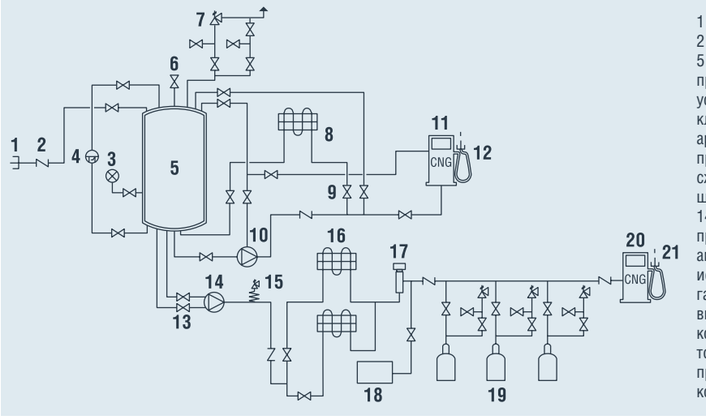
Вторая линия предназначена для заправки автотранспорта КПГ.

РИС. 9. Криогенная автомобильная заправочная станция с комбинированной технологией заправки «СПГ и С-КПГ» [18]



1 – бортовой криогенный центробежный насос; 2 – блок насоса приема сжиженного природного газа; 3 – криогенный поршневой насос высокого давления для сжиженного природного газа; 4 – атмосферный испаритель высокого давления; 5 – подогреватель газа высокого давления; 6 – атмосферный испаритель низкого давления; 7 – погружной криогенный центробежный насос; 8 – топливораздаточная колонка сжиженного природного газа; 9 – блок аккумуляторов компримированного природного газа; 10 – топливораздаточная колонка компримированного природного газа; 11 – криогенный резервуар для сжиженного природного газа

РИС. 10. Пример технологической схемы криогенной автомобильной заправочной станции с комбинированной технологией заправки «СПГ» и «С-КПГ» [20]



1 – узел приема сжиженного природного газа; 2 – обратный клапан; 3 – манометр; 4 – уровнемер; 5 – криогенный резервуар для сжиженного природного газа; 6 – предохранительное устройство; 7 – предохранительный пружинный клапан; 8 – испаритель; 9, 13 – запорная арматура; 10 – криогенный насос для сжиженного природного газа; 11 – топливораздаточная колонка сжиженного природного газа; 12 – заправочный шланг сжиженного природного газа с насадкой; 14 – криогенный поршневой насос для сжиженного природного газа высокого давления; 15 – амортизатор пульсации высокого давления; 16 – испаритель высокого давления; 17 – подогреватель газа высокого давления; 18 – одоризатор высокого давления; 19 – блок аккумуляторов компримированного природного газа; 20 – топливораздаточная колонка компримированного природного газа; 21 – заправочный шланг компримированного природного газа с насадкой

В данном случае специальный насос поднимает давление в системе до 250–300 бар и транспортирует сжиженный природный газ к испарителю высокого давления, в котором происходит процесс преобразования сжиженного газа в газовую фазу. На данном этапе природный газ находится в газообразном состоянии под давлением 250–300 бар. После испарителя высокого давления газ направляется к газозаправочной колонке и производится отпуск газа потребителю. Комбинированная станция может быть укомплектована дополнительными резервуарами высокого давления [21]. Схематическое изображение КриоАЗС с комбинированной технологией заправки «СПГ» и «С-КПГ» представлено на рисунке 9. Пример технологической схемы КриоАЗС с комбинированной технологией заправки «СПГ» и «С-КПГ» представлен на рисунке 10.

Криогенные автозаправочные станции в России и мире

КриоАЗС в России

В 2021 году в Российской Федерации был утвержден план мероприятий («дорожная карта») по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива на период до 2025 года, целью которого является увеличение объемов производства и использования малотоннажного сжиженного природного газа для газификации и в качестве моторного топлива. Задачами данного плана является стимулирование инвестиционной деятельности, повышение эффективности нормативно-правового регулирования, а также создание благоприятных условий для реализации проектов в сегменте малотоннажного СПГ и криогенной заправочной инфраструктуры в частности. В соответствии с дорожной картой совокупное количество действующих КриоАЗС к 2025 году составит 81 единицу [22].

В качестве главного целевого показателя определена суммарная установленная мощность малотоннажных производственных комплексов СПГ. Плановое значение показателя на 2025 год определено на уровне 83,3 т/ч, что почти в четыре раза больше существовавшей на конец 2020 года установленной мощности [22].

РИС. 11. Динамика развития сети криогенных автомобильных заправочных станций и малотоннажного производства сжиженного природного газа в России до 2025 г. (по дорожной карте от 2021 г.)

Целевые показатели реализации плана мероприятий по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года представлены на рисунке 11.

Постановлением Правительства России от 29.08.2020 № 1308 утверждены Правила предоставления субсидий из Федерального бюджета на возмещение части затрат при реализации инвестиционных проектов по строительству объектов производственной и заправочной инфраструктуры сжиженного природного газа. В соответствии с утвержденным постановлением предполагается проведение конкурсов на реализацию проектов строительства КриоАЗС для выделения субсидий из Федерального бюджета. Особенностью утвержденного подхода является так называемый «коридорный» принцип, при котором проектом признается сеть КриоАЗС, полностью покрывающая одну из федеральных автомобильных магистралей исходя из заданных нормативов. Каждый комплексный проект должен быть реализован одним инвестором и будет поддержан со стороны государства путем выделения адресной субсидии. Срок реализации проектов – с 1 июля 2021 г. по 1 октября 2023 г. Размер субсидии может составить от 45 до 62,5 млн рублей на одну КриоАЗС в зависимости от мощности объекта [23].

Таким образом, в России, начиная с 2021 года, намечается положительная тенденция в области развития заправочной инфраструктуры СПГ, что будет способствовать обеспечению энергетической безопасности потребителей, повышению эффективности энергообеспечения, улучшению экологической, социально-экономической ситуации в стране.

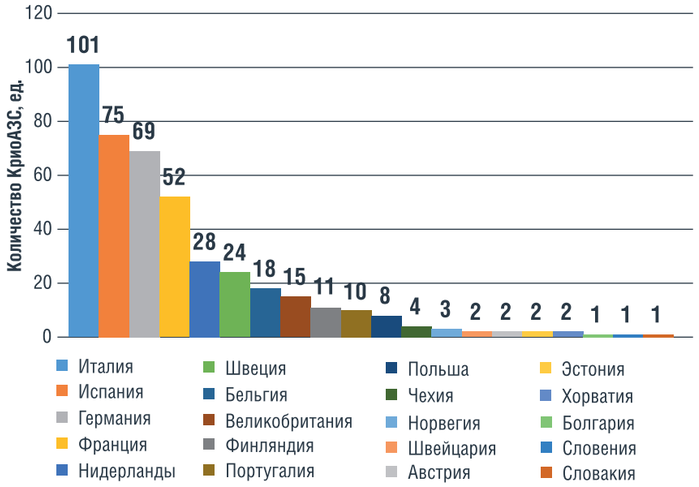
КриоАЗС в странах Европы

Европейский парк автомобилей на СПГ, в основном грузовых, устойчиво растет. Вместе с тем продолжает активно развиваться и заправочная инфраструктура СПГ для автомобильного транспорта.

В рамках Европейского союза осуществляется проект «Голубые коридоры на СПГ», который является первым масштабным мероприятием в области продвижения природного газа, используемого в качестве моторного топлива. Цель данного проекта заключается в содействии снижению выбросов парниковых газов автомобильного транспорта и привлечении новых инвестиций в сегмент газомоторного топлива и заправочной инфраструктуры СПГ [24]. Проект предполагает строительство новых криогенных станций и приобретение новых либо переоборудование уже имеющихся грузовиков.

На момент середины 2021 года на территории стран Европы совокупное количество криогенных станций для заправки автомобильных транспортных средств сжиженным природным газом составляет 429 единиц [25]. При этом подавляющее число станций приходится на территорию итальянского государства.

РИС. 12. Количество криогенных автомобильных заправочных станций в странах Европы в середине 2021 г.



Италия – европейская страна с наибольшим количеством заправочных станций СПГ. По состоянию на июль 2021 года, в стране насчитывалась 101 станция, включая действующие, проектируемые и сооружаемые [26]. Продажи сжиженного природного газа для тяжелых транспортных средств растут из-за его различных преимуществ по сравнению с автомобилями на дизельном топливе.

На рисунке 12 представлено количество криогенных заправочных станций сжиженным природным газом в странах Европы по состоянию на середину 2021 года.

По оценкам аналитиков Европейского союза в прогнозируемых сценариях странам Европы для удовлетворения растущего спроса на сжиженный природный газ в качестве моторного топлива потребуется реализовать в совокупности 750 ед. КриоАЗС к 2025 году и до 1500 ед. к 2030 году [26].

КриоАЗС в Китае

Безусловным мировым лидером по использованию сжиженного природного газа в качестве моторного топлива на автотранспорте с 2010 г. является Китай. Потребление СПГ в качестве автомобильного топлива в значительной степени связано с конкурентоспособностью СПГ по стоимости по сравнению с дизельным топливом.

Это, в свою очередь, играет роль в формировании решений о покупке обычно более дорогих транспортных средств, работающих на СПГ, за счет минимизации периода окупаемости. Правительственная политика также имела решающее значение для стимулирования внедрения транспортных средств на СПГ и потребления СПГ. Одним из важных факторов, способствующих увеличению потребления сжиженного природного газа в качестве моторного топлива, является введение в июле 2019 года обновленных национальных стандартов выбросов (China VI), которые ужесточили стандарты выбросов для оксидов азота и твердых частиц [27].

Ожидается, что использование газа в транспортном секторе станет важным компонентом роста спроса на сжиженный природный газ в Китае. Благодаря государственной поддержке использования КПГ и СПГ в транспортном секторе в качестве конкурентоспособной альтернативы нефти, потребление будет увеличиваться в среднем на 3,2% ежегодно до 74 млрд м^3 в 2050 г. Основной объем потребления (более 85%) будет приходиться на тяжелые магистральные тягачи, работающие на СПГ, численность которых в Китае уже превысила 450 тыс. ед. [28].

Тезисы основных факторов успешного развития использования сжиженного природного газа в качестве моторного топлива в Китае [7]:

1) основной объем перевозок грузов внутри страны при достаточно большой площади осуществляется автотранспортом. Как известно, доля топливной составляющей в себестоимости грузовых перевозок весьма существенна, и частный бизнес стремится ее оптимизировать, особенно в условиях замедления роста экономики;
2) китайское правительство жестко ограничивает и контролирует уровень выбросов CO_2;
3) СПГ используется не только на автотранспорте, но и для целей автономной газификации отдаленных регионов страны. Имеет место синергетический эффект использования СПГ;
4) китайские производители достаточно быстро наладили выпуск автотранспорта на СПГ, а также технологического оборудования для создания производственно-сбытовой инфраструктуры;
5) в создание инфраструктуры СПГ активно привлекается частный капитал.

Перечисленные выше особенности успешного развития китайского рынка сжиженного природного газа в качестве моторного топлива в целом и в автотранспортном сегменте в частности определили необходимость развития и поддержки сети криогенных автомобильных заправочных станций в стране.

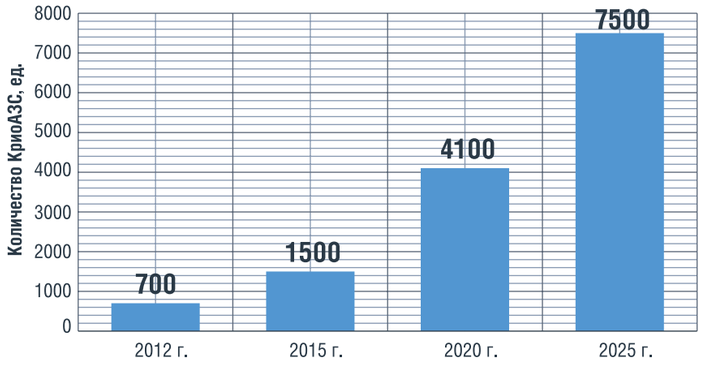
Если по состоянию на 2012 г. в Китае насчитывалось 700 ед. КриоАЗС, то на начало 2020 г. их было уже более 4100 единиц [28]. Прогнозируется, что уже к 2025 г. количество криогенных АЗС в стране достигнет 7500 ед., а количество автотранспорта на СПГ составит более 700 тысяч [29]. Данный прогноз позволяет предположить, что Китай останется лидером по реализации проектов строительства КриоАЗС в ближайшие годы.

Динамика количества КриоАЗС в Китае в 2012–2025 гг. представлена на рисунке 13.

КриоАЗС в США

Большая часть существующей заправочной инфраструктуры для транспортных средств, работающих на СПГ, сосредоточена в Калифорнии. Эта сеть станций в значительной степени поддерживает работу транспортных средств,

РИС. 13. Динамика количества криогенных автомобильных заправочных станций в Китае в 2012–2025 гг.



работающих на СПГ, в ограниченных диапазонах и позволит расширить операционные зоны по мере ее расширения.

В настоящее время в США работает 104 ед. криогенных автозаправочных станций. Из общего числа КриоАЗС 46% являются частными, а 54% – общедоступными. Все активные станции расположены в девяти штатах (Алабама, Аризона, Калифорния, Коннектикут, Луизиана, Невада, Огайо, Техас и Юта), при этом 41 из 104 станций расположены в Калифорнии. В ближайшие годы планируется запустить еще 35 ед. КриоАЗС [30].

На рисунке 14 показана динамика совокупного количества государственных и частных криогенных автозаправочных станций в США с 1995 по 2021 годы [30].

Инфраструктура СПГ, которая сложилась на сегодняшний день в США, в основном сосредоточена в специальных хабах (например, в Лос-Анджелесе и Финиксе). Таким образом, дальность следования транспортных средств, работающих на СПГ, ограничена распределением станций. В отличие от автомобилей с дизельным двигателем, работающие на СПГ автомобили еще не могут пересечь всю страну, используя систему общественных остановок для грузовых автомобилей. Однако по мере развития инфраструктуры появятся более широкие возможности для рынков транспортных средств, работающих на СПГ. Внедрение автомобилей на СПГ в регионах сопровождалось развитием инфраструктуры, например в портах Лос-Анджелеса и Лонг-Бич, а расширение этой инфраструктуры позволяет соединять регионы. Уже сейчас ведется создание коридоров для соединения различных узлов, включая совместные усилия UPS и Clean Energy по соединению Южной Калифорнии с Лас-Вегасом.

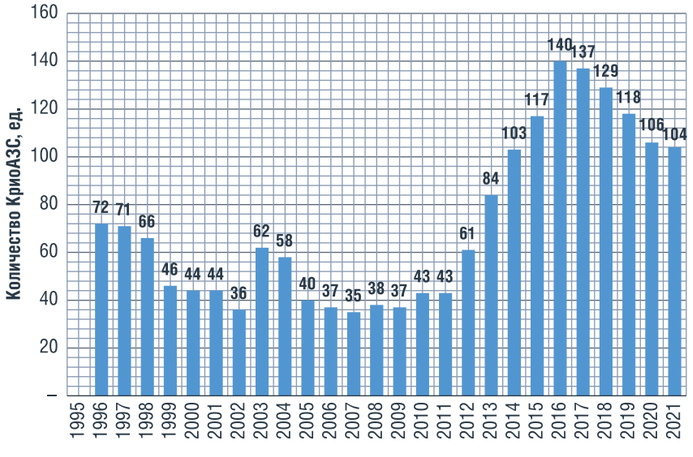
Автомобильные транспортные средства, работающие на СПГ, используемые на сегодняшний день для местных и региональных перевозок, имеют дальность действия примерно 300 миль. Без заправочного коридора расстояние в 380 миль между основными транспортными узлами Лос-Анджелеса и Сан-Франциско невозможно преодолеть на этих транспортных средствах без выработки топлива. Однако наличие КриоАЗС около 180-мильной отметки в Центральной Калифорнии позволяют преодолевать это расстояние, открывая большие возможности для движения товаров.

Таким образом, расширение инфраструктуры и связи между существующей инфраструктурой в настоящее время создают сеть для поддержки транспортных средств, работающих на СПГ [31].

Заключение

Внедрение сжиженного природного газа в качестве моторного топлива – самое перспективное направление работ в сфере обеспечения транспортных средств моторным топливом, альтернативным нефтяному. Он имеет преимущество перед всеми видами жидких топлив, а также – перед компримированным природным газом. Сжиженный природный газ становится энергоносителем с наибольшей энергетической эффективностью, что позволяет улучшить технические показатели транспортных средств: уменьшить габариты системы хранения топлива, увеличить грузоподъемность и запас хода от одной заправки, сократить холостые пробеги, снизить содержание вредных компонентов выпускных газов, увеличить моторесурс двигателей автомобилей и снизить уровень шума. Сжиженный газ по показателям взрывопожароопасности является самым безопасным из используемых жидких моторных топлив и сжиженных углеводородных газов, легче воздуха, нетоксичен, не вызывает коррозии оборудования и не загрязняет окружающую среду.

РИС. 14. Динамика совокупного количества государственных и частных криогенных автомобильных заправочных станций в Соединенных Штатах Америки в 1995–2021 гг.



Для Российской Федерации использование сжиженного природного газа, полученного на малотоннажных и среднетоннажных установках, имеет большое значение как в социальном, так и, в значительной степени, экономическом плане. Создание таких производств должно базироваться на комплексном учете многих факторов, на основе выбора рациональной производительности, техники и технологии производства сжиженного природного газа, с учетом сырья для его получения и выбора энергосберегающей технологии сжижения газа (в настоящее время энергозатраты при производстве сжиженного природного газа составляют около 45–50%), что позволит повысить эффективность производства и снизить его себестоимость.

Таким образом, применение сжиженного природного газа в качестве моторного топлива является наиболее рациональным, ресурсообеспеченным и экологически приемлемым путем повышения эффективности и экологичности автомобильного транспорта России.

В то же время в России существуют барьеры, препятствующие широкому внедрению сжиженного природного газа в качестве моторного топлива, в частности – малая развитость сетей газозаправочной инфраструктуры и законодательной базы, малое количество целевых сервисных и дилерских центров и др.

Обозначенные проблемы существенно замедляют спрос на сжиженный природный газ в качестве топлива и, как следствие, развитие газозаправочной инфраструктуры, в частности криогенных автомобильных заправочных станций.

Современные тенденции, а также прогнозы аналитиков указывают на то, что спрос в развитых странах мира на сжиженный природный газ в качестве моторного топлива для автомобильного транспорта будет только расти, а вместе с тем непременно будет развиваться соответствующая заправочная инфраструктура – криогенные автомобильные заправочные станции. Ожидается увеличение притока капитальных вложений в данный сегмент как со стороны государств, так и от частных инвесторов, что позволит применять на криогенных автомобильных заправочных станциях более современные и эффективные технологии, делая их крайне перспективным направлением топливно-энергетического комплекса. ●

Литература

1. *Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.*
2. *Разновидности газового топлива и их основные характеристики // Журнал «Сфера Нефтегаз». URL: http://s-ng.ru/pdf/main_2029.pdf (дата обращения: 01.10.2021).*
3. *Рачевский Б.С. Производство и потребление компримированного и сжиженного природного газа CNG/LNG: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2018. – 353 с.*
4. *Русакова В.В., Лапидус А.Л., Крылов И.Ф., Емельянов В.Е. Углеводородные и альтернативные топлива на основе природных газов. Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 184 с.*
5. *СТО Газпром 2-3.6-701-2013. Криогенные автомобильные газозаправочные станции. Общие технические требования. – М.: ОАО «Газпром», 2014. – 32 с.*
6. *Толмачев Д.И., Голубенко Н.В. Перспективы использования сжиженного природного газа в качестве моторного топлива на автотранспорте // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 3–8. – С. 1297–1301.*
7. *Кондратенко С.Е. Перспективы применения сжиженного природного газа в качестве моторного топлива в России // Газовая промышленность. – 2017. – № 4. – С. 76–82.*
8. *Fuel Switch to LNG in Heavy Truck Traffic / I. Smajla, D. Karasalihović Sedlar, B. Drljača, Jukić L. // Energies. – 2019. – V. 12. – no. 3:515. –19 p.*
9. *Зоря Е.И., Лошенкова О.В., Киташов Ю.Н. Нефтепродуктообеспечение. Традиционные и альтернативные топлива: Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 525 с.*
10. *Приоритетные проекты «Газпром СПГ технологии» // Газпром СПГ технологии. URL: https://www.gspgt.ru/prioritetnye-proekty (дата обращения: 02.10.2021).*
11. *Projected demand for liquefied natural gas (LNG) worldwide from 2017 to 2025 by region // Statista. URL: https://www.statista.com/statistics/227263/projected-global-natural-gas-demand/ (дата обращения: 05.10.2021).*
12. *LNG demand to rise 25-50% by 2030, fastest growing hydrocarbon – Morgan Stanley // National Association of Securities Dealers Automated Quotation. URL: https://www.nasdaq.com/articles/lng-demand-to-rise-25-50-by-2030-fastest-growing-hydrocarbon-morgan-stanley-2021-10-25 (дата обращения: 04.10.2021).*
13. *Gas Market Report Q3-2021 // International Energy Agency: IEA. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/4fee1942-b380-43f8-bd86-671a742db18e/GasMarketReportQ32021_includingGas2021Analysisandforecastto2024.pdf (дата обращения: 04.10.2021).*
14. *О применении сжиженного природного газа (СПГ) в качестве моторного топлива // Ленпромавтоматика. URL: https://lenprom.spb.ru/upload/iblock/a60/%D0%A1%D0%9F%D0%93%20%D1%81%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%BA.pdf (дата обращения: 02.10.2021).*
15. *Концепция подпрограммы «Развитие рынка газомоторного топлива» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» // Департамент жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа. URL: https://depjkke.admhmao.ru/upload/iblock/760/Kontseptsiya-Minenergo.pdf (дата обращения 09.11.2021).*
16. *ВНТП 51-1-88 Нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций. – М.: «Мингазпром», 1987. – 41 с.*
17. *Чиркина А.С., Манилкин И.Г., Куцак М.Ю. КриоАЗС или КриоТЗП. Вопросы к нормативной документации // Gasworld. – 2018. – С. 28.*
18. *AUTOMOTIVE applications // Vanzetti Engineering. URL: https://www.vanzettiengineering.com/en/automotive (дата обращения: 08.10.2021).*
19. *A state-of-the art review on the development of CNG/LNG infrastructure and natural gas vehicles (NGVs) // FUTUREGAS. URL: https://futuregas.dk/wp-content/uploads/2018/08/FutureGas-WP3-Deliverable_Task-3.1.1_Review-natural-gas-vehicles_Final-002.pdf (дата обращения: 08.10.2021).*
20. *European LNG/L-CNG technology // LNG Blue Corridors. URL: https://lngbc.eu/system/files/deliverable_attachments/LNG%20BC%20D%203.1%20%20LNG%20L-CNG%20Technology.pdf (дата обращения: 08.10.2021).*
21. *СПГ и СПГ-КПГ заправочные станции // ФАСХИММАШ. URL: https://www.fas-him.ru/netcat_files/userfiles/prezentacii/SPG_i_SPG-KPG_zapravochnye_stancii.pdf (дата обращения: 06.10.2021).*
22. *Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.02.2021 № 350-р // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202102180025?index=14&rangeSize=1 (дата обращения: 05.10.2021).*
23. *Постановление Правительства РФ от 29 августа 2020 г. № 1308 (с изменениями и дополнениями) // Документы системы ГАРАНТ. URL: https://base.garant.ru/74600114/ (дата обращения: 07.10.2021).*
24. *Cost analysis of LNG refuelling stations // LNG Blue Corridors. URL: https://lngbc.eu/system/files/deliverable_attachments/LNG_BC_D%203%208%20Cost%20analysis%20of%20LNG%20refuelling%20stations.pdf (дата обращения: 06.11.2021).*
25. *Number of liquefied natural gas fuel stations in selected European countries as of July 2021 // Statista. URL: https://www.statista.com/statistics/1251785/number-of-lng-refueling-stations-in-europe-by-country/ (дата обращения: 07.10.2021).*
26. *Alternative fuel infrastructures for heavy-duty vehicles // European Parliament. URL: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/690888/IPOL_STU(2021)690888_EN.pdf (дата обращения: 07.10.2021).*
27. *World LNG report 2021 // Global Gas Portal. URL: https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2021/ (дата обращения: 07.10.2021).*
28. *Role of Natural Gas in China 2050 // Global Gas Portal. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-expert-commentary---the-role-of-natural-gas-in-china-2050/gecf_expertcommentary_role_naturalgaschina2050.pdf (дата обращения: 08.10.2021).*
29. *LNG for transportation in China 2050 // Gladstein. URL: https://cdn.gladstein.org/pdfs/ACTE2014Presentations/InternationalMarketUpdate/4BrendaSmith.pdf?__cf_chl_managed_tk__=7W4uIZD_BD6mue9MnZp9Zf1oLsruq.2tWqjhsafMplo-1636369462-0-gaNycGzNCL0 (дата обращения: 09.10.2021).*
30. *U.S. Public and Private Alternative Fueling Stations by Fuel Type // Alternative Fuels Data Center. URL: https://afdc.energy.gov/data/10332 (дата обращения: 10.10.2021).*
31. *U.S. and Canadian Natural Gas Vehicle Market Analysis: Liquefied Natural Gas Infrastructure. Final Report // American Gas Association. URL: https://www.aga.org/sites/default/files/legacy-assets/our-issues/natural-gas-vehicles/documents/tiax%20lng%20full%20report.pdf (дата обращения: 10.10.2021).*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, liquefied natural gas filling station, liquefied natural gas as fuel, liquefied natural gas infrastructure, heavy truck, liquefied natural gas demand forecast.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

НОВАТЭК интересуется средиземноморским газом. Вопрос в цене

В апреле 2021 г. НОВАТЭК заявил о планах приобретения лицензии на добычу кипрского газа на шельфе Средиземного моря. НОВАТЭК уже давно пытается закрепиться на международном рынке газодобычи.

Геологоразведка в окрестностях шельфового блока Эль-Ариш не принесла успеха. Это не мешает НОВАТЭКу стремительно развиваться в России. Компания ведет активную добычу на Ямале. В планах НОВАТЭКа – дальнейший рост производства газа.

• Комментарий Neftegaz.RU

В конце того же года участок, на который претендовал НОВАТЭК, Кипр предложил другому консорциуму, состоящему из итальянской ENI и южнокорейской KOGAS. Но это не остановило компанию в ее стремлении заняться газодобычей на шельфе. В конце января 2018 г. НОВАТЭК в составе консорциума с Total и Eni подписал соглашение с Ливаном о разведке и добыче шельфового блока 4 (перспективного на газ) и 9 (перспективного на нефть). С 2019 года компания участвует в проекте «Газпром нефти» в Чукотском море, став первой частной нефтегазовой компанией, работающей на арктическом шельфе.

Глава Транснефти считает санкции против Ирана «харакири» для ЕС

Глава Транснефти Н. Токарев считает, что компенсировать объемы нефти, которые ЕС недополучит из-за введения нефтяных санкций против Ирана, почти нереально. Иран чувствует себя спокойно, потому что, поставляя мировому сообществу около 30 млн т нефти/год, понимает, что такой объем заместить просто невозможно. Значит, найдутся страны, которые на каких-то условиях будут вынуждены покупать иранскую нефть.

• Комментарий Neftegaz.RU

2012 год стал для Ирана самым трудным, по оценкам Коммерсанта, санкции, ударившие по нефтяному и финансовому сектору, поставили Иран в условия изоляции, что сказалось на всех секторах экономики страны. Экспорт нефти сократился в четыре раза, поставки были перенаправлены в Китай, ставший основным торговым партнером страны.

Несмотря на короткие передышки (санкции снимались и вводились с переменным успехом) страна так и не восстановилась: девальвация, инфляция, торговый дефицит, низкий уровень жизни населения и технологическая отсталость – результат экономической изоляции Ирана.

Минэнерго РФ. Обсуждение мер господдержки в области энергоэффективности и ВИЭ

11 апреля 2012 г. в Минэнерго РФ прошел круглый стол на тему «Устойчивая энергетика для всех». В качестве мер развития в области энергоэффективности отметили создание государственной информационной системы. В числе мер поддержки развития альтернативной энергетики названы субсидии из федерального бюджета на реализацию региональных программ, тарифное и налоговое регулирование.

• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 10 лет, когда ВИЭ стали одним из ключевых трендов, мерам поддержки альтернативной генерации уделяется большее внимание, но на практике процент генерируемой ВИЭ энергии очень мал. Сегодня в России работают 55 СЭС, совместно производящие всего 0,7% энергии, ветропарки производят и того меньше – 0,56% от мощности всей энергосистемы. В марте 2022 г. М. Мишустин подписал распоряжение о стимулировании развития ВИЭ, в котором утверждаются предельные величины капитальных и эксплуатационных затрат на период после 2024 г. для проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов на розничных рынках электрической энергии. ●

ПРОБЛЕМАТИКА СОВМЕСТНОГО ХРАНЕНИЯ ВОДОРОД-МЕТАНОВЫХ СМЕСЕЙ

в действующей системе ПХГ

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА (ПХГ) ЯВЛЯЮТСЯ УНИКАЛЬНЫМИ ОБЪЕКТАМИ СОЧЛЕНЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ УСЛОВИЙ. ОЦЕНКА ПОВЕДЕНИЯ ГАЗОВОЙ СМЕСИ ВОДОРОДА СОВМЕСТНО С МЕТАНОМ, ПОТЕНЦИАЛЬНО ХРАНЯЩЕЙСЯ В ЕСТЕСТВЕННЫХ ХРАНИЛИЩАХ, – ЭТО МНОГОКРИТЕРИЙНЫЙ ПРОЦЕСС, ТРЕБУЮЩИЙ СИСТЕМАТИЗАЦИИ И РАНЖИРОВАНИЯ ВОЗМОЖНЫХ РИСКОВ. ТОЛЬКО НА ТАКОЙ НАУЧНОЙ ОСНОВЕ МОЖНО ДЕЛАТЬ ВЫВОДЫ И ФОРМИРОВАТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ РАБОТ И СРОКАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ. АКТУАЛЬНОСТЬ ПОСТАНОВКИ ТЕМЫ ПРЕДОПРЕДЕЛЕНА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ПРИРОДОЙ РАЗВИТИЯ КОНКУРИРУЮЩИХ ЗА ВОДОРОД БАКТЕРИОЛОГИЧЕСКИХ СООБЩЕСТВ, КОТОРЫЕ АКТИВНЫ В ВОДНОЙ СРЕДЕ И НЕГАТИВНЫМИ СЛЕДСТВИЯМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ МЕТАНА, ВОДОРОДА, ПЛАСТОВЫХ И КОНДЕНСАЦИОННЫХ ВОД И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИХ ПОПУЛЯЦИЙ. ПОЭТОМУ СОВМЕСТНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ГИДРОХИМИЧЕСКОЙ СРЕДЫ И АССОЦИИРОВАННЫХ С НЕЙ БАКТЕРИОЛОГИЧЕСКИХ СООБЩЕСТВ ПРЕДСТАВЛЯЕТ БОЛЬШОЙ И ПЕРВОСТЕПЕННЫЙ ИНТЕРЕС ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБЛЕМ СОВМЕСТНОГО ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА С МЕТАНОМ

UNDERGROUND GAS STORAGES (UGS) ARE UNIQUE OBJECTS OF ARTICULATION OF THE INFLUENCE OF NATURAL AND TECHNOGENIC CONDITIONS. EVALUATION OF THE BEHAVIOR OF A GAS MIXTURE OF HYDROGEN TOGETHER WITH METHANE, POTENTIALLY STORED IN NATURAL STORAGE FACILITIES, IS A MULTI-CRITERIA PROCESS THAT REQUIRES SYSTEMATIZATION AND RANKING OF POSSIBLE RISKS. ONLY ON SUCH A SCIENTIFIC BASIS CAN ONE DRAW CONCLUSIONS AND FORM TECHNOLOGICAL REGIMES AND RECOMMENDATIONS FOR THE PRODUCTION OF WORK AND THE LIFE OF THE EQUIPMENT. THE RELEVANCE OF THE TOPIC IS PREDETERMINED BY THE PHYSICOCHEMICAL NATURE OF THE DEVELOPMENT OF BACTERIOLOGICAL COMMUNITIES COMPETING FOR HYDROGEN, WHICH ARE ACTIVE IN THE AQUATIC ENVIRONMENT, AND BY THE NEGATIVE CONSEQUENCES ARISING FROM THE INTERACTION OF METHANE, HYDROGEN, RESERVOIR AND CONDENSATION WATERS AND MICROBIOLOGICAL POPULATIONS. THEREFORE, THE JOINT RESEARCH OF THE HYDROCHEMICAL ENVIRONMENT AND THE BACTERIOLOGICAL COMMUNITIES ASSOCIATED WITH IT IS OF GREAT AND PARAMOUNT INTEREST FOR STUDYING THE PROBLEMS OF JOINT STORAGE OF HYDROGEN WITH METHANE

Ключевые слова: *водородная энергетика, подземное хранение газа, водород-метановые смеси, коррозия, риски.*

УДК 621.6.028+662.767.2

Сафарова Елисавета Александровна

научный сотрудник, ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, Лаборатория нефтегазовой геофлюидодинамики

Филиппова Дина Сергеевна

научный сотрудник, ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, Лаборатория нефтегазовой геофлюидодинамики

В настоящее время становится все более актуальной оценка возможности использования существующей системы подземного хранения газа для обеспечения поставок водорода и водород-метановых смесей (ВМС). Подход использования инфраструктуры и мощностей системы ПХГ для хранения ВМС экономически оправдан за счет идеи накопления значительных промышленных объемов водорода в объектах, ранее предназначенных для подачи природного газа (метана), что снижает потребность в огромных вложениях в развитие инфраструктуры, предполагает использование компетенций персонала, сохранение технологий и объектов [1].

Опыт эксплуатации и научные исследования показали, что совместное хранение метана с водородом имеет ряд серьезных отличий, связанных с прогнозированием изменений напряженно-деформированного состояния резервуаров, гидрохимических и микробиологических условий в подземных хранилищах, а также свойств объектов инфраструктуры.

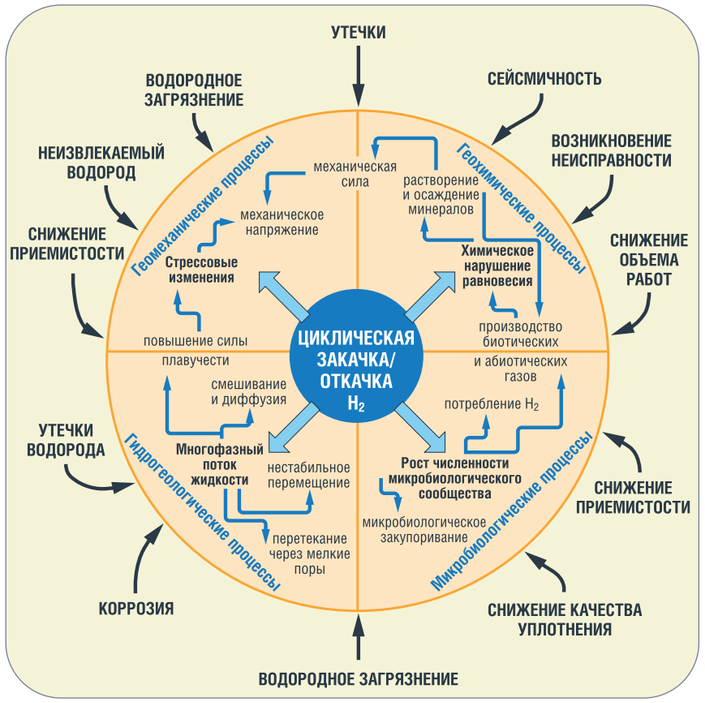
Водород является неотъемлемым компонентом природных органических соединений и является наиболее легким, подвижным и реакционно-способным газом, однако свойства многофазного хранения в пористых средах остаются неопределенными и неизученными. Газообразный водород обладает сильной способностью мигрировать в пористой среде и может вступать в реакцию с породообразующими минералами. В связи с различными геологическими условиями дополнительные исследования вмещающих пород ПХГ позволят расширить представления о потенциальном взаимодействии органических и неорганических компонентов и их влиянии на качество коллектора во всех технологических циклах в естественных хранилищах [2]. Закачка водорода способна вытеснить пластовые флюиды, что приведет к сложным многофазным перетокам. Окислительно-восстановительные реакции, вызванные водородом, могут изменить минеральную ассоциацию породы. Эффективность хранения водорода с глубиной увеличивается за счет повышения плотности водорода с ростом давления. Низкая плотность водорода по сравнению с пластовыми рассолами приводит к плавучести, что способствует формированию водородной шапки непосредственно под покрышкой. Вязкость водорода по сравнению с метаном и углекислым газом низкая. Водород также обладает относительно высокой теплопроводностью, которая увеличивается с ростом давления и температуры, так что в глубоких горизонтах хранения этот показатель для водорода почти в три раза выше, чем для метана и углекислого газа.

Как и у других газов, растворимость водорода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры и увеличением солености. Особое значение имеют относительная проницаемость, капиллярное давление и остаточная водородонасыщенность. Определение остаточного насыщения водородом контролирует неизвлекаемую часть хранимого газа, влияя на экономическую эффективность. В свою очередь, капиллярные силы, управляющие остаточным улавливанием, также влияют на поглощение и дренирование породы и, следовательно, на относительную проницаемость. Следует отметить, что относительная проницаемость может изменяться во времени в результате многократных циклов отбора и закачки. В случае накопления водорода в осадочных толщах происходят изменения пористой структуры породы, что сказывается на емкости подземных газохранилищ. Помимо абиотических реакций, проявляется в том числе микробиологическая составляющая.

Определение герметизирующих свойств покрывающей породы и призабойной зоны важно для выбора площадки и условий эксплуатации. В пористых коллекторах надлежащий контроль рабочего давления является жизненно важным параметром, позволяющим избежать попадания рассола водоносного горизонта в перфорированную область скважины. Поведение водорода, хранящегося в природных хранилищах, представляет собой многокритериальный процесс, требующий систематизации и ранжирования возможных рисков.

В связи с тем, что объекты газотранспортной системы относятся к категории опасных, аварии на таких промышленных объектах чреваты травмами и гибелью людей, разрушением жилых и производственных зданий, невыполнением договорных обязательств и во всех случаях причинением значительного материального ущерба предприятиям. С учетом этого для обеспечения уровня допустимых рисков необходимо анализировать как значимость ущерба, так и вероятность наступления

РИС. 1. Особенности и возможные риски при хранении газовых смесей с водородом



неблагоприятных событий. Показатели надежности труб и оборудования газотранспортной системы оцениваются в процессе разработки проекта сооружения и/или объекта газоснабжения применительно к конкретным условиям проектирования и эксплуатации [2, 7].

Водород обладает способностью наводораживать конструкционные материалы, в результате чего механические свойства стали значительно снижаются. Пластовые воды, являясь сильными электролитами, интенсифицируют процесс гидрогенизации. Операции по хранению водорода вместе с метаном в подземных условиях следует прогнозировать с учетом понимания возможности техногенного изменения механических свойств и напряженно-деформированного состояния резервуара, имеющихся в хранилище гидрохимических и микробиологических условий, ограничения на многофазное движение флюидов в пористых средах.

Уже выявленными последствиями взаимодействия водорода, метана, пластовых вод и микробиологических популяций являются уменьшение объемов хранимого газа, появление и выпадение сернистых отложений на инженерных сооружениях и сетях, проявление сероводорода, коррозия оборудования и наличие водородного охрупчивания металлов.

Основные особенности и возможные риски при гибридном хранении газовых смесей показаны на рисунке 1. Конструкции, контактирующие с водородосодержащими средами в процессе эксплуатации, подвержены риску резкого снижения прочности и охрупчивания оборудования под высоким давлением. Принципиально наводороживание оборудования состоит из стадий адсорбции, абсорбции и диффузии водорода и становится возможным не только за счет коррозии, но и благодаря действию катодной защиты от коррозии, которая применяется практически для всех магистральных газопроводах в процессе эксплуатации.

При своевременном обнаружении коррозионных поражений осуществляется выбор мероприятий по защите оборудования от негативных процессов. Для снижения неблагоприятных последствий разрабатываются регламенты и нормативы, позволяющие продлить межремонтный период оборудования и обеспечить безопасность эксплуатации, в том числе:

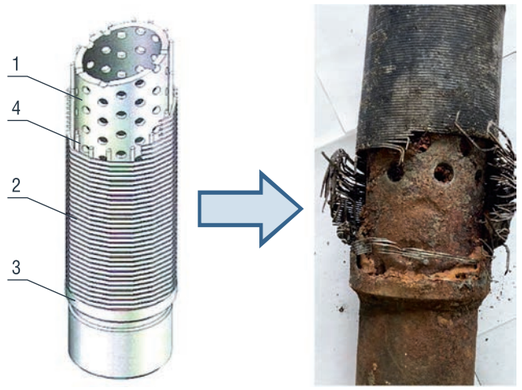
- применение специальных коррозионно-стойких сталей для скважин, подземного и наземного оборудования, инфраструктуры газосборных сетей и трубопроводов;
- постоянное дозированное введение различных ингибиторов в зависимости от условий;
- нанесение защитных покрытий для подготовки оборудования.

С учетом этого к основным рискам при хранении ВМС относятся:

- диффузия и влагосодержание продукта, транспортируемого по трубопроводам;
- высокая активность и реакционная способность;
- рост микроорганизмов, потребляющих водород, возможность их гибели в результате бактериологического биоразложения и растворения;
- риск разгерметизации;
- изменение поля напряжений вмещающих пород;
- процесс охрупчивания инженерных металлических конструкций;
- углекислотно-сульфатная коррозия, проявляющаяся при попадании сернистых и карбонатных отложений на инженерные сооружения.

Вопрос использования существующей системы газа для ВМС требует контроля описанных рисков, в том числе за счет регулирования расхода компонентного состава газа. Система контроля возникающих рисков предполагает проведение ряда мероприятий по снижению негативных техногенных и механических последствий в рамках эксплуатации объектов. Эффективным вариантом учета специфики работы с водородом является организация оперативного расходного контроля качества газовых смесей, что обеспечивает безопасность

РИС. 2. Результат бактериальной коррозии скважинного фильтра ФСК-89



Конструкция скважинного фильтра:

1 – перфорированная труба-каркас

2 – щетка

3 – чашки

4 – нержавеющая проволока трапецеидального сечения на опорных ребрах

технологического процесса за счет оперативного получения данных, что позволяет заблаговременно принимать технологические и управленческие решения [3, 5].

Важным фактором быстрого разрушения скважинного оборудования является бактериальная коррозия. Для ликвидации пескопроявлений газовые скважины оборудованы противопесочными фильтрами. В процессе сульфатредукции данные фильтры уже в настоящее время подвержены активному разрушению (рисунок 2). С переходом на гибридное хранение газов прогнозируется резкая активизация микробиологических сообществ. Это приведет к увеличению мощности содержащейся биокультуры и активизации негативных процессов [6].

Коррозионная активность микроорганизмов связана с образованием биопленок на поверхности металла с определенным составом микробных клеток. В настоящее время специалистами ИПНГ РАН проводятся работы по определению состава и потенциальной функциональной активности микробных сообществ пластовых вод ПХГ в случае хранения ВМС. Подтвержденное высокопроизводительным секвенированием V3 региона гена 16S pPHK наличие в ряде проб пластовых вод высокого содержания сульфатредуцирующих бактерий дало основу дальнейших работ по оценке коррозионной активности среды [8]. На примере микробных популяций из ПХГ экспериментально подтверждено, что добавление молекулярного водорода к изолированным образцам пластовых вод стимулирует рост сульфатредуцирующих бактерий, что приводит к усилению биогенной коррозии металлического оборудования. Продукты жизнедеятельности микробного сообщества могут неблагоприятно воздействовать на газоносный пласт и оборудование ПХГ. В частности, сульфид представляет серьезную проблему для газовой индустрии вследствие своей токсичности, коррозионной активности, способности к образованию нерастворимых осадков сульфида железа, вызывает образование стабильных водонефтяных эмульсий.

Для борьбы с бактериальной коррозией в нефтяной и газовой промышленности используется несколько методов:

- применение бактерицидных ингибиторов;
- очистка окружающей среды кислородом;
- изменение pH водоема;
- нанесение защитных покрытий, устойчивых к микроорганизмам;
- катодная защита покрытий, устойчивых к микроорганизмам;
- удаление питательных веществ из окружающей среды.

С целью достоверной оценки возможности хранения ВМС в существующих ПХГ необходимо выполнение репрезентативного объема экспериментальных исследований по выявлению ведущих гидрохимических и микробиологических факторов развития углекислотной и сульфатной коррозии при совместном хранении водорода и метана в подземных условиях. Рекомендовано провести моделирование поведения микробиологических сообществ при подземном хранении водорода совместно с метаном (применительно к геолого-промысловым условиям одного из перспективных объектов хранения).

Статья подготовлена в рамках государственного задания на тему: «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», (№ 122022800276-2).

Литература

1. *Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Романов К.В. Возможности метано-водородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике // Газовая промышленность, 2017, № С1 (750), 82–85.*
2. *Гостин И.А., Вирясов А.Н., Семенова М.А. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов // Инженерный вестник. Дон. 2013. № 2.*
3. *Монакова А.С., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Столяров В.Е. Особенности автоматизации производства и хранения промышленного водорода // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3. – С. 18–26. http://doi.org/ 10.33285/0132-2222-2021-3(572)-18–26.*
4. *Назина Т.Н., Абукова Л.А., Турова Т.П., Бабич Т.Л., Биджиева С.Х., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. Микробное разнообразие и возможная активность в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа // Микробиология, 2021. – Т. 90, № 5. – С. 589–600.*
5. *Сафарова Е.А., Столяров В.Е., Филиппова Д.С. Особенности мониторинга хранения метано-водородных смесей // SOCAR Proceedings Спецвыпуск № 2 (2021).*
6. *Сафарова Е.А., Столяров В.Е., Филиппова Д.С. Особенности эксплуатации объектов подземного хранения газа при совместном хранении метана и водорода // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 3.*
7. *СТО Газпром 2-2. 1-512-2010. Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности газоснабжения потребителей. Введение 2011-05-10. Москва: Газпром Экспо, 2011.*
8. *Филиппова Д.С., Сафарова Е.А., Лясников Д.А. Исследование микробиологической активности пластовых вод Щелковского ПХГ // Материалы конференции, Геомодель 2021, сентябрь 2021, Том 2021, с. 1–5 https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157111.*

KEYWORDS: *hydrogen energy, underground gas storage, hydrogen-methane mixtures, corrosion, risks.*

ПЕРЕЗАГРУЗКА ДЛЯ ТОП-МЕНЕДЖЕРОВ в Подмосковье

БУТИК-ОТЕЛЬ «РОДНИКИ» может стать отличным вариантом для проведения совета директоров, важных переговоров с партнерами или тимбилдинга. Всего несколько, дней, проведенных здесь, позволят забыть о суете и спешке большого города и решить все вопросы в комфортной и спокойной обстановке. Отель находится в 80 км от Москвы, в глубине леса на семи гектарах охраняемой территории. Преимущество отеля в его размерах, которые идеально подходят для мероприятий под закрытие.

На территории отеля расположено шесть дизайнерских коттеджей площадью 320 метров квадратных каждый. Коттедж состоит из трех спален и двух гостиных. В каждом коттедже есть террасы с видом на лес и панорамные окна. Гостиные оборудованы кухонной и обеденной зоной, зоной для отдыха с живым камином. Итальянский дизайн в интерьере и мебели создает впечатление европейского курорта.

Для переговоров предоставляется все необходимое современное оборудование. Различные варианты кофе брейков и фуршетного меню дополнят Вашу конференцию. Вертолетная площадка на территории отеля позволяет задействовать аэротранспорт и сокращать время в пути.

После окончания рабочего дня гостей ждет ужин в ресторане отеля. Богатое меню и винная карта удовлетворят самые взыскательные вкусы, а прекрасный вид поможет забыть о делах. Ресторан предлагает бизнес обеды, которые могут быть накрыты для Вас в ресторане, на террасе или поданы в номер. На территории отеля есть оборудованная зона барбекю.

Для полноценного отдыха гости отеля могут воспользоваться услугами банного и СПА комплекса. В отеле разработаны программы спа-ухода с применением новейших технологий и линий профессиональной косметики Academie (Франция), Bellefontainen (Швейцария). При желании можно заказать парильщика в баню, а индивидуальные спа-услуги могут быть предоставлены прямо в номере. Для более активного отдыха есть фитнес зал для занятий спортом, парковая зона для прогулок и большая спортивная волейбольно-баскетбольная площадка.

Отель располагается в непосредственной близости от городов – Сергиев Посад, Александров, Переславль-Залесский и предлагает своим гостям уникальную возможность познакомиться с величайшими историческими памятниками русской культуры.

В бутик-отеле «Родники» есть уникальная возможность совместить деловое мероприятие и полноценный отдых. Для корпоративных гостей отель предлагает специальные условия размещения.

Neftegaz.RU
номер 4/2022 г.

УДК 665.72

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОХИМИИ

в текущих условиях турбулентности

Екатерина Калиненко
начальник Центра декарбонизации и инноваций, ЛИНК

ВСЕ ПРОГНОЗЫ, КОТОРЫЕ С 2020 ГОДА ДАВАЛИСЬ КАК НА ГОСУДАРСТВЕННОМ УРОВНЕ, ТАК И МЕЖДУНАРОДНЫМИ АНАЛИТИКАМИ, О СУДЬБЕ РЫНКОВ НЕФТИ И ГАЗА (СООТВЕТСТВЕННО, И ИХ ПРОИЗВОДНЫХ), МОЖНО ОХАРАКТЕРИЗОВАТЬ ТЕРМИНОМ «ПРОТИВОРЕЧИВЫЙ». МЫ НАБЛЮДАЛИ, КАК ВЗЛЕТАЛИ И ПАДАЛИ ЦЕНЫ НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ, КАК В ОДНОЧАСЬЕ ПЕРЕИЗБЫТОК ПРЕДЛОЖЕНИЯ БАЗОВЫХ ПРОДУКТОВ НЕФТЕГАЗОХИМИИ СМЕНЯЛСЯ ДЕФИЦИТОМ И СБОЯМИ ЦЕПОЧЕК ПОСТАВОК, А ПОТОМ БАЛАНС ЧАСТИЧНО ВОССТАНАВЛИВАЛСЯ, ОДНИ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРИОРИТЕТЫ СМЕНЯЛИСЬ ДРУГИМИ – И ТАКИЕ КОЛЕБАНИЯ ПРОДОЛЖАЛИСЬ ДО НАЧАЛА ТЕКУЩЕГО ГОДА. КАКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ЖДУТ ОТРАСЛЬ ГАЗОХИМИИ?

SINCE 2020, ALL FORECASTS BY THE STATE AND INTERNATIONAL ANALYSTS REGARDING THE OIL AND GAS AND THEIR DERIVATIVES MARKETS COULD BE LABELED AS AMBIGUOUS. WE SEE ENERGY PRICES RISE AND FALL IN THE SHORT-RUN, OVERSUPPLY OF BASIC PETROCHEMICALS FOLLOWED BY SHORTAGES AND SUPPLY CHAIN FAILURES OVERNIGHT, AND THEN THE BALANCE RESTORED, INVESTMENT PRIORITIES BEEN ALTERNATED – FLUCTUATIONS CONTINUED UNTIL THE BEGINNING OF THE CURRENT YEAR. WHAT ARE THE PROSPECTS FOR THE GAS CHEMICALS?

Ключевые слова: *газохимия, сжиженный природный газ, декарбонизация, энергетический кризис, топливо.*

Компании анонсировали успехи в преодолении кризиса после пандемии и стратегии на ближайший период 2025–2030 гг., как последние события ознаменовали глобальный энергетический кризис, который разворачивается на наших глазах. Поскольку он в некоторой степени может считаться беспрецедентным с учетом всех неизвестных вводных переменных, сейчас никто не решается говорить не только о его окончании, но и о возможных последствиях на перспективу. Поэтому мы можем говорить сейчас о вероятных сценариях, связанных в большей степени с технологиями, рыночными продуктами и спросом. Пока можно с уверенностью сказать, что адаптивность и умение договариваться, а также наличие диверсифицированной сети поставок и ассортимента продуктов будут ключевыми элементами стратегии выживания.

Ряд факторов разбалансируют соотношение спроса и предложения:

- ослабление экономики стран,
- отказ от пластика сдерживает рост спроса,
- поставки мономеров сбалансированы долгосрочными контрактами,
- переизбыток определенных производных соединений,
- снижаются объемы поставок этилена в Китае,
- уменьшение объема поставок «метанол-в-олефины» и газового конденсата сниженная суммарная маржа,
- дефицитное предложение «уголь-в-химию» приводит к дефициту рынка по этому направлению.

Поскольку газ является вторым по значимости источником энергии (24% от общего потребления в мире в 2020 г.[1]), возможности его использования широки, мы рассмотрим основные направления, которые все больше конкурируют друг с другом:

1. Использование в качестве топлива. Чаще всего страны имеют либо экспортную (Россия), либо импортную (Китай) стратегию, однако по причине ригидности трубопроводных систем переориентирование с одних рынков на другой сопряжено с серьезными финансовыми затратами.

ФАКТЫ

35%

от общей мировой морской торговли химическими продуктами составлял метанол – один из 5 крупнотоннажных химических продуктов в морских перевозках

2. СПГ становится все более востребованным продуктом как формат альтернативы транспортировке газа по трубам, как более низкоуглеродный вариант морского или автотоплива. Для Северной Америки основными факторами использования СПГ в качестве судового топлива являлись низкие цены на газ и наличие инфраструктуры, зоны ECA, для Европы – ECA и государственные требования (например, в Норвегии) и нормативы по выбросам NOx; переход на СПГ мог бы помочь решить экологические проблемы в Арктике (затраты на отказ от использования высокосернистого мазута 10 млн долл. США для судов vs 100 млн долл. США на устранение разливов мазута). Основные проблемы – «метановый след» и снижение грузовой емкости судов. На данный момент планируется кратное расширение инфраструктуры СПГ в ближайшие годы, большинство стран-производителей ориентируются на этот вид топлива при строительстве новых производственных мощностей (США, Европа, Россия и Ближний Восток, частично Азия).

3. Метанол – один из 5 крупнотоннажных химических продуктов в морских перевозках, составлял 35% от общей мировой морской торговли химическими продуктами, рассматривался в качестве альтернативного мазуту судового топлива (согласно требованиям IMO 2020).

[1] *BP https://ourworldindata.org/energy-mix.*

До 2019 г. наблюдался «бум» анонсированных проектов, производство превышало 10 млн т/год, высокая степень зрелости технологии позволяла масштабировать производство, однако после резкого падения цен на метанол, что отразилось на импорте и экспорте в России, большое число будущих заводов было заморожено. Технологии дальнейшей переработки MTO и MTP, востребованные в Азии, позволяли балансировать количество сырья в регионах с нехваткой традиционного сырья (нафты, этана или СУГ). В текущих рыночных условиях такой вариант монетизации газа, например в качестве судового топлива, также не представляется привлекательным

4. Синтетические топлива, биотоплива и газомоторные (см. рис. 1). Развитие производства синтетических топлив из ископаемого сырья зависит как от цен на традиционные топлива, так и от развития альтернативной энергетики; другой сдерживающий фактор развития – конкуренция за ресурсы с альтернативными путями производства нефтехимической продукции. Крупнейшие производства по технологии GTL сосредоточены в основном в регионе Африка – Ближний Восток, при этом мощности в среднем около 30–40 тыс. барр./сут (самый большой завод в мире – Pearl GTL[2] – перерабатывает 260 тыс. барр.), что позволяет получить эффект от масштаба. Ряд планируемых мини- и средних GTL установок так и не был введен в эксплуатацию. Другим направлением стало применение синтетического керосина, получаемого не перегонкой нефти, а переработкой альтернативного сырья, в т.ч. природного газа, при этом керосин по технологии GTL сравнивается с SAF (биокеросин, например, полученный из растения ятрофы, по расчетам позволит уменьшить «углеродный след» почти на 80%).

5. Аммиак и карбамид, минеральные удобрения. Этот сегмент единственный из химического сектора по итогам 2021 года оказался в плюсе по показателям выручки, что укрепило интерес ряда непрофильных компаний к входу на данный рынок. Прогнозируется стабильный рост спроса на удобрения в ближайшие десятилетия, сбои с поставками могут обернуться проблемами с продовольственной безопасностью в уязвимых регионах. Кроме того, анонсируются проекты производства «голубого» и «зеленого» аммиака в свете сокращения углеродного следа, однако не решен до конца вопрос с улавливанием CO_2 при использовании удобрений, произведенных по такой схеме. Из-за текущей волатильности цен на сырье можно предположить, что проекты будут вновь подвергнуты переоценке экономических параметров, на работе текущих мощностей в случае налаженных систем поставок турбулентность в среднесрочной перспективе не отразится.

6. Пластики, производимые из газового сырья, например из метанола, как альтернатива этану (Китай). Наметился тренд на использование биопластиков – полностью или частично – так называемое 4 поколение (в стадии разработки),

РИС. 1. Газоконденсат – замена нефтепродуктам? (до 2023 г.)

Источники: *IEA, Roland Berger*

ФАКТЫ

На **80%**

позволит уменьшить «углеродный след» биокеросин, полученный из растения ятрофы

биосырьем являются парниковые газы (метан и CO_2), биогаз со свалок отходов или из анаэробных дигестеров, выбросы с промышленных предприятий (НПЗ, цементные заводы, металлургия). Процессы переработки биогаза активно изучаются в Европе, например, Франции и Германии, ряд компаний-стартапов вышли на рынок технологий.

В сфере нефтегазохимии приоритетом компаний по мере расширения дерева товарной продукции и появления материалов с принципиально новыми свойствами стало создание ценности (высокой добавленной стоимости), и мы наблюдаем, что вокруг этого процесса организуется вся система производства и продаж. Поскольку еще в 2014 году компании осознавали будущий избыток мощностей по производству базовых полимеров и первичной продукции из газа, они стремились выйти на смежные рынки путем удлинения цепочки создания стоимости – отсюда интерес к производству специальной химии, минеральных удобрений, поиска путей различного применения таких продуктов, как аммиак или метанол. Когда к пулу вариантов добавились приставки «био-» и «зеленый», наметился потенциал роста на уже установившихся и – в ряде регионов – перегретых рынках, и появились новые лидеры.

Наметившийся устойчивый тренд на декарбонизацию отрасли, который затронул без исключения все крупнейшие рынки и страны, тем не менее, не помешал росту инвестиций в 2021 году международных банковских организаций в компании-производители нефти и газа[3]. Таким образом, финансовые потоки разделились «надвое» – одновременно поддерживаются и проекты добычи и переработки углеводородных ресурсов, и альтернативные топлива и продукты. Горизонты планирования сокращаются, критерии выбора проектов усложняются: помимо традиционных производственных показателей и экономической эффективности, на первый план выходят также устойчивость (для нашей отрасли это, в первую очередь, экологические и социальные показатели воздействия) и срок окупаемости. Скорость стала критическим фактором для любого бизнеса после 20-го года – рыночные ниши появляются и занимаются игроками, кто правильно оценил это направление, более консервативные стратегии приводят к убыткам.

Рассмотрим в качестве примеров различных стратегий развития химического сектора некоторые ключевые регионы.

Ближний Восток

Реализация инвестиционных стратегий, основанных на интеграции нефтепереработки, газа и химии, сталкивается с типичной проблемой определения проектов с конкурентными преимуществами. Поскольку жидкое сырье может быть доставлено на мировые рынки по низким ценам, ближневосточным предприятиям приходится конкурировать с аналогичными заводами в Азии, которые работают ближе к центрам спроса. На Ближнем Востоке исторически сложились низкие цены на энергоносители, но это преимущество было сведено на нет сочетанием снижения субсидий внутри страны и более низких цен на энергоносители на международных рынках. В широком смысле бизнес-стратегии можно разделить на те, которые сосредоточены на дифференцированной продукции, и те, которые сосредоточены на том, чтобы быть производителем с низкими издержками. В отсутствие преимуществ в стоимости сырья или энергоносителей ключевым фактором для ближневосточных производителей в достижении низкой себестоимости единицы продукции является масштаб. Поддержка здесь проявляется в виде технологических разработок, которые позволили создать однопоточные установки, превосходящие уже действующие. Новые заводы также более энергоэффективны. Другой стратегической проблемой для ближневосточного сегмента является то, что его азиатские конкуренты в среднем имеют более низкие эксплуатационные расходы и более низкие затраты на строительство сопоставимых

ФАКТЫ

До **2030** года

спрос на газ будет увеличиваться текущими темпами и за десятилетие суммарно возрастет в 1,5 раза

объектов. Некоторый разрыв обусловлен различиями в ставках на рабочую силу, и его трудно устранить. Однако в той степени, в которой разрыв может быть связан с практикой эксплуатации, компании за последние несколько лет добились успеха и стали своеобразным бенчмарком в отрасли.

США

Аналогично, ввод в строй новых мощностей, имеющих преимущество по сырью, который произошел в последние годы, обеспечивает США конкурентные позиции до 2025 года[4]. По мере восстановления мировой экономики и расширения основных отраслей конечного потребления, базовые и специальные химические продукты будут демонстрировать рост. Немаловажно на фоне сокращений штата нефтегазодобывающих компаний до 30% и продажи ряда химических активов, что являясь ведущим работодателем, химическая промышленность планирует расширять свою рабочую силу, поддерживая местные сообщества. Для достижения этих амбициозных целей отрасли необходимы открытые экспортные рынки, также стимулирующий подход государства к регулированию и налогообложению.

Китай

Китайская отрасль является лидером по потреблению ресурсов, а также по инвестициям по ключевым направлениям, включая низкоуглеродное развитие. Оценивается[5], что до 2030 года спрос на газ будет увеличиваться текущими темпами и за это десятилетие суммарно возрастет в 1,5 раза, далее государственная политика

---

[2] *Shell https://www.shell.com/about-us/major-projects/pearl-gtl/the-world-s-largest-gas-to-liquids-plant.html.*

[3] *Отчет Wood Mackenzie https://www.woodmac.com/news/opinion/upstream-short-term-spend-and-long-term-trend/?utm_source=email&utm_medium=pardot&utm_content=upstream-short-term-spend-and-long-term-trend&utm_campaign=emearc-upstream-2022.*

[4] *Deloitte https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-industry-outlook.html.*

[5] *ИЭФ.*

будет вести к насыщению газового рынка. Однако продукция дальнейшей переработки будет востребована не менее. Поскольку многие производители нефти и газа ориентируются на рост экономики, а значит, и рост спроса в Китае, им следует обратить внимание на планы государства на независимость от импорта высококачественных технологичных химических продуктов (мало-/микротоннажной химии, так называемой «тонкой химии»), которая позволит не снижать темпы производства другой продукции. Так, к будущему году есть ожидание, что доля выручки технологичной химии составит до 1/2 от общего объема благодаря усилиям 10 ведущих компаний и модернизации индустриальных парков.

Европа

Как логично предположить, исходя из описанной выше ситуации на рынках, развитие химической промышленности в Европе, а также ее конкурентоспособность более зависят от наличия доступной сырьевой базы, и данные проблемы будут иметь тенденцию к усугублению к 2030 году и далее[6], не в последнюю очередь это связано с климатической повесткой. Чтобы обеспечить устойчивость добывающей (это касается и металлургии) и перерабатывающей отраслей, необходимо оптимизировать расходы на НИОКР, для этого осуществляется государственная и частная поддержка в финансировании, а также поощряется международное сотрудничество. Мировые лидеры в области производства химических веществ в Европе ищут способы решения проблем, связанных с затратами на сырье, таких как:

- Закрытие/перепрофилирование заводов по производству высокозатратной низкомаржинальной продукции.
- Определение оптимального сырья.
- Реструктуризация бизнес-операций.
- Перемещение в быстрорастущие регионы и рынки, внедрение инноваций.

Технологическое лидерство становится причиной «притяжения» новых проектов, инвестиций и возможностей и дает возможность росту конкуренции для менее крупных компаний. Самые интересные решения появляются в кросс-функциональной плоскости, когда соединяются наработки из области химии, физики, биотехнологий, цифровой сферы или машиностроения. Можно сказать, что раньше потребительский рынок диктовал спрос на определенные технологии или материалы, в настоящее время инновационные разработки порой предлагают новые комбинации потребительских свойств или ответы на казавшиеся ранее неразрешимыми вопросы. Не затрагивая этот вопрос подробно, отметим, что в связи с развитием науки и технологичности производств особенно явно производители замечают нехватку квалифицированных специалистов, в т.ч. инженерных специальностей. Эта, казалось бы, не требующая критических инвестиций для решения, но имеющая долгосрочный характер проблема может существенно затормозить в будущем трансформацию химической отрасли и возобновляемую энергетику – те области, в которых сейчас концентрируются основные усилия НИОКР.

ФАКТЫ

На 4%

в год будет продолжать расти мировое химическое производство

В большей степени именно повестка устойчивого развития, предполагающая сокращение выбросов «от и до» по каждому направлению, способствует партнерскому взаимодействию различных сфер от транспорта до сельского хозяйства и гражданского газоснабжения. Так, появляются ассоциации, технологические платформы и другие форматы, которые помогают не только обмениваться опытом, открыто говорить о задачах, но и решать вопросы финансирования и регулирования. Положительное влияние такого диалога выходит далеко за рамки конкретных задач по борьбе с отходами и вредными выбросами – это создает культуру «заботы» о своих подрядчиках, поставщиках, потребителях во всем многообразии связей. Предполагаем, что налаженные таким способом связи помогут многим компаниям избежать банкротства в текущих условиях.

Возникают также вопросы обеспечения инфраструктурой новой энергетики: мы второй раз с 2020 года сталкиваемся с несовершенством логистической системы и трудностями при поставках, росте стоимости перевозок[7]. Одним из возможных решений называют микросети (распределенное потребление) – это относится не только к энергосетям для домохозяйств, но также к концепции «производство и потребление на месте»: примером могут быть малые электролизеры на водородных заправках. То же касается и более масштабных задач переноса целых производств ближе к местам потребления (reshoring как обратный offshoring процесс). Пока остается неочевидным, в каких случаях низкие издержки на создание продукции в АТР будут в совокупности компенсировать нестабильные растущие затраты на транспортировку. Безусловно, все это скажется на конечной стоимости для потребителей, из-за чего мы прогнозируем временное – до принятия мер государственной поддержки производителей и покупателей – смещение спроса в сторону более дешевых товаров. Сохранится стремление к осознанному потреблению, пик которого пришелся на локдауны. В связи с этим, а также появлением проектов вторичной переработки и использования пластиковых отходов, аналитики даже корректировали показатели роста спроса на полимеры в сторону снижения, однако в целом разрушительного влияния на рынок в конечном счете не окажут: мировое химическое производство будет продолжать расти примерно на 4% в год[8]. Вместе с этим растет значимость систем хранения энергии[9], обеспечивающих стабильное энергоснабжение. Последний вопрос для европейского и североамериканского регионов ввиду климатических изменений становится решающим. Это имеет непосредственное отношение к газовой отрасли: с одной стороны, возможность замены угля газом как промежуточным решением – для дальнейшего замещения его ВИЭ, а также как связующего элемента всей «зеленой» энергосистемы (аммиак в качестве энергоносителя водорода).

Факторы развития газохимии в России

Стратегии: экспорт и внутренний рынок. Россия ориентирована на экспорт большого объема сырья и базовых химических продуктов и импорт пластиков и других продуктов дальнейшего передела.

Экспортные стратегии подлежат переоценке:

- Рост спроса в Азии и на Ближнем Востоке.
- Спрос на высокотехнологичную и экологичную продукцию в России и мире.
- Изменения на рынках топлив, низкоуглеродное развитие.
- Усиление конкуренции на рынках со стороны Ближнего Востока и США, в т.ч. увеличение импорта в Европу из стран Ближнего Востока за последние 10 лет.
- Насыщение спроса в Китае.

Замещение импорта химической продукции:

- Маржинальность увеличивается с повышением стадии переработки: после четырех-пяти стадий переработки углеводородного сырья стоимость конечной продукции увеличивается в 8–10 раз. Например, такова цепочка: природный газ – этан – этилен – полиэтилен – полиэтиленовая продукция. Некоторые продукты на 7–8-й стадиях переработки нефти и газа превышают стоимость аналогичного сырья в 100 и более раз. По расчетам, потенциал извлечения из газа ценных компонентов для газохимической промышленности составляет не менее 50 млн тонн.

ФАКТЫ

В 8-10 раз

увеличивается стоимость конечной продукции после 4–5 стадий переработки углеводородного сырья

- При сохранении мощностей по производству полимеров на текущем уровне, рост спроса будет удовлетворяться за счет существенного увеличения импорта.
- Более низкая стоимость для потребителей при условии локализации производства (снижение зависимости от импорта критических продуктов химии).
- Государственная стратегия и адаптация к геополитическим условиям.
- Потенциал добавленной стоимости переработки российского сырья и базовых химических продуктов реализуется за пределами России.

Выводы

На фоне таких многофакторных условий возрос интерес крупных компаний к научным разработкам и оптимизации процессов – увеличение затрат на НИОКР превышает докризисные темпы и признается крупнейшими компаниями мира в качестве краеугольного камня развития. Для нашей страны, например, вопрос «технологического суверенитета»[10] становится одним из наиболее острых для стабильной работы, в том числе энергетической отрасли.

С одной стороны, в России имеется избыток нефтегазохимического сырья, который будет расти до 2030 года. С другой стороны, существует потенциал для значительного увеличения спроса на нефтегазохимическую продукцию внутри страны, а также использование потенциала мощностей и сырьевых преимуществ. ●

---

[6] *Отчет «Глобальная Европа – 2050» https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/32cfa157-57fc-409d-b7c0-75b50faafa1e.*

[7] *RAEX рейтинговое агентство.*

[8] *BASF https://report.basf.com/2020/en/managements-report/forecast/outlook.html.*

[9] *Rystad Energy https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/powering-up-global-battery-demand-to-surge-by-2030-supply-headaches-on-the-horizon/.*

[10] *https://www.kommersant.ru/doc/5250740.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР:
вызовы, угрозы и пути преодоления

УДК 338

СОВРЕМЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК ЯВЛЯЕТСЯ БЛАГОПРИЯТНЫМ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ ТРАДИЦИОННОГО ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА. НО ЭТОТ ПРОЦЕСС СЕГОДНЯ СВЯЗАН С ОПРЕДЕЛЕННЫМИ ВЫЗОВАМИ И УГРОЗАМИ, КОТОРЫЕ ДОЛЖНЫ ВЫЯВЛЯТЬ МЕЖДУНАРОДНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ТАКИЕ КАК МЕЖДУНАРОДНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО, МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ УКАЗАННЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПОКАЗАНА ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОБЛЕМЫ, ОДНОЙ ИЗ СОСТАВЛЯЮЩИХ КОТОРОЙ ЯВЛЯЕТСЯ НЕФТЯНОЙ КРИЗИС. АНАЛИЗИРУЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ПУТИ ПРЕОДОЛЕНИЯ ДАННОГО КРИЗИСА, ТАКИЕ КАК РАЗВИТИЕ ЧИСТОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И БИОТЕХНОЛОГИИ, ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА УГЛЯ. РАСКРЫВАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ НЫНЕШНЕЙ СТРУКТУРЫ ГЛОБАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКАЗАНЫ ПУТИ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ РЕАЛИЯХ

THE MODERN ENERGY MARKET IS FAVORABLE FOR THE EXTRACTION AND PROCESSING OF TRADITIONAL FOSSIL FUELS. BUT THIS PROCESS TODAY IS ASSOCIATED WITH CERTAIN CHALLENGES AND THREATS THAT INTERNATIONAL ORGANIZATIONS, SUCH AS THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, THE WORLD ENERGY COUNCIL, SHOULD IDENTIFY. THE ARTICLE DISCUSSES THE MAIN GOALS AND OBJECTIVES OF THESE ORGANIZATIONS, SHOWS THE ECONOMIC ESSENCE OF THE GLOBAL ENERGY PROBLEM, ONE OF THE COMPONENTS OF WHICH IS THE OIL CRISIS. THE MAIN WAYS OF OVERCOMING THIS CRISIS ARE ANALYZED, SUCH AS THE DEVELOPMENT OF CLEAN ENERGY AND BIOTECHNOLOGY, DEEP PROCESSING OF COAL. THE PROBLEMS OF THE CURRENT STRUCTURE OF GLOBAL ENERGY MANAGEMENT ARE REVEALED, AS WELL AS WAYS TO OVERCOME THEM IN MODERN REALITIES ARE SHOWN

Ключевые слова: *энергетический рынок, Международное энергетическое агентство, Мировой энергетический совет, ИТЭР, глобальная энергетическая проблема, глобальное энергетическое управление, энергетическая безопасность.*

Захаров
Александр Николаевич

профессор, доктор экономических наук, профессор кафедры мировой и национальной экономики, ВАВТ Минэкономразвития России

Новые экономические санкции Запада в связи с проведением Россией специальной военной операции на Украине, а также продолжающаяся пандемия провоцируют дальнейшую разбалансировку системы глобального управления. Под ударом оказались процессы экономического развития, возникают многочисленные новые вызовы и угрозы в нефтегазовой сфере.

Сегодня мировая экономика переживает весьма непростой период, что оказывает самое прямое воздействие на состояние энергетической сферы. Современный энергетический рынок объективно является благоприятным для добычи и использования ископаемого топлива, но это связано с определенными вызовами и угрозами, с нефтяным кризисом, которые призваны предупреждать международные энергетические организации, прежде всего такие, как Международное энергетическое агентство.

Международное энергетическое агентство

Международное энергетическое агентство (МЭА; англ. International Energy Agency, IEA) является автономным органом в структуре Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). В настоящее время членами МЭА являются 29 государств: Австралия, Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Дания, Ирландия, Испания, Италия, Канада, Республика Корея, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Польша, Португалия, Соединенные Штаты Америки, Словакия, Турция, Финляндия, Франция, Чехия, Швейцария, Швеция, Эстония, Япония. Ведутся переговоры о создании ассоциированного партнерства МЭА с такими государствами, как Бразилия, Индия, Индонезия, Китай, Мексика, Россия и ЮАР. Штаб-квартира МЭА находится в Париже.

Импульсом к созданию МЭА послужили фундаментальные изменения в экономике и политике, связанные с международным нефтяным рынком, приведшие к ближневосточной войне еще в 1973–1974 гг. Спрос на нефть стремительно вырос в странах, входящих в ОЭСР. Несколько десятилетий назад нефть начала занимать лидирующее место взамен угля как источника энергии, который к 1950-м годам стал самым предпочтительным топливом. Подобное увеличение спроса на нефть в сочетании со снижением цен на нефть в США создало ситуацию, при которой зависимость ОЭСР от импорта нефти резко выросла. Низкие цены на нефть способствовали росту ее потребления.

Указанные события предупредили политиков в промышленно развитых странах об уровне их зависимости от импорта нефти и об уязвимости, присущей этой зависимости.

В 16 странах, входящих в ОЭСР, был очень ограниченный контроль над одним из товаров, наиболее важным для их экономики, при этом не было реально действующей системы, которая бы могла противостоять потенциально серьезным экономическим и политическим последствиям в перебоях поставок нефти.

> На производство единицы ВВП в России расходуется в два раза больше энергии, чем в стран – членах Международного энергетического агентства. Необходим переход от экстенсивного пути развития к интенсивному, комплексному и бережному использованию сырья при производстве продукции

Эти правительства договорились о создании МЭА, и в ноябре 1974 г. было подписано соглашение о международной энергетической программе.[1] Этот договор дал основу для формирования многогранной системы, целью которой было помочь участникам-членам справляться с краткосрочными перебоями в поставках нефти и построить более устойчивые рынки в среднесрочной и долгосрочной перспективах.

Основные цели и задачи МЭА включают в себя:

1. анализ мировой структуры спроса и предложения энергоресурсов, актуальных тенденций в области использования альтернативных источников энергии и повышения энергоэффективности;
2. укрепление и совершенствование созданной в рамках МЭА системы борьбы с перебоями в снабжении энергией;
3. обработку текущей информации, касающейся состояния международного нефтяного рынка и других источников энергии, а также рассмотрение энергетических проблем в глобальном контексте через призму сотрудничества с другими международными организациями и странами, не входящими в МЭА.

> Глобальная энергетическая проблема заключается в необходимости обеспечения возрастающих потребностей человечества в энергетических ресурсах

Важно отметить, что на производство единицы ВВП в России расходуется в два раза больше энергии, чем в странах-членах Международного энергетического агентства, т.е. в РФ нужен переход от экстенсивного пути развития к интенсивному, комплексному и бережному использованию сырья при производстве продукции, учитывать вызовы и угрозы глобальной энергетической проблемы и наметить пути их преодоления.[2]

И здесь необходимо остановиться прежде всего на экономической сущности глобальной энергетической проблемы, которая связана с проблемой энергобезопасности и изменяющегося энергетического ландшафта.

Глобальная энергетическая проблема

Глобальная энергетическая проблема заключается в необходимости обеспечения возрастающих потребностей человечества в энергетических ресурсах. Мировой энергетический совет (МИРЭС) предложил концепцию так называемой «энергетической трилеммы», которая сводится к поиску баланса между:

- *стремлением к энергетической безопасности,*
- *ценовой доступностью энергоснабжения,*
- *поиском экологической устойчивости.*

Государства стремятся обеспечить себя надежными энергетическими ресурсами:

---

[1] *https://ru.wikipedia.org.*

[2] *Захаров А.Н. Глобальная энергетическая проблема в мировой экономике. Российский внешнеэкономический вестник. – 2017. – № 3. – С. 3–10 (начало). – 2017. – № 4. – С. 14–24 (окончание) http://www.rfej.ru/.*

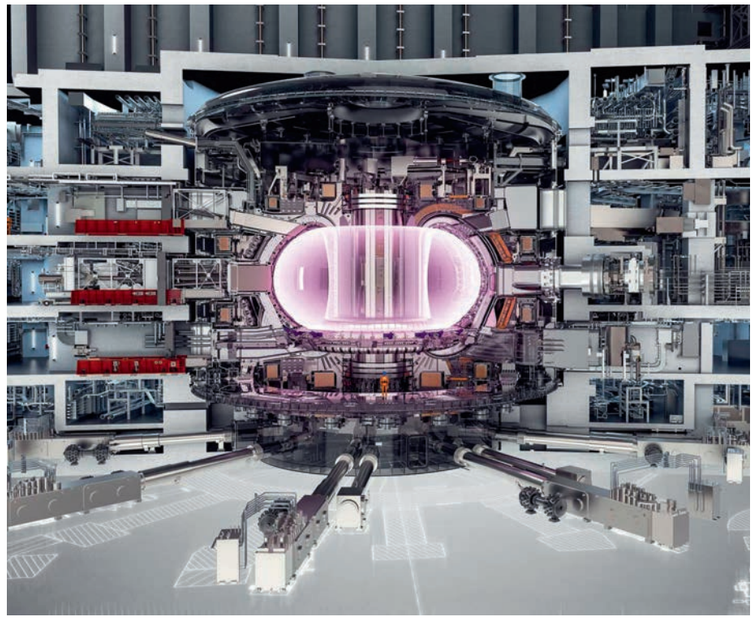


Фото с площадки сооружения ИТЭР

- путем установления контроля над традиционными энергоресурсами (в том числе используя меры политического и экономического давления – «Северный поток-2» и др.);
- за счет внедрения передовых технологий освоения и переработки традиционных углеводородных ресурсов (нефть, уголь и т.п.);
- путем промышленного использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

По данным Росгеологии, запасов нефти РФ хватит еще приблизительно лет на 30, а рентабельным нефтяным резервам по расчетам, проведенным в Роснедрах, осталось на выработку всего два десятилетия.[3] Все остальное извлекать долго и затратно (Полярный круг, Арктика). В других странах дела обстоят не лучше, т.е. через 20–30 лет нефть качать не будут, но на чем ездить и летать, чем покрывать дороги и лечиться, во что одеваться и в какие игрушки будут играть дети? Ведь нефть – не только топливо, но и масса полезных вещей и материалов, наводнивших сегодня нашу жизнь. Искусственный мех и ткани, косметика и парфюмерия, пищевые добавки, асфальт, резина, компакт-диски, детские игрушки – это далеко не полный перечень товаров, которые делают из нефти.

На наш взгляд, эффективными путями преодоления нефтяного кризиса являются:

1. Развитие чистой и низкоуглеродной энергетики. 8.02.2022 г. в День науки В.В. Путин на заседании Совета по науке и образованию отметил, что сейчас необходимо развивать чистую, низкоуглеродную энергетику, увеличивать поставки и создавать свое отечественное оборудование.[4] Еще в сентябре 2021 г. на совещании с вице-премьерами М.В. Мишустин заявил, что России нужно готовиться к поэтапному сокращению использования традиционных видов топлива, повышать энергоэффективность и развивать альтернативную энергетику, размещать ветровые генераторы и солнечные панели, строить гидроэлектростанции и укрощать атом.[5] И, конечно, необходимо участвовать в международных атомных проектах. В частности, таких, как международный экспериментальный термоядерный реактор (ITER).

ITER – проект международного экспериментального термоядерного реактора. Задача ИТЭР заключается в демонстрации возможности коммерческого использования термоядерного реактора и решения физических и технологических проблем, которые могут встретиться на этом пути. Это сегодня один из самых амбициозных энергетических проектов в мире. На юге Франции, близ Марселя, международный проект ИТЭР осуществляется на базе ведущих мировых термоядерных программ. Его цель – продемонстрировать научную и техническую возможность получения термоядерной энергии для мирных целей.

ИТЭР станет первым термоядерным устройством, которое будет производить чистую энергию и первым термоядерным устройством, поддерживающим термоядерный синтез в течение длительного времени. Также ИТЭР станет первым термоядерным устройством, которое протестирует интегрированные технологии, материалы и физические режимы, необходимые для коммерческого производства электроэнергии на основе термоядерного синтеза. Тысячи инженеров и ученых внесли свой вклад в разработку ИТЭР с тех пор, как в 1985 году была впервые запущена идея международного совместного эксперимента по термоядерному синтезу. Члены ИТЭР участвуют в создании и эксплуатации экспериментальной установки ИТЭР и вместе доводят термоядерный синтез до такой степени, когда можно будет спроектировать демонстрационный термоядерный реактор.

Количество термоядерной энергии, которое токамак (тороидальная установка для магнитного удержания плазмы с целью достижения условий, необходимых для протекания управляемого термоядерного синтеза) способен производить, является прямым результатом количества термоядерных реакций, происходящих в его ядре. Токамак, впервые разработанный советскими исследователями в конце 1960-х годов, был принят во всем мире как наиболее многообещающая конфигурация магнитного термоядерного устройства. Одна из основных целей работы ИТЭР – продемонстрировать контроль над плазмой и реакциями термоядерного синтеза с незначительными последствиями для окружающей среды.

В ИТЭР участвуют 35 стран: 27 стран Европейского союза + (через Евратом) Швейцария и Великобритания + Китай, Индия, Япония, Республика Корея, Российская Федерация и США. Организация ИТЭР также заключила соглашения о техническом сотрудничестве с не являющимися ее членами: Австралией (через Австралийскую организацию ядерной науки и технологий, ANSTO, в 2016 году); Казахстаном (через Национальный ядерный центр Казахстана, в 2017 году); подписала Меморандум о взаимопонимании с Канадой о согласии изучить возможность будущего сотрудничества и Соглашение о сотрудничестве с Таиландским институтом ядерных технологий (2018 г.), а также заключила более 70 соглашений о сотрудничестве с международными организациями, национальными лабораториями и университетами. Первая плазменная установка ИТЭР запланирована на декабрь 2025 года.[6] Это будет первый раз, когда машина будет включена, и первый акт многолетней эксплуатационной программы ИТЭР.

2. Развитие биотехнологии. Еще в 60-х гг. прошлого века появились первые полимеры из кукурузы, крахмала, пшеницы и т.п. У нас уже есть полиэтилен, полученный с помощью гидролиза и ферментации из сахарного тростника, а из крахмала делаются поддоны для пищевых продуктов, сельскохозяйственные пленки, упаковка, разовые столовые приборы, сетки для хранения овощей и фруктов, аккумуляторы для мобильников и др. В полилактидные пленки (полимеры молочной кислоты) сейчас упаковывают бутерброды, леденцы и цветы, а в бутылки из них льют воду, сок и молоко.

Биопластик активно применяется в медицине. Например, сделанные из него штифты без следа рассасываются в теле человека уже через 2 года и больному со сросшимся сложным переломом нет нужны делать повторную операцию для извлечения штифтов. Переход к растительным пластикам идет весьма медленно. Не больше 5% культивируемой биомассы уходит на производство биотоплива и химических продуктов. Это очень мало. Причина – низкое инновационное развитие.

> Нынешняя структура глобального энергетического управления отражает глобальную структуру использования энергоресурсов, основанную на рыночном обмене ресурсами, все чаще сталкивающуюся с вызовами и угрозами

С 2016 г. в РФ действует научно-технологическая стратегия, а до этого – инновационная стратегия, которая не была выполнена. В соответствии с новой стратегией 50% средств на науку должно идти от государства, а 50% от бизнеса. В промышленно развитых странах доля частного сектора больше, чем государственного. Это не только прикладная наука, но и фундаментальная и ориентируемая (США, Германия, Скандинавские страны и др.), т.е. технополисы, технопарки и пр.

3. Глубокая переработка угля. Товары, которые делают из нефти, можно получать и из угля. Разведанных запасов угля в России в сотни раз больше, чем нефтяных. Бензин можно получать и из угля, что делалось еще в начале 20 века. Например, к 1940-м гг. бензин из угля покрывал 92% авиационного топлива Германии и более 50% нефтяных поставок. Глубокая переработка угля может давать более 180 видов химпродуктов, которые можно использовать в производстве асфальта, битума, аккумуляторов, керамики, красок, резины, косметики и лекарств.

Из угля производят углеродные сорбенты, которые применяют от гигантских очистных сооружений до бытовых фильтров. Обладая гигантскими запасами угля (2-е место в мире после США), почти 80 из 100 сорбентов мы закупаем за границей, предпочитая поставлять свое сырье на экспорт, а затем импортировать результат переработки сырья, платя за это в сотни раз больше. Это положение надо было давно менять.

Но как, когда на обновление приборного парка в РФ на шесть лет на всю естественную науку выделено лишь 90 млрд рублей. Средств на науку сейчас в РФ больше выделяется от государства, а надо, как за рубежом, из бизнеса, т.е. частного сектора, шире использовать государственно-частное партнерство (ГЧП).[7]

---

[3] *https://files.vm.ru/pdf/2021.09/original/6154227282682c4f4601c36b.pdf.*

[4] *http://kremlin.ru/events/president/news/64977/videos.*

[5] *http://government.ru/news/43294/.*

[6] *https://www.iterrf.ru/index.php/sobytiya/novosti/219-22-j-sovet-iter-podtverdil-progress-v-realizatsii-proekta-na-puti-k-polucheniyu-pervoj-plazmy-v-2025-godu.*

[7] *Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливно-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции, Италии): учеб. пособие. – 2-е изд., доп. – М.: МГИМО-Университет, 2016. – 177 с. http://urss.ru/cgi-bin/db.pl?lang=Ru&blang=ru&page=Book&id=222107.*

Пути преодоления вызовов и угроз, возникающих при глобальном энергетическом управлении

Противоречие сегодняшнего дня в энергетической сфере заключается в том, что интенсивное использование энергии на основе традиционного ископаемого топлива, с одной стороны, обеспечивает импульс для развития мировой экономики, но в то же время вызывает и серьезные экологические последствия. Устранить данное противоречие призвано глобальное энергетическое управление, которое должно решить две задачи: 1. Совершенствовать механизм глобального энергетического обмена и 2. Минимизировать экологический ущерб, наносимый окружающей среде.[8]

> Основной вопрос глобальной энергетической проблематики заключается в том, как коллективные действия всех сторон и в каких масштабах будут способствовать реструктуризации энергетического ландшафта в мире

Нынешняя структура глобального энергетического управления отражает глобальную структуру использования энергоресурсов, основанную на рыночном обмене ресурсами, но эта структура все чаще начинает сталкиваться со следующими вызовами и угрозами:

- во-первых, появление новых источников энергии (альтернативных источников энергии) нарушает баланс на мировом энергетическом рынке;
- во-вторых, проблема загрязнения окружающей среды, связанная с интенсивным использованием традиционного ископаемого топлива, вызывает беспрецедентное беспокойство у большинства стран, а глобальное соглашение по климату пока что не приносит серьезных результатов.

Отсутствие глобального энергетического управления является ключевой энергетической проблемой современного мира. Так, с растущей зависимостью от поставок энергоресурсов многие страны, и прежде всего Китай, стали все больше участвовать в международном энергетическом сотрудничестве и глобальном энергетическом управлении. КНР продолжает потреблять беспрецедентное количество традиционных энергоресурсов, и при этом ТЭК Китая играет ключевую роль в поддержании темпов роста экономики страны. Кроме того, Китай испытывает внешнее и внутреннее давление с тем, чтобы ограничить загрязнение окружающей среды. Поэтому Китай также ставит большие цели в сфере развития чистой энергетики.

На наш взгляд, основные пути преодоления вызовов и угроз, возникающих при глобальном энергетическом управлении, следующие:

1. Взаимопонимание и взаимовыгодное сотрудничество. В совместном заявлении министров иностранных дел РФ и КНР по некоторым вопросам глобального управления в современных условиях подчеркивалось, что необходимо укреплять взаимопонимание и наращивать сотрудничество в интересах всеобщей безопасности и геополитической стабильности. Как пример: товарооборот между РФ и КНР – 140 млрд долл. США, а скоро составит 200 млрд. Сегодня при участии РФ вводится в строй четыре блока на двух АЭС в КНР (реализация «зеленой» экономики в Китае).[9]

2. Налаживание прямого диалога по вопросу глобального энергетического управления. Сегодня, в условиях усиления мировой политической турбулентности, особо востребован созыв саммита государств – постоянных членов СБ ООН в целях налаживания между ними прямого диалога о путях решения общих проблем человечества в интересах поддержания глобальной стабильности и безопасности, необходимо сообща реагировать на вызовы и угрозы глобального характера, встающие, в том числе, и перед глобальным энергетическим управлением.

• • •

Таким образом, основной вопрос глобальной энергетической проблематики заключается в том, как коллективные действия всех сторон и в каких масштабах будут способствовать реструктуризации энергетического ландшафта в мире.

Несмотря на то, что энергетическая безопасность является одним из ключевых элементов национальной безопасности государств, на глобальном уровне регулирование в данной сфере с учетом современных реалий все еще остается крайне затрудненным. Глобальное энергетическое управление рассматривает энергетику как обычный экономический товар, который полностью интегрирован в глобальный рынок, и поэтому энергетическая безопасность является глобальным общественным продуктом, который не может в дальнейшей перспективе контролироваться одной или несколькими странами. ●

Литература

1. *Выступление президента РФ В.В. Путина на Заседании Совета по науке и образованию. 08.02.2022 г. – URL: http://kremlin.ru/events/president/news/64977/videos (Дата обращения – 26.02.2022 г.).*
2. *Выступление премьер-министра РФ М.В. Мишустина на Совещании с вице-премьерами. 20.09.2021 г. http://government.ru/news/43294/ (Дата обращения – 26.02.2022 г.)*
3. *Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливно-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции, Италии): учеб. пособие. – 2-е изд., доп. – М.: МГИМО-Университет, 2016. – 177с. http://urss.ru/cgi-bin/db.pl?lang=Ru&blang=ru&page=Book&id=222107.*
4. *Захаров А.Н., Русак Н.А. Глобальное энергетическое управление и топливно-энергетический комплекс КНР. Neftegaz.ru. 2021. – № 1 С. 90–94. https://magazine.neftegaz.ru/*
5. *Захаров А.Н. Международные конкурсные торги: учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: МГИМО-Университет, 2011. – 160 с.*

Keywords: *energy market, International Energy Agency, World Energy Council, ITER, global energy problem, global energy governance, energy security.*

[8] *Захаров А.Н., Русак Н.А. Глобальное энергетическое управление и топливно-энергетический комплекс КНР. Neftegaz.ru. 2021. – № 1. – С. 90–94 https://magazine.neftegaz.ru/.*

[9] *http://ru.china-embassy.org/rus/zewlzxdt/202103/t20210324_9028763.htm.*

В Британии назвали единственный способ отказаться от российского газа

The Telegraph

Росс Кларк

Британия оказалась в энергетической зависимости от России по собственной вине, «закрыв» нефтяные месторождения. Единственный способ отказаться от российской нефти и газа – найти другие источники поставок. И лучше всего сделать это в собственных недрах. Нам говорят, что победить В. Путина можно, но для этого надо ездить не быстрее 90 км в час и понизить температуру в домах на один градус. Но значительная часть газа, текущего по экономическим венам Европы, все равно будет российским. Причина в том, что долгие годы Западная Европа проводила такую энергетическую политику, в которой во главу угла ставится достижение чистого нуля по углеродным выбросам в ущерб всему прочему, в том числе геополитике. Нефтегазовую отрасль считали умирающей и поэтому закрывали месторождения, переходя на импорт и рассчитывая на то, что уже скоро достигнем 100% «зеленой» энергии. Но в 2020 г. на долю ВИЭ приходилось 13,6% от общего объема энергопотребления в Британии. Единственный способ отучить себя от российской нефти и газа – это найти другие источники поставок. И лучше всего искать их в собственных недрах.

Доллар и евро больше не нужны

YAHOO! JAPAN

Такахидэ Киути

Влияние отключения SWIFT затронет различные сферы российской торговли.

Отключение семи крупнейших российских банков уже оказало серьезное влияние на российскую торговлю. Это создает препятствия для экспорта в национальных валютах и приводит к отказу от импорта из России. Таким образом, санкции, связанные со SWIFT, рассматриваются как широкомасштабный удар по российской торговле, причем не только между Россией и развитыми странами. В 2014 г. Россия создала собственную международную сеть банковских расчетов (СПФС), а в 2015 г. Китай создал свою систему – CIPS. Тем не менее объемы расчетов небольшие.

В отказе от SWIFT заинтересованы как Россия, так и Китай, поскольку обе эти страны находятся в конфронтации с США. Поскольку Россия в настоящее время подвергается жесткой критике со стороны всего мира, в случае явной поддержки Китай сам станет объектом нападок. В долгосрочной перспективе торговые отношения между Россией и Китаем в условиях санкций укрепятся.

Российский рынок привлекателен для Китая, и ему важно обеспечить поставки российской нефти. Не исключено, что юань станет валютой торговых расчетов и платежей между двумя странами.

Иностранные компании уйдут из России, если разрешит Путин

THE HILL

Карл Эверс-Хиллстрём

Сотни транснациональных компаний бегут из России после начала ею военной спецоперации на Украине. Но для многих из них полный выход из страны будет сложным и длительным процессом.

Некоторые всерьез опасаются угрозы президента России В. Путина конфисковать активы компаний, покидающих страну. Многие считают это отчаянным планом, предназначенным для того, чтобы заставить иностранные фирмы остаться в России.

Несколько ведущих американских брендов заявили, что начинают процесс разрыва связей с Россией, но предупредили, что на это потребуется немалое время. Около 400 корпораций полностью или частично ушли из России. 54 транснациональные компании продолжают свою деятельность в России, правда замораживая новые инвестиции. А 38 международных компаний вообще отказываются сокращать или прекращать свою деятельность на российском направлении. ●

ПОТЕНЦИАЛ ГЕНЕРАЦИИ ВОДОРОДА в углеводородных пластах

ВОДОРОД ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ БУДУЩЕГО. ГЕНЕРАЦИЯ ВОДОРОДА В УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПЛАСТАХ МОЖЕТ БЫТЬ ОСУЩЕСТВЛЕНА В СЛУЧАЕ РЕАЛИЗАЦИИ СПЕЦИАЛЬНОЙ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ РЕАКЦИЮ МЕЖДУ УГЛЕВОДОРОДАМИ И ВОДОЙ. В РАБОТЕ ОБСУЖДАЮТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА В ВОДОРОД ПРИ УСЛОВИЯХ, ДОСТИЖИМЫХ В ПЛАСТЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ, КОТОРЫЕ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ О ХОРОШЕМ ПОТЕНЦИАЛЕ ВНУТРИПЛАСТОВОГО СИНТЕЗА ВОДОРОДА В ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТАХ

HYDROGEN IS ONE OF THE PROMISING ENERGY CARRIERS OF THE FUTURE. HYDROGEN GENERATION IN HYDROCARBON RESERVOIRS CAN BE REALIZED DUE TO THE IMPLEMENTATION OF SPECIAL CATALYTIC THAT PROVIDES A REACTION BETWEEN HYDROCARBONS AND WATER. THE PAPER DISCUSSES THE RESULTS OF PRELIMINARY EXPERIMENTAL STUDY OF THE METHANE CONVERSION TO HYDROGEN, UNDER CONDITIONS ACHIEVABLE IN THE RESERVOIR AS A RESULT OF IN SITU COMBUSTION (ISC), WHICH INDICATE A LARGE POTENTIAL FOR IN SITU HYDROGEN SYNTHESIS IN GAS-BEARING RESERVOIRS

Ключевые слова: *водород, паровая конверсия метана, внутрипластовое горение.*

УДК 661.961

Афанасьев Павел Аркадьевич
Сколковский институт науки и технологий, м.н.с.

Попов Евгений Юрьевич
Сколковский институт науки и технологий, старший инженер, к.т.н.

Черемисин Алексей Николаевич
Сколковский институт науки и технологий, профессор, к.т.н.

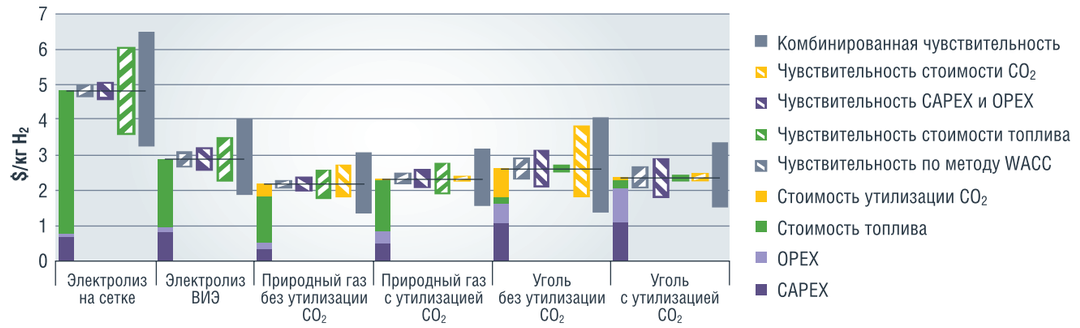
Растущая потребность человечества в энергетических ресурсах приводит к увеличению добычи и потребления углеводородов, которые по-прежнему остаются лидером мировых энергетических ресурсов. В свою очередь, углеводородные ресурсы ограничены, не возобновляемы, а их потребление связано с выбросом в атмосферу парниковых газов, ускоряющих глобальное потепление.

В то же время, согласно принятой конвенции об изменении климата, нельзя допустить повышения средней температуры на планете более чем на 2 °C в течение текущего столетия [1].

Преследуя эту цель, многие страны уже заявили о переходе к низкоуглеродной экономике в ближайшее время за счет наращивания доли альтернативной энергии, для снижения выбросов парниковых газов [2]. К такой энергии относятся энергия солнца, воды и ветра, а также энергия окисления водорода.

Возобновляемая энергетика до сих пор остается достаточно дорогой и не универсальной, поскольку возможность ее производства во многом зависит от местоположения, погодных условий и других параметров.

РИС. 1. Стоимость производства водорода разными способами (изменено автором [4])



Использование водорода в качестве энергоносителя, наряду с источниками возобновляемой энергии обладает рядом преимуществ [3]. При окислении водорода выделяется только чистая вода и энергия. Одновременно его можно рассматривать в качестве устойчивого источника энергии, так как производство водорода не зависит от условий окружающей среды, а сам он подлежит долгосрочному хранению.

Согласно прогнозу международного объединения Hydrogen Council, при должном развитии водородных технологий в ближайшем будущем водород прочно укрепится на рынке в качестве энергоносителя [4] и к 2050 году сможет покрывать до 12 % мирового энергетического спроса [5]. Водород может быть использован в качестве топлива для газовых турбин (электростанции, промышленность), котлов (отопление жилых зданий, промышленность) и топливных элементов (транспорт). На данный момент мировое производство водорода составляет около 100 млн тонн в год [6]. И практически весь производимый водород используют в качестве химического сырья: водород необходим в циклах производства аммиака, метанола, синтетического топлива, ракетного топлива и в нефтепереработке (процессы гидроочистки, гидрокрекинга, гидроконверсии) [7]. Таким образом, на данный момент водород является ценным производственным ресурсом, но его роль в будущем будет смещаться в область производства и хранения энергии.

Современные технологии производства водорода одновременно приводят к генерации больших количеств парниковых газов, являющихся как прямыми продуктами основных химических превращений, так и выделяющихся вследствие осуществления энергозатратных технологических процессов (для которых традиционно используется энергия углеводородов). В промышленных масштабах водород получают из природного газа в ходе процессов паровой конверсии и автотермического риформинга, которые приводят к эмиссии углекислого газа – до 10 кг CO_2 на кг производимого водорода [8]. Согласно международной классификации, такой водород относят к типу «серого». Такой водород не приводит к декарбонизации экономики, а значит, не может быть частью энергосистемы будущего. Для синтеза водорода, имеющего нейтральный углеродный след, необходимо дополнительно осуществлять мероприятия по улавливанию и захоронению оксидов углерода («carbon capture and storage», CCS), которые значительно удорожают производство [7, 9].

Синтез же «зеленого» водорода, производственный цикл которого не сопряжен с образованием парниковых газов, вообще возможен только в ходе электролиза воды с использованием энергии из возобновляемых источников. Однако капитальные затраты на реализацию такой технологической схемы пока слишком высоки и могут быть оправданы только на поздней стадии внедрения водородных технологий (при переходе к водородной экономике). Другие способы производства водорода (электролиз метанола, сероводородный риформинг метана, газификация угля, газификация биосырья) еще более затратны и менее эффективны, а потому не находят широкого применения [10].

На рис. 1 приведены удельные стоимости производства водорода в зависимости от способа производства.

Существующие методы производства достаточно дороги и неэффективны, а потому необходимо изучение новых процессов генерации водорода или создание принципиально нового дизайна уже имеющихся технологий.

Одним из перспективных низкоуглеродных методов производства водорода с одновременным захоронением получаемых парниковых газов может стать технология внутрипластовой генерации водорода в пластах углеводородов. Внутрипластовые *in situ* превращения углеводородов возможны в условиях повышенной температуры в присутствии катализатора. При этом разогревать пласт можно известными тепловыми паровоздушными методами воздействия на пласт. А образующиеся при химических превращениях парниковые газы можно оставлять в пласте, обеспечивая их захоронение, добывая чистый водород через внутрискважинное устройство с водород-селективной мембраной.

Перспективы внутрипластовой генерации водорода

Химические превращения, подобные превращениям в промышленных установках на поверхности, могут быть реализованы *in situ* в поровом пространстве пластов, насыщенных углеводородами, при применении традиционных тепловых методов воздействия на пласт. В случае внутрипластового преобразования углеводородов в водород нет необходимости

в их предварительной добыче и подготовке. Поскольку превращения, ведущие к генерации водорода, протекают с увеличением количества газообразных продуктов, технология может быть реализована даже в истощенных и обводненных нефтяных, газовых и угольных месторождениях и в месторождениях на поздней стадии разработки. При этом технология может дать вторую жизнь некоторым неэффективным месторождениям и обеспечить более полное извлечение углеводородов. Так, для реализации технологии внутрипластового синтеза водорода потенциально могут быть использованы существующие скважины, а для транспортировки полученного водорода – существующие газопроводы, что значительно снижает капитальные затраты.

Технология также может решить проблему добычи нетрадиционных углеводородов, особенно битумов и тяжелых, высоковязких нефтей. Генерация водорода непосредственно в поровом пространстве месторождений будет способствовать внутрипластовому облагораживанию (улучшению качества) углеводородного сырья (за счет интенсификации процессов акватермолиза, гидрокрекинга и гидроконверсии в общем), что приведет к увеличению подвижности углеводородов. Разогрев же пласта в результате применения тепловых методов воздействия на пласт будет также способствовать снижению вязкости и плотности нефтяного сырья, которые снижаются с увеличением температуры флюида. Дополнительному облагораживанию углеводородного сырья будет способствовать используемый в технологии металлсодержащий катализатор [11]. Вытеснительный характер реализуемых тепловых методов воздействия на пласт приведет к проталкиванию водородсодержащего газа и остаточных углеводородов к добывающей скважине. При этом улучшенная текучесть углеводородного сырья (нефти) будет сохраняться и после извлечения из пласта, при транспортировке по трубопроводам.

Таким образом, одна часть неиспользуемых или трудно разрабатываемых углеводородных запасов может быть конвертирована в новый энергетический носитель – водород, а другая часть может быть добыта ввиду реализации теплового воздействия на пласт и увеличения подвижности углеводородов. То есть описываемая технология внутрипластовой генерации водорода, в зависимости от дизайна, также может приводить к внутрипластовому облагораживанию нефтяного сырья и увеличению нефтеотдачи и обеспечивать разработку нетрадиционных запасов в общем.

Среди способов разогрева пласта для реализации технологии возможно применять закачку перегретой воды, пара и воздуха (обогащенного кислородом воздуха) с последующим осуществлением внутрипластового горения (ВПГ) насыщающих углеводородов. Воздействие паром, однако, позволит увеличить температуру активной зоны пласта лишь до 350 °C. Для достижения более высоких температур в пласте необходимо осуществление ВПГ. Метод в первую очередь представляет из себя динамический процесс вытеснительного характера. При прямом ВПГ образуется фронт горения, распространяющийся от нагнетательной к добывающей скважине, вытесняющий перед собой синтетические газы горения, а также содержащиеся в поровом пространстве воду и углеводороды. При этом в пористой среде в пластовых условиях возможно как ВПГ нефти (применяемое в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи [12, 13]), так и ВПГ газа и угля (подземная газификация угля). Теплота при таком процессе образуется непосредственно в пласте месторождения, что значительно снижает тепловые потери и позволяет разогреть обширные области пласта с достижением пиковых температур на сравнительно узком участке – фронте горения. При ВПГ нефти средняя температура на фронте горения составляет 640 °C [14], однако определяется типом сырья и концентрацией окислителя. Так, при ВПГ битумов в пласте уже были достигнуты температуры порядка 900–1200 °C [15–17].

В экспериментах по горению метана в пористой среде с постоянной закачкой смеси метана и воздуха удалось достичь разогрева модели пласта до 1400 °C [18, 19]. Подземная газификация угольных пластов позволяет разогреть активную зону пласта до температур 1000–1300 °C [20, 21] и приводит к образованию синтез-газа различного состава, содержащего в том числе водород.

Крое того, ВПГ насыщающих углеводородов само по себе может генерировать водород в пласте при оптимальных операционных параметрах. Ключевую роль в этом процессе играет нефтяной кокс, образуемый в ходе стадии низкотемпературного окисления. В случае контакта водяного пара и кокса при высоких температурах происходит его газификация с образованием значительных количеств водорода. Этот процесс был отмечен в ходе реализации влажных ВПГ на битуминозных месторождениях Канады и открывает новые возможности для технологии синтеза водорода *in situ* в пластах трудноизвлекаемых запасов [15, 17, 22].

Преследуя цель максимизации синтеза водорода внутри пласта, насыщенного углеводородами, наиболее перспективными оказываются газовые, газонефтяные и газонефтеконденсатные месторождения, содержащие природный газ в свободном виде. Это обусловлено высоким значением атомарного соотношения H/C = 4/1 в главном компоненте природного газа – метане. Согласно оценке [22], удельный объем генерируемого водорода зависит от отношения H/C в сырье и для метана составляет 2,2–2,4 м³/кг сырья. Реальное же значение объема генерируемого водорода из 1 кг метана определяется полнотой протекания основных процессов: паровой конверсии (реакции (1) – (2)), термического крекинга (реакция (3)), парциального окисления (реакция (4)) и углекислотной конверсии метана (реакция (5)) и, в случае наиболее благоприятных термодинамических условий, может достигать значения 5,6 м3/кг. Сама зависимость объема генерируемого водорода от соотношения H/C в сырье имеет линейный вид, значения уменьшаются по мере утяжеления сырья.

$$CH_4 + H_2O = CO + 3H_2 - 206{,}1\ кДж \quad (1)$$

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2 + 41\ кДж \quad (2)$$

$$CH_4 = C + 2H_2 - 206{,}4\ кДж \quad (3)$$

$$CH_4 + 1/2O_2 = CO + 2H_2 + 35{,}6\ кДж \quad (4)$$

$$CH_4 + CO_2 = 2CO + 2H_2 - 247\ кДж \quad (5)$$

Поскольку вышеописанные процессы имеют общий эндотермический эффект и протекают в газовой фазе, превращения требуют подвода колоссальных количеств тепла, а конверсия метана в водород увеличивается с увеличением температуры и снижением давления процесса. Использование катализатора позволяет снизить температуру начала реакций протекающих процессов до значений, достижимых в пласте в результате ВПГ остаточной нефти, газоконденсата или остаточной нефти подстилающих пластов (для месторождений с газовой шапкой).

Основная концепция процесса генерации водорода в пластах газовых месторождений описана в патенте [23]. Технология преимущественно рассматривает протекание каталитических процессов конверсии метана: паровую, реакцию сдвига водяного газа и парциальное окисление метана. Однако при достижении температуры в активной зоне реакции выше 500 °C в условиях недостатка водяного пара и воздуха возможно также протекание процессов каталитического крекинга метана и углекислотной конверсии метана.

Исследуемая технология генерации водорода в пласте газового месторождения представляет из себя дополненный и модернизированный вариант вышеописанной идеи и условно состоит из нескольких этапов воздействия на пласт. На первом этапе должна быть организована доставка активного катализатора или доставка раствора прекурсора катализатора в пласт. В качестве прекурсора могут выступать разложимые при низкой температуре водо- или нефтерастворимые соли переходных металлов, проявляющие активность в реакциях крекинга и гидрирования углеводородов. На второй стадии должен быть организован предварительный разогрев пласта за счет его обработки перегретым водяным паром, приводящий также к синтезу активной формы катализатора и его распределению в охваченной зоне пласта. На следующей стадии необходимо осуществить закачку в пласт воздуха при определенных оптимальных параметрах и осуществить процесс ВПГ насыщающих углеводородов, приводящий к разогреву пласта и интенсификации основных процессов генерации водорода и облагораживания нефтяного сырья.

Для пластов, содержащих свободный газ, наиболее изученным является процесс ВПГ остаточной нефти или нефти подстилающих пластов. Дальнейшая закачка в пласт пара и воздуха должна проводиться циклически, согласно оптимальному режиму воздействия на пласт. На заключительной стадии организуют разделение добываемой синтетической газовой смеси и закачку парниковых газов назад в пласт разрабатываемого месторождения. Другим возможным вариантом может быть добыча чистого водорода через водород-селективную мембрану, обеспечивая тем самым утилизацию образуемых парниковых газов. Захоронение парниковых газов (диоксида углерода) обеспечивается еще и за счет гравитационной сегрегации более тяжелых и плотных, по сравнению с водородом, газов, образования угольной кислоты и взаимодействия ее с породой пласта, с образованием нерастворимых соединений [24].

Таким образом, инновационность предлагаемого подхода заключается в обработке пласта катализатором (прекурсором катализатора) и реализации специального режима циклического паровоздушного воздействия на пласт, с осуществлением процесса ВПГ, приводящего к разогреву пласта и генерации водорода непосредственно в поровом пространстве. Дизайн технологии также подразумевает вовлечение в разработку неиспользуемых углеводородных запасов, захоронение образуемых парниковых газов и может быть изменен в зависимости от типа месторождения и основного целевого продукта. Образующийся в ходе внутрипластовых процессов водород можно хранить в пласте неограниченное время, до востребования.

Результаты экспериментальных исследований

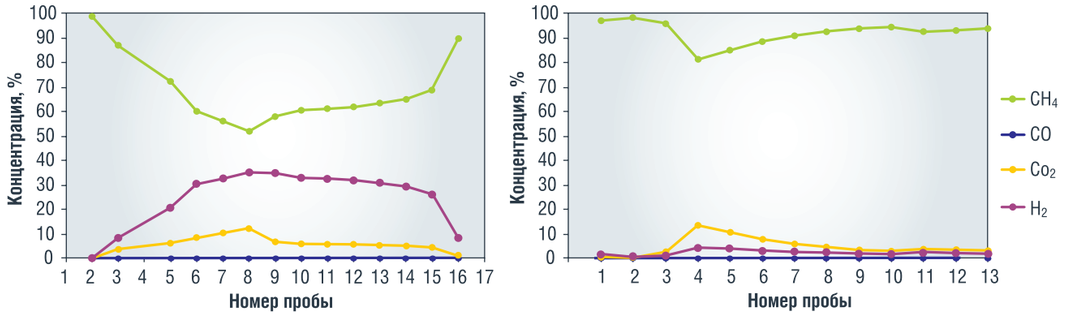
Для проверки концепции внутрипластового синтеза водорода в условиях газовых месторождений, а также для оценки генерационного потенциала и выявления основных связанных эффектов была проведена серия экспериментов по каталитической конверсии метана, в том числе в присутствии реального керна газового месторождения. Экспериментальные исследования были проведены при двух различных температурах 550 и 800 °C, достижимых в пласте в результате реализации процесса ВПГ (остаточной нефти или нефти подстилающих пластов), и двух значениях давления – 3 и 9 МПа, моделирующих начальное и текущее пластовые давления.

Эксперименты проводили на автоклавной установке, состоящей из высокотемпературного проточного реактора высокого давления с термопарой и разрывной мембраной, газовых баллонов с азотом и метаном, манометров, регуляторов обратного давления, сепаратора, блока отбора проб и блока газоанализа. Измельченный α-Al_2O_3 и измельченный керн (образцы породы коллектора) использовали для имитации инертной и реальной поровых сред газового месторождения соответственно. Заранее полученный Ni-содержащий катализатор (~16 % NiO), нанесенный на подложку из α-Al_2O_3, также использовали в экспериментах для активации процессов конверсии метана.

ТАБЛИЦА 1. Параметры и результаты экспериментов по конверсии метана

№	Операционные параметры			Основные компоненты синтетического газа, % мольн.				Степень конверсии метана, %
	Поровая среда	T, °C	P, МПа	H_2	CH_4	CO_2	CO	
1	Al_2O_3	550	9	35,1	52,0	12,4	0,0	11,1
2	Керн	550	9	4,5	81,4	13,5	0,0	1,4
3	Al_2O_3	800	3	70,8	5,2	14,8	8,0	77,1
4	Керн	800	3	34,0	57,8	4,9	2,5	18,5

РИС. 2. Зависимости концентраций основных компонентов синтетической газовой смеси от времени, в эксперименте № 1 (слева) и в эксперименте № 2 (справа)



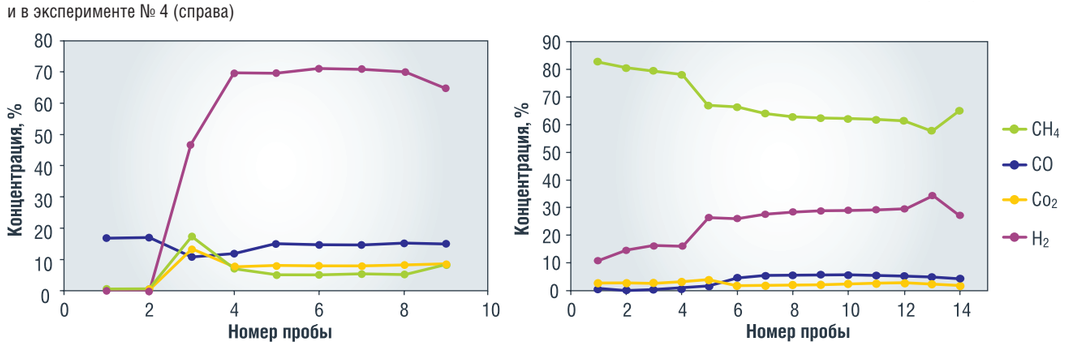
Используемая в экспериментах методика аналогична описанной в [25]. Модель поровой среды смешивали с катализатором и загружали в реактор. Затем всю гидродинамическую систему вакуумировали и нагревали до целевой температуры. После этого давление в реакторе поднимали азотом. А на следующем этапе осуществляли закачку в реактор заданных количеств метана и пара, вытесняя азот, и проводили термообработку реагентов в течение определенного времени с периодическим отбором проб газа. Газовые пробы отбирали на анализ каждые 30 мин. Параметры и результаты проведенных экспериментов представлены в табл. 1.

В эксперименте № 1 получили значительные количества водорода в выходящем потоке. Данные газовой хроматографии свидетельствуют об увеличении концентрации водорода в реакторе до 35,1% мольн. Зависимость концентрации основных газовых компонентов в выходящем потоке представлена на рис. 2, левый. Исходя из реально детектируемых количеств водорода, расчетная степень конверсии метана после выхода на режим составляла около 11,1%.

В свою очередь, в эксперименте № 2 с реальным керном газового месторождения получили лишь небольшие количества водорода в выходящем потоке. После достижения режимной температуры, процесс генерации водорода интенсифицировался, однако был нестабильным, и постепенно замедлялся. Данные газовой хроматографии представлены на рис. 2, правый. Была достигнута максимальная концентрация водорода в эксперименте всего около 4,5% мольн. В ходе дальнейшей термообработки концентрация водорода в выходящем газовом потоке снижается до 1,7% мольн. При этом пики на кривых зависимостей концентраций углекислого газа и водорода от времени отвечают закачке увеличенных количеств пара в реактор, с целью увеличения отношения пар/метан. Вероятно, низкие значения концентрации водорода в продуктовой газовой смеси стали следствием снижения активности катализатора, используемого в эксперименте, в результате отравления его поверхности соединениями серы и углеводородами, образующимися при разложении органической составляющей керна. Жирные газовые компоненты и сероводород были также обнаружены в синтетической газовой смеси.

В высокотемпературных экспериментах № 3 и 4 удалось заметно снизить вклад реакций метанирования (обратных реакций (1) – (3)) в суммарный процесс и поддерживать активность катализатора на определенном уровне в течение всего экспериментального времени, даже в присутствии реального керна. В эксперименте № 3 концентрация водорода быстро достигла своих пиковых значений и практически не менялась в течение всего времени эксперимента (рис. 3, левый). Максимальная отмеченная концентрация водорода в системе составила 70,8% мольн, а расчетное значение степени конверсии метана за весь эксперимент – около 77,1%. В эксперименте № 4, проведенном в присутствии

РИС. 3. Зависимости концентраций основных компонентов синтетической газовой смеси от времени, в эксперименте № 3 (слева) и в эксперименте № 4 (справа)



реального керна, также были достигнуты высокие концентрации водорода в выходящем газовом потоке – до 34,0% мольн. (рис. 3, правый). Однако степень конверсии метана в водород составила только около 18,5%.

Таким образом, установлено, что генерация водорода из метана в присутствии модели дробленого керна и катализатора на основе никеля, при относительно высоких давлениях 3 и 10 МПа, возможна, но значительные значения конверсии достигаются лишь при температурах порядка 800 °С. При этом более высокая концентрация водорода, при прочих равных условиях, была достигнута в экспериментах с инертной керновой моделью из измельченного Al_2O_3. Т.е. можно сделать вывод о значительном влиянии поровой среды на процесс генерации водорода. Реальный керн содержит серосодержащие соединения и органическое вещество, способные снижать активность используемого катализатора. Этот негативный эффект накладывает ограничения на применение технологии на реальных месторождениях при сравнительно низких температурах. Тем не менее паро-метановые смеси при высоких температурах проявляют сильные восстановительные свойства. В результате активность катализатора может быть восстановлена даже в условиях реальных пластов газовых месторождений. Это утверждение также подтверждается результатами эксперимента № 4.

Заключение

Использование водорода в качестве энергетического носителя – новый мировой тренд. В условиях декарбонизации экономики, спрос на водород будет только расти. При этом экономически и технологически развитые страны заинтересованы исключительно в водороде, произведенном низкоуглеродными методами (без выбросов парниковых газов или с осуществлением процедур по улавливанию и захоронению таких газов).

Внутрипластовый синтез водорода может стать многообещающим, дешевым способом низкоуглеродного производства водорода. При этом в разработку могут быть вовлечены неэффективные и нетрадиционные месторождения углеводородов. Водород может образовываться за счет конверсии природного газа, нефти, битумов, угля. Образующиеся в ходе химических превращений парниковые газы можно закачивать назад в разрабатываемый пласт или вообще не добывать на поверхность, производя отбор чистого водорода через водород-селективный фильтр. Технология внутрипластового синтеза заключается в каталитическом паровоздушном воздействии на пласт с осуществлением процесса ВПГ углеводородного сырья, за счет которого происходит разогрев пласта и, как следствие, основные химические превращения.

Природный газ является наиболее перспективным ресурсом для масштабного производства водорода в пластах. В случае газовых месторождений, основными процессами, приводящими к синтезу водорода, являются паровая конверсия, крекинг, парциальное окисление метана и конверсия водяного газа.

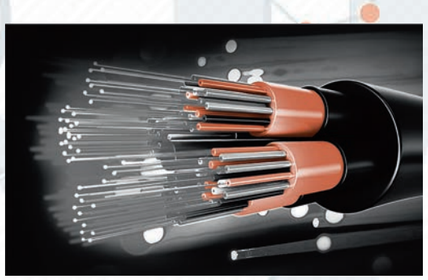
Проведенные предварительные экспериментальные исследования подтверждают перспективы каталитической генерации водорода *in situ* в месторождениях природного газа. При нетипично низких для процесса паровой конверсии метана температурах (550 °С) и нетипично высоких давлениях (9 МПа) в присутствии инертной керновой модели была достигнута степень конверсии метана в водород около 77%. Для достижения высоких степеней конверсии метана в водород непосредственно внутри пласта необходимо создавать более высокие температуры. Это связано с термодинамическими ограничениями, а также с возможным негативным влиянием реального керна на активность катализатора.

Для улучшения исследуемой технологии плоть до ее внедрения необходима модификация существующих промышленных катализаторов конверсии углеводородов или подбор катализаторов более эффективных и менее чувствительных к каталитическим ядам, содержащимся в керне, а также подбор технологии доставки катализатора в пласт. Дополнительно необходимо рассмотреть механизмы ингибирования вторичных и побочных реакций, потребляющих синтезированный водород, и изучить влияние состава керна на процесс генерации водорода в широком диапазоне температур. ●

Литература

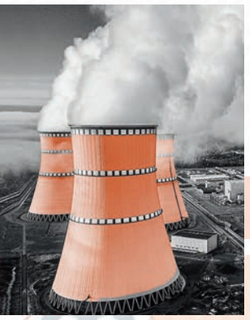
1. *International Renewable Energy Agency. Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 // Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050. Abu Dhabi, 2019. 52 (10–23) p.*
2. *United Nations. Framework Convention on Climate Change. 2015. 1–32 p.*
3. *Rosen M.A., Koohi-Fayegh S. The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems // Energy, Ecol. Environ. 2016. T. 1, № 1. P. 10–29.*
4. *Hydrogen Council. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. 2020. 16 p.*
5. *Hydrogen Council. Hydrogen Scaling Up. 2017. T. November. 1–80 p.*
6. *IEA. World Energy Outlook. 2019.*
7. *IEA. The future of fuel: The future of hydrogen. 2019. № June. 89 p.*
8. *Balcombe P. и др. The carbon credentials of hydrogen gas networks and supply chains // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier Ltd, 2018. T. 91, № April. P. 1077–1088.*
9. *IEAGHG. Techno - Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS // Technical Review 2017-02. 2017. № February. 286 p.*
10. *T-raissi A. Hydrogen: Automotive fuel of the future // IEEE Power Energy Mag. 2004. № November-Desember. P. 40–45.*
11. *Hashemi R., Pereira P. Experimental Study of Hot Fluid Injection into Athabasca Oil Sand Reservoir. 2011. T. All Days.*
12. *Chen B. Investigation of in-situ combustion kinetics using the isoconversional principle. Stanford University, 2012.*
13. *Gutiérrez, D. и др. The ABCs of in-situ-combustion simulations: From laboratory experiments to field scale // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2012.*
14. *Alexander J.D., Martin W.L., Dew J.N. Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In Situ Combustion // J. Pet. Technol. 1962. T. 14, № 10. P. 1154–1164.*
15. *Hajdo L.E., Hallam R.J., Vorndran L.D.L. Hydrogen Generation During In-Situ Combustion // SPE 13661. 1985. P. 675–689.*
16. *Kapadia P.R. и др. Potential for Hydrogen Generation during In Situ Combustion of Bitumen // SPE 122028, SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 2009. № June. P. 1–14.*
17. *Hallam R.J. и др. Thermal Recovery of Bitumen at Wolf Lake // SPE Reservoir Engineering. 1989. № May. P. 178–186.*
18. *Sanmiguel J.E. и др. Formation Heat Treatment Process by Combustion of Gases Around the Wellbore // JCPT. 2002. T. 41, № 8. P. 70–76.*
19. *Sanmiguel J.E., Mehta S.A.R., Moore R.G. An Experimental Study of Controlled Gas-Phase Combustion in Porous Media for Enhanced Recovery of Oil and. 2003. T. 125, № March. P. 64–71.*
20. *Scott E. Production of hydrogen from underground coal gasification: пат. WO 2008033268 A1 USA. 2008. № March.*
21. *Yang L., Liang J., Yu L. Clean coal technology – Study on the pilot project experiment of underground coal gasification. 2003. T. 28. P. 1445–1460.*
22. *Kapadia P.R., Kallos M.S., Gates I.D. Potential for hydrogen generation from in situ combustion of Athabasca bitumen // Fuel. Elsevier Ltd, 2011. T. 90, № 6. C. 2254–2265.*
23. *Surguchev L., Surguchev M., Berenblym R. Process for hydrogen generation: пат. WO2019224326A1 USA. 2019.*
24. *Surguchev L., Berenblyum B. In-situ H2 Generation from Hydrocarbons and CO2 Storage in the Reservoir // Fourth EAGE CO2 Geological Storage Workshop. Stavanger, Norway: European Association of Geoscientists & Engineers, 2014. № April.*
25. *Afanasev P. и др. An experimental study of the possibility of in situ hydrogen generation within gas reservoirs // Energies. 2021. T. 14, № 16.*

KEYWORDS: *hydrogen, steam methane conversion, in situ combustion.*



Оптоволокно для экстремальных условий

ОПТИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ СЕГОДНЯ – ОДИН ИЗ ОСНОВНЫХ СПОСОБОВ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ. Ученые из Пермского Политеха разработали технологию, которая увеличит долговечность оптического волокна при работе в экстремальных условиях эксплуатации. Повысить трещиностойкость и продлить срок эксплуатации удалось за счет изменения технологии вытяжки. Ученые отметили, что процесс вытяжки оптоволокна начинался на верхней части башни, там заготовку фиксировали в центрирующем патроне, а конец заготовки помещали в высокотемпературную печь, где он нагревался до 2100 °С, а потом медленно опускался к выходу из печи. В это время на него наносился полиимидный лак. Такое покрытие оказывает положительное влияние на прочность и устойчивость оптоволокна. В будущем технологию планируют применять в местах, где необходимо осуществлять контроль агрессивных параметров, это, в том числе, нефтяные скважины, подводные лодки, АЭС.



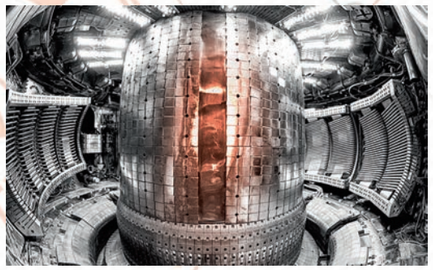
Усовершенствованная аустенитная сталь для безопасности АЭС

УЧЕНЫЕ ЦНИИТМАШ ПРЕДЛОЖИЛИ СКОРРЕКТИРОВАТЬ ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ АУСТЕНИТНОЙ СТАЛИ, который повышает ее стойкость к межкристаллитной коррозии и таким образом сделает ее эксплуатацию на АЭС более безопасной. В ходе исследования хромоникелевых сталей аустенитного класса с различным химическим составом и разными режимами термообработки ученые получили экспериментальные результаты с варьированным соотношением титана, углерода и хрома, а также с температурой аустенизации. Полученная корректировка стали увеличит ресурс работы трубопроводов и оборудования, изготавливаемых из аустенитных сталей, повысит безопасность эксплуатации АЭС и не повлияет на стоимость материала. Повышение требования по соотношению титан/углерод до 8 и выше является наиболее приемлемым способом модернизации оборудования и трубопроводов с точки зрения обеспечения стойкости к межкристаллитной коррозии.

Уничтожение техногенных отходов

УЧЕНЫЕ УРАЛЬСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА И УРАЛЬСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РАН ПРЕДЛОЖИЛИ ЭКОЛОГИЧНЫЙ СПОСОБ ЛИКВИДАЦИИ ПОЛИХЛОРИРОВАННЫХ БИФЕНИЛОВ – токсичных отходов производства. Новый двухэтапный подход безопасен и может быть реализован на базе уже существующих предприятий по утилизации. Полихлорированные бифенилы (ПХБ) – это соединения, которые используются в ТЭК, машиностроении, пищевой и химической промышленности и относятся ко второму классу опасности. Наиболее эффективным способом уничтожения ПХБ на сегодня является

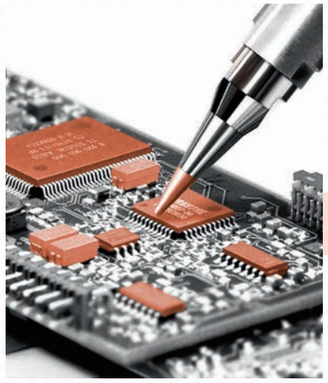
сжигание, однако для успешной ликвидации веществ необходимо соблюдать правило «трех Т»: высокая турбулентность, нахождение вещества в зоне реакции в течение 2–3 секунд и температура в зоне сжигания выше 2000 °С. Создание печей с учетом всех требований предполагает наличие отдельных конструкторских мероприятий и высокотехнологичных мощностей. Уральские исследователи разработали двухэтапную методику ликвидации ПХБ. Технология не требует строительства специальных заводов с печами, применять ее можно на существующих заводах по утилизации отходов. Первый этап – химическая функционализация: замена атомов хлора в исходных структурах ПХБ гидроксильной группой ОН. Именно хлор представляет опасность при сжигании, поэтому важно минимизировать его количество. Заменить все атомы хлора невозможно, но можно заменить несколько атомов на более нейтральные химические группы. Решающим этапом является термическое разрушение. После функционализации процесс сгорания новых производных ПХБ идет эффективнее и при более низких температурах – 600–700 °С. Конечными продуктами термической деструкции являются минеральные вещества: вода, углекислый газ, соляная кислота, не представляющие прямой опасности для человека.



Материалы для революционных суперреакторов

В РОСАТОМЕ РАЗРАБОТАЛИ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РЕВОЛЮЦИОННОГО «СУПЕРРЕАКТОРА БУДУЩЕГО» – ВОДО-ВОДЯНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕАКТОРА, охлаждаемого водой сверхкритического давления (ВВЭР-СКД). Образцы материала продемонстрировали возможность повышения эксплуатационных характеристик: температура (400–430 °С) и давление (27 Мпа), что в целом существенно увеличит КПД энергетической установки.

Материалы позволят обеспечить проекты реакторов будущих поколений высоконадежными и высокоресурсными корпусами. Новые материалы предполагается использовать и при проектировании реакторов т.н. промежуточной инновационной линейки развития ВВЭР – реакторов ВВЭР-С со спектральным регулированием потока нейтронов.



Нанокомпозит для электроники

УЧЕНЫЕ НИТУ «МИСИС» СИНТЕЗИРОВАЛИ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ КОМПОЗИТЫ НА ОСНОВЕ ОКСИДОВ МЕТАЛЛОВ И ГРАФЕНА. Полученный материал может применяться в качестве электродов для отечественных накопителей энергии. Полученные композиты – магнитные полупроводниковые материалы, электрическими свойствами которых можно управлять. Это позволит интегрировать их в электронную технику, а также открывает перспективы для использования в системах накопления энергии.

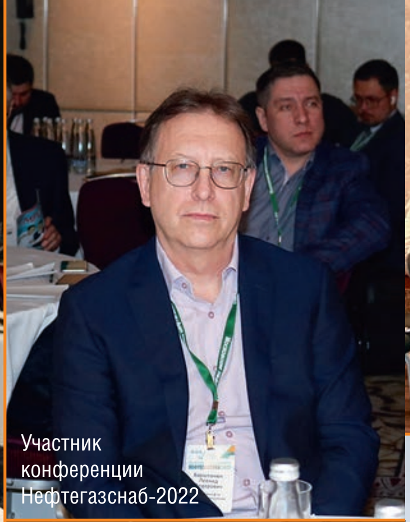
Новый материал создан на основе наночастиц феррита кобальта, феррита марганца и графена. Их комбинирование позволяет в значительной мере изменять удельную площадь поверхности композитов.

Ученые МГУ сделали солнечные батареи долговечными

УЧЕНЫЕ МГУ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА ПРЕДЛОЖИЛИ НОВЫЙ СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ ТОНКИХ ПЛЕНОК ГИБРИДНЫХ ГАЛОГЕНИДНЫХ ПЕРОВСКИТОВ К СВЕТУ И НАГРЕВАНИЮ.

Это оказалось возможно за счет «пассивации» дефектов в материале: наносился тонкий слой вещества, который заполнял «молекулярные дыры» и служил эффективным барьером от внешних воздействий. Исследование открывает новые возможности для создания более долговечных тонкопленочных перовскитных солнечных батарей. Первые солнечные элементы, использующие в качестве светопоглощающего слоя галогенидные перовскиты, были предложены в 2011 году, с тех пор их КПД увеличился с 3,8 до 25,9 % в 2021. В своей новой работе ученые выяснили, как увеличить стабильность пленки перовскита при помощи обработки ее поверхности. Для этого на поверхности формируют мономолекулярный слоя пассивирующего агента. Для того, чтобы такой слой был плотным и стабильным, в качестве пассиватора был выбран иодид протонированной аминоудекановой кислоты, катионы которой не только компенсируют вакансии («дыры») катионов метиламмония на поверхности перовскита, но и формируют между собой прочные водородные связи за счет концевых карбоксильных групп. В результате снижается концентрация поверхностных дефектов, запускающих реакции фотохимического разложения материала и ускоряющих его деградацию.

Участники конференции Нефтегазснаб-2022


Участник конференции Нефтегазснаб-2022

Участники СПГ Конгресса

Спикеры конференции Нефтегазснаб-2022

Участники СПГ Конгресса

Студенты Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

А. Сафронов

С. Русанов, А. Черепанов

М. Галямов

В. Корчененков

Участники СПГ Конгресса

Участница конференции Нефтегазснаб-2022

Участники конференции Нефтегазснаб-2022

Участница СПГ Конгресса

Ю. Гришин, Е. Сучков

Участники СПГ Конгресса

Члены президиума СПГ Конгресса

Участники СПГ Конгресса

Участник конференции Нефтегазснаб-2022

Участники СПГ Конгресса

В. Уразайкин

Участники СПГ Конгресса

Участники конференции Нефтегазснаб-2022

А. Полянский

ЦИТАТЫ

Н. Шульгинов

В 2022 году мы обязаны выполнить амбициозную программу по догазификации

Э. Макрон

Российский газ должен быть оплачен в валюте, согласованной в контрактах

А. Новак

Не будет ни бензина, ни дизельного топлива (*о регулировании цен – ред.*)

С. аль-Мазруи

Нефтяные рынки нуждаются в российской нефти, ни одно государство не сможет заменить ее в поставках

Ю. Шафраник

Глобальный энергетический переход ставит перед нефтегазовыми компаниями уникальные задачи, требуя от них по-новому адаптировать свои стратегии и основные направления деятельности

Д. Баятович

Если нас вынудят, то мы можем отключить поставки российского газа, но при условии, что у нас достаточно дров. Но боюсь, что ни здесь, ни даже в Европе нет столько леса

Си Цзиньпин

Мир и безопасность – самое дорогое сокровище международного сообщества

Д. Песков

Нет оплаты – нет газа

Б. Джонсон

Британия будет выдавливать Россию из мировой экономики

РЕКЛАМА

26–28 АПРЕЛЯ 2022
КЛЮЧЕВАЯ ПЛОЩАДКА СФЕРЫ ТЭК

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

18+
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

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

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК® выставочное объединение

MANTERA
Seaview residence
БЕЗМЯТЕЖНОСТЬ МОРЯ. ВЕЛИЧИЕ ГОР
DELUXE-РЕЗИДЕНЦИИ НА ПОБЕРЕЖЬЕ СОЧИ
8 800 301 67 14
ДОМ РФ
ФИНАНСИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»
ЗАСТРОЙЩИК: ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК«СОЧИ-ПАРК ПЯТЬ ПЛЮС».
РАЗРЕШЕНИЕ НА СТРОИТЕЛЬСТВО: № RU-23-309-8346-2020 ОТ 23.11.2020 Г.
ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ.
РЕКЛАМА