



ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

2-17 ГАЗ ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО РЫНКА



Форум



Газ и транспорт



Инфраструктура



Газификация

№ 2
•
2023



- 22 Биржевые эффекты НА РЫНКЕ СУГ
- 36 Пертурбации первой отечественной СПГ-ТЕХНОЛОГИИ
- 48 ЛИТИЙ, ВИЭ и НЕФТЕГАЗ: утраченный ресурс или новое подспорье?
- 72 По Европам: СПГ, уголь против атома, газ из Африки и водородные трубопроводы



www.gazo.ru



Территория РГО

СОЮЗ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

Beijing Ray Power Environmental Protection Technology Co., Ltd. (Китай)
CHN-RUN (CHN-RUN Group Limited)
Houpu Clean Energy Co., Ltd.
«ROSTEC MENA» Компания свободной экономической зоны
Sulzer Chemtech AG
Wickr d.o.o. (Сербия)
Администрация муниципального образования город Новый Уренгой
Администрация муниципального образования Надымский район
«АК-БУР Сервис» ООО
«Альфа Транс Альянс» ООО
«А-ПРО» Адвокатское бюро Москва
«АУ «Правосознание» СРО СОЮЗ
«Ачимгаз» АО
«Битривер» УК ООО
«Винтерсхалл Дээ Раша ГмбХ» Представительство
«Водпроектстрой» ООО
«Восточно-Арктическая Нефтегазовая Корпорация» ООО
«Газовый вектор» ООО
«Газпром автоматизация» ООО
«Газпром газомоторное топливо» ООО
«Газпром газораспределение Белгород» АО
«Газпром газораспределение Брянск» АО
«Газпром газораспределение Владимир» АО
«Газпром газораспределение Волгоград» ООО
«Газпром газораспределение Вологда» АО
«Газпром газораспределение Калуга» АО
«Газпром газораспределение Кострома» АО
«Газпром газораспределение Краснодар» АО
«Газпром газораспределение Ленинградская область» АО
«Газпром газораспределение Липецк» АО
«Газпром газораспределение Москва» ООО
«Газпром газораспределение Нижний Новгород» ПАО
«Газпром газораспределение Оренбург» АО
«Газпром газораспределение Ростов-на-Дону» ПАО
«Газпром газораспределение Смоленск» АО
«Газпром газораспределение Ставрополь» АО
«Газпром газораспределение Тамбов» АО
«Газпром газораспределение Тверь» АО
«Газпром газораспределение Тула» АО
«Газпром газораспределение Уфа» ПАО

«Газпром газораспределение» АО
«Газпром добыча Краснодар» ООО
«Газпром добыча Надым» ООО
«Газпром добыча Ноябрьск» ООО
«Газпром добыча Оренбург» ООО
«Газпром добыча Уренгой» ООО
«Газпром добыча Ямбург» ООО
«Газпром межрегионгаз Белгород» ООО
«Газпром межрегионгаз Брянск» ООО
«Газпром межрегионгаз Владимир» ООО
«Газпром межрегионгаз Волгоград» ООО
«Газпром межрегионгаз Казань» АО
«Газпром межрегионгаз Калуга» ООО
«Газпром межрегионгаз Кемерово» ООО
«Газпром межрегионгаз Краснодар» ООО
«Газпром межрегионгаз Липецк» ООО
«Газпром межрегионгаз Москва» ООО
«Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» АО
«Газпром межрегионгаз Новосибирск» ООО
«Газпром межрегионгаз Рязань» ООО
«Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» ООО
«Газпром межрегионгаз Тверь» ООО
«Газпром межрегионгаз Тула» ООО
«Газпром межрегионгаз Уфа» ООО
«Газпром межрегионгаз Ухта» ООО
«Газпром межрегионгаз» ООО
«Газпром нефть шельф» ООО
«Газпром нефть» ПАО
«Газпром переработка» ООО
«Газпром трансгаз Волгоград» ООО
«Газпром трансгаз Екатеринбург» ООО
«Газпром трансгаз Казань» ООО
«Газпром трансгаз Краснодар» ООО
«Газпром трансгаз Москва» ООО
«Газпром трансгаз Нижний Новгород» ООО
«Газпром трансгаз Самара» ООО
«Газпром трансгаз Саратов» ООО
«Газпром трансгаз Ставрополь» ООО
«Газпром трансгаз Сургут» ООО
«Газпром трансгаз Томск» ООО
«Газпром трансгаз Уфа» ООО
«Газпром трансгаз Ухта» ООО
«Газпром трансгаз Югорск» ООО
«Газпром экспорт» ООО
«ГАЗПРОМ» ПАО
«Газхолотехника» ООО
«Гипрониигаз» АО
«ГРАД» Московская Коллегия Адвокатов
«Имеральд» ООО
«ИРЗ ТЭК» ООО
«Иркутская нефтяная компания» ООО

«КРИОГАЗ-Челябинск» ООО
«Леманс» ООО
«Минерально-химическая компания «ЕвроХим» АО
«МИРТЕК» ООО
«МИРТЕК-КАСКАД» ООО
«Мосгаз» АО
«Мособлгаз» АО
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» ООО
«Национальная газомоторная ассоциация» Ассоциация организаций в области газомоторного топлива
«НД» ООО
«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» ООО
«Нефтяная компания «Роснефть» ПАО
«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО
«ОМВ Раша Алстрим ГмбХ» [Австрия] Представительство
«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО
«Премиум Энерджи» ООО
«РАО Энергетические системы Востока» АО
«РНГ Газ» ООО
«Росгеология» АО
«Российское энергетическое агентство» ФГБУ
«РОТЕК» АО
«Русройсгаз» ООО
«Рэд Энерджи» ООО
«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО
«Саратовгаз» АО
«Сикрет Технолджис» ООО
«СОХО» ООО
«Средневолжская газовая компания» ООО
«ССПЭБ» ООО
«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО
«СтройНафтаСервис-М» ТОО
«Сургутнефтегаз» ПАО
«Т Плюс Инвест» ООО
«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО
«Трансгаз» ООО
«ТРИО-СЕРВИС» ООО
«УК «Битривер» ООО
«ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ» Представительство
«Химмаш-Аппарат» ООО
«Центрэнергохолдинг» ПАО
«Эгида» ООО
«Электронная торговая площадка ГПБ» ООО
«Юнипер Глобал Коммодитиз СЕ» Представительство

ВНУТРЕННИЙ РЫНОК ГАЗА

Ставка на всё своё

Газомоторное топливо и автономная газификация: мобилизация ресурсов и формирование новых точек роста
По материалам III Всероссийского газомоторного форума, проведенного РГО и НГМА в апреле 2023 года **2**

РГО: ЗАКОНОПРОЕКТНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Газ в доме:

РГО развивает нормативную базу по безопасности ВДГО/ВКГО **18**

Контроль и учет газовых баллонов

РГО приступило к разработке законопроекта, обеспечивающего механизмы контроля за безопасностью использования ГМТ **19**

РЫНКИ

Рынок СУГ

и биржевые инструменты **22**

Ценовые индексы

природного газа и сжиженных углеводородных газов СПБМТСБ **26**

Нефтяной кокс:

углубление нефтепереработки и перспективы расширения спроса **28**

ТЕХНОЛОГИИ

Дешевая, эффективная, проблемная и своя

Первая российская технология промышленного сжижения газа усовершенствована и уже не единственная **36**

АЛЬТЕРНАТИВА

Поможет ли литий развитию ВИЭ? **48**

Литий – стратегическое сырье современных технологий **52**

Попутная добыча лития

как доход нефтегазовых компаний **56**

Производители литиевой продукции в России

пока критически зависят от импортного сырья **61**

Возобновление добычи лития в России

Перспективы, проблемы и решения **62**

ЗАРУБЕЖЬЕ

Всё «временно»

лейтмотив глобальной энергетики сегодня **72**

Поможет ли Африка решить проблему газоснабжения Европы? **84**

Водородопроводы в Европе становятся реальностью **88**

Учредитель и издатель:
Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество», www.gazo.ru

Главный редактор:
Наталья Петрова

Редакция: journal@gazo.ru

Журнал распространяется по редакционной подписке и адресной рассылке.

Оформление подписки, публикации рекламы и оформление платных материалов:

тел.: +7 (495) 660-3996

Почтовый адрес:
119261 Москва, Ломоносовский пр-т, д. 7, корп. 5

Свидетельство о регистрации средства массовой информации
ПИ № ФС77-68558 от 31 января 2017 года.

Первичная регистрация
29 августа 2003 года.

Перепечатка текстов и фотографий журнала «Газовый бизнес» допускается только с письменного разрешения редакции.

При цитировании ссылка на журнал «Газовый бизнес» обязательна.

Дизайн, верстка:
Ольга Чакмак
Корректор:
Кябулар Махмудбекова
Подписано в печать:
25.06.2023

В журнале использованы фотографии компаний «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК», «Газпром нефть», Wintershall, «Татнефть», «Совкомфлот», «Росатом», «РусГидро», «Транснефть», СПБМТСБ, «СИБУР», «Нефтегазхолдинг», Equinor, BP, CHN Energy, KOGAS, TPCO, Cheniere, «Криогаз», ИНК, ВВГ, CNPC, с сайтов правительств субъектов РФ, РГО, авторов статей, открытых источников.

© Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»



СТАВКА НА ВСЁ СВОЁ

Газомоторное топливо и автономная газификация: мобилизация ресурсов и формирование новых точек роста

По материалам III Всероссийского газомоторного форума, проведенного РГО и НГМА в апреле 2023 года

Весной 2023 года прошли заметные мероприятия по обсуждению и выработке политики развития рынка газомоторного топлива в России. В Госдуме 18 апреля Комитет по энергетике во главе с председателем Павлом Завальным провел круглый стол, итоговые рекомендации которого были согласованы и утверждены в конце мая.

20–21 апреля в Москве состоялся III Всероссийский газомоторный форум, который был организован совместно Российским газовым обществом и Национальной газомоторной ас-

социацией при поддержке ПАО «Газпром» и участии ключевых участников топливно-энергетического и транспортного сектора. Центральная тема форума: «Мобилизация ресурсов отечественной промышленности для формирования новых точек роста российской экономики на базе использования природного газа».

Более 400 представителей компаний, федеральных и региональных органов власти, научных организаций и экспертного сообщества обсудили сложившуюся ситуацию в сфере использования природного газа

и пришли к консолидированной позиции, сформулированной в итоговых тезисах.

Форум работал два дня. Пленарное заседание на тему «Природный газ на внутреннем рынке: транспортный сектор и альтернативная газификация» провел председатель Комитета Государственной Думы по энергетике, президент Российского газового общества Павел Завальный.

Перед началом заседания в онлайн-режиме состоялась двойная церемония запуска двух новых автомобильных газонаполнительных компрес-

сорных станций (АГНКС) сети «Газпрома»: в самой западной точке России, Калининградской области, и в северном регионе, в районе Крайнего Севера – Ямало-Ненецком АО, в городе Ноябрьске. На прямой связи в этих городах на новых станциях были министр развития инфраструктуры Калининградской области Евгения Кукушкина и директор Северо-Западного филиала «Газпром газомоторное топливо» Артем Синько. Из зала форума в церемонии приняли участие председатель совета директоров ПАО «Газпром» Виктор Зубков и генеральный директор

ООО «Газпром газомоторное топливо» Денис Корниенко.

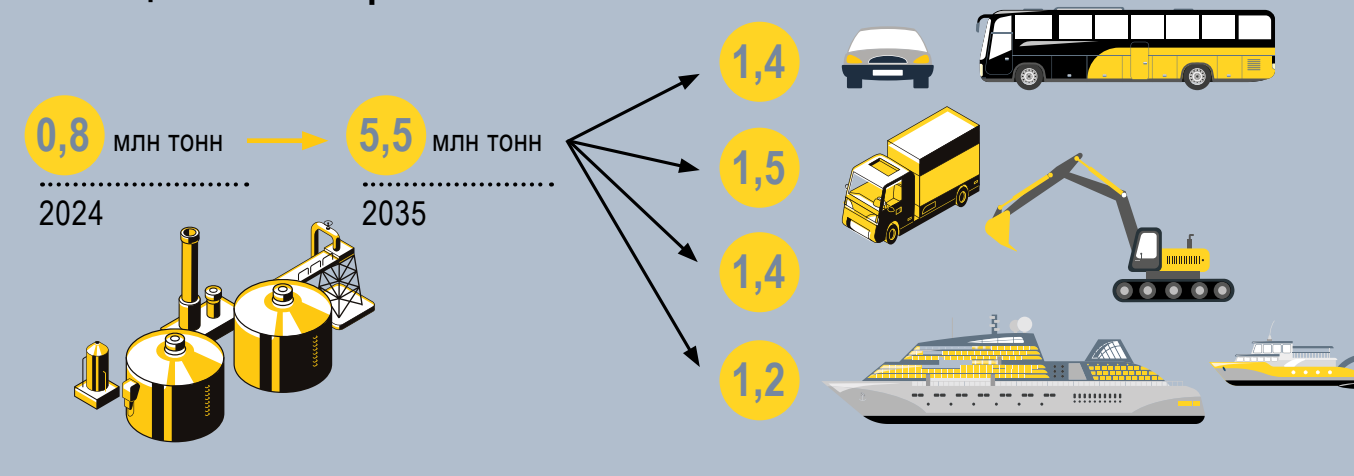
В первый день работы форума также прошли две панельные дискуссии: «Газ в моторах: настоящее и будущее» и «Альтернативная газификация: экономические, технологические, региональные аспекты».

Модератором панельной дискуссии по актуальным проблемам и задачам автономной газификации выступил вице-президент, исполнительный директор Российского газового общества Николай Исаков.

Во второй день работы форума прошло открытое заседание Экспертной группы

при Совете по промышленной политике государств – участников СНГ по развитию рынка газомоторного топлива: «Транспортный коридор «Север – Юг» – точка роста альтернативных видов моторного топлива». На международной сессии «Газомоторное топливо: экономические и экологические аспекты» среди зарубежных гостей были представители Азербайджана, Казахстана и Киргизии. Состоялся обмен опытом и обсуждение возможностей расширения газозаправочной инфраструктуры для международных перевозок.

Потенциальный спрос на СПГ-ГМТ



Использование СПГ на магистральных перевозках в РФ



Автономная газификация

Среди рекомендаций, выработанных участниками форума, в части вопросов автономной газификации в итоговый документ вошли такие предложения:

- субсидирование создания производственной инфраструктуры малотоннажного СПГ;
- комплексный анализ потенциального объема потребления СПГ по субъектам

там Российской Федерации;

- усовершенствование механизма ценообразования при использовании механизмов автономной газификации для поставки газа населению и на социально значимые объекты.

Автомобильный транспорт

Наиболее широкий перечень мер участники форума предложили в отношении применения газомоторного топлива автомобильным транспортом, самым емким его потребителем. В числе предложений:

- разработать Программу развития рынка газомоторного топлива до 2030 года (рекомендации круглого стола в ГД включают также водород на перспективу);
- законодательно запретить бюджетные закупки транспорта и техники на бензине и дизтопливе (при наличии в пределах 10 км газозаправочной инфраструктуры) и коммерческие перевозки на таком транспорте в крупных городах;
- увеличить субсидирование производства автомобильной техники на КПП и СПГ,

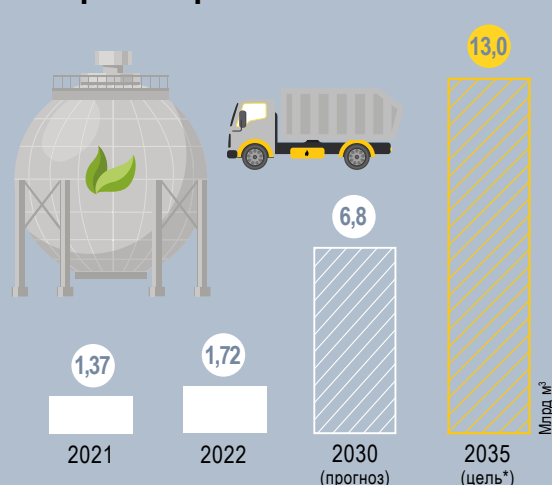
а также переоборудование транспорта и нарастить его объемы;

- довести долю производимой техники на природном газе до 10%;
- предпринять меры ценового сдерживания для новых автотранспортных средств на ГМТ;
- доработать нормативную составляющую в части переоборудования, сертификации и эксплуатации техники;
- создать саморегулируемую организацию в сфере обращения с газовыми баллонами для КПП, СПГ, СУГ, объединяющую операторов заправочной инфраструктуры (АГНКС, АГЗС, МАЗС, криоАЗС, ПАГЗ, криоПАГЗ и пунктов заправки бытовых газовых баллонов), с созданием единого реестра баллонов.

Что касается баллонов (см. «Газ в доме...» на с. 18), участники круглого стола в Госдуме рекомендуют разработать и выпускать современные газовые баллоны из специальных материалов и с запорным устройством, предотвращающим переполнение.

В области субсидирования участники круглого стола предлагают компенсировать разницу

Потребление метана на транспорте в РФ



* СПГ в качестве ГМТ, целевой показатель Энергетической стратегии



стоимости транспортного средства на ГМТ и традиционном жидком топливе. По их мнению, необходимо также разработать поправки к сводам правил (СП) и требованиям безопасности автостоянка с учетом транспорта на ГМТ и другие нормативные дополнения.

Сельхозтехника

По итогам форума также предлагается ввести адресную под-

держку участникам пилотного проекта по переводу сельскохозяйственной техники на газ в Татарстане, включая производителей техники, поставщиков КПП и СПГ, сельскохозяйственные предприятия и отраслевые объединения. В том числе рекомендовано оказывать эту поддержку в форме упрощенного регуляторного режима при отсутствии необходимой нормативно-правовой базы.

или предусмотреть субсидирование затрат на НИОКР для производителей силовых установок, топливных систем, а также судов на природном газе. По их мнению, необходимо актуализировать Стратегию развития внутреннего водного транспорта РФ, предусмотрев использование ГМТ как ключевого инструмента повышения экономической эффективности перевозок внутренним водным транспортом. ●

СЕГОДНЯ

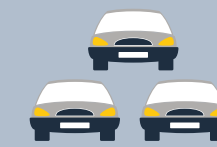


25 тыс. традиционных АЗС бензин, дизтопливо

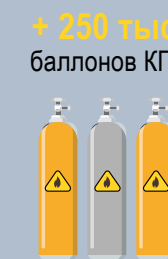


4 тыс. АГЗС пропан-бутан

ЗАВТРА



+ 40 тыс. ед. газотранспортных средств



+ 250 тыс. баллонов КПП

Речной транспорт

Для сегмента водного транспорта участники форума предло-



Павел Завальный,
председатель Комитета
Государственной Думы
по энергетике,
президент Российского
газового общества

– Основной проблемой газовой отрасли стало резкое снижение экспорта газа, прежде всего трубопроводного. Это ставит перед нами задачу оптимизации модели развития отрасли, максимального расширения потребления газа на внутреннем рынке. Необходимы ускоренная максимально возможная газификация регионов, в том числе за счет СПГ и СУГ, расширение использования газомоторного топлива на транспорте, развитие газохимии.

Расширение потребления газа как моторного топлива на всех видах автомобильного, железнодорожного, морского и речного транспорта, сельскохозяйственной техники будет способствовать замещению жидких топлив газом на внутреннем рынке, поддержке экспортного потенциала нефтяной отрасли в условиях снижения добычи нефти, уменьшению затрат бюджета на стабилизацию цен на нефтепродукты на внутреннем рынке.

Кроме того, без транспортного сектора не получится сложить экономическую модель социальной газификации с использованием СПГ. Транспортный сектор может и должен стать якорным потребителем для мало- и среднетоннажных СПГ-проектов, что позволит провести газификацию тех территорий, куда невозможно доставить сетевой газ, и сделать такую га-

зификацию социальной, доступной для потребителя.

Темпы развития секторов СПГ и ГМТ значительно отстают даже от тех планов, которые были поставлены в других экономических и геополитических условиях. А нынешние реалии требуют постановки и достижения гораздо более амбициозных целей.

Разработанный Минэнерго совместно с экспертным сообществом проект концепции по развитию ГМТ, на наш взгляд, в целом отвечает этим целям. Целевой показатель – 15 млрд м³ к 2035 году против нынешних 1,7 млрд. Из этого объема СПГ – 6 млрд м³ и сжатый газ (КПГ) – 9 млрд м³.

Однако здесь не учитываются те объемы, которые предназначены для котельных, для альтернативной газификации, а это еще 7,5–10 млрд м³, которые, на мой взгляд, обязательно надо учесть. Это вопрос социальной газификации 26 субъектов Федерации. Концепция комплексной программы – это вопрос номер один.

Мы должны ориентироваться на потребителя, на его проблемы и нужды, и одновременно создавать экономическую привлекательность. В автономной газификации можно опираться на транспорт как якорного потребителя, это улучшит экономику производства СПГ, а механизмы компенсации затрат можно просчитать.

ИЗ ПРИВЕТСТВИЯ УЧАСТНИКАМ III ВСЕРОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА



Александр Новак,
заместитель
председателя
правительства РФ

– Максимальное использование голубого топлива на благо наших граждан – один из приоритетов энергетической политики страны. Значительные перспективы связаны с применением газа в качестве моторного топлива. Это экономично и экологично, полностью отвечает задачам по снабжению экономики и населения качественными и доступными энергоресурсами, а также способствует достижению целей по противодействию изменениям климата.

Сегодня реализуется принятая в 2012–2018 годах программа государственной поддержки рынка газомоторного топлива, действуют меры по стимулированию перехода транспорта на ГМТ и строительства соответствующей инфраструктуры. Только за последние три года применение метана в качестве моторного топлива выросло на 73% и составило в 2022 году 1,7 млрд м³. Количество объектов заправки транспортных средств природным газом с 2020 по 2022 год увеличилось в 1,8 раза – с 500 до 896 единиц. В 2020 году для использования ГМТ было переоборудовано более 35 тыс. единиц транспорта.

Расширению использования газа в качестве топлива способствует активная газификация регионов нашей страны. Президентом РФ поставлена задача по поэтапному завершению газификации до 2030 года. Сегодня уровень газификации РФ составляет 73%, но в 2030 году этот показатель должен достичь почти 83%.



Виктор Зубков,
председатель совета
директоров ПАО «Газпром»

– Развитие рынка природного газа – это тот рычаг, которым можно вытащить многие отрасли экономики. Когда речь идет о больших проектах, всегда первый вопрос: а есть ли ресурсы для этого? Ресурсы есть. Извлекаемые запасы группы «Газпром» на конец 2022 года составляют 35 трлн м³ газа. Это запасы на 100 и более лет. С учетом выпадающих объемов европейского рынка надо не потерять темп добычи и максимально использовать газ в стране.

Работа компании «Газпром» создает условия для устойчивого развития всей экономики на многие десятилетия вперед. При таком уровне запасов преимущественное развитие рынка газомоторного топлива должно быть приоритетом как для государства, так и для бизнеса.

По нашим подсчетам, уже к 2030 году уровень потребления ГМТ должен достичь 10 млрд м³.

Десять лет назад мы создали компанию «Газпром газомоторное топливо», построено порядка 800 современных заправок по России, в прошлом году реализовано почти 1,5 млрд м³ газомоторного топлива. Когда начинали, было порядка 360 млн м³ – рост значительный, почти в пять раз.

Но есть проблема недостаточного автопарка. Автопроизводители создали линейки отечественных автомобилей любого профиля: грузовые, малотоннажные, для коммуналь-

ного хозяйства, для энергетиков и так далее. Вложили большие деньги. Но отсутствие внимания со стороны некоторых ведомств не дало им развернуться в полной мере, чтобы линейку запустить в серию. Поэтому производство таких автомобилей крайне малое. В отличие от Китая, Узбекистана, той же Европы, мы плохо работаем в этом направлении. И вследствие того, что мы строим заправки, опере-

жающие поступление техники, загрузка существующих заправок станций – всего 34%.

Нам нужна государственная программа развития рынка газомоторного топлива, нужны крупные закупки транспортных средств на газовом топливе. Если сейчас поддержать заводы, дать субсидии, которые им нужны, и выпускать не 8–10 тыс., а 100–120 тыс. автомобилей на природном газе в год, переоборудо-

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ РЫНКА ГМТ ДО 2035 ГОДА



Павел Сорокин,
первый
заместитель
министра
энергетики РФ

– Минэнерго, «Газпром газомоторное топливо», «Газпром» и Российское энергетическое агентство совместно подготовили Концепцию развития рынка природного газа как моторного топлива до 2035 года, которая существенно пересматривает как амбициозность задач в теме развития ГМТ, так и способы их достижения. Концепция содержит анализ текущего состояния, сдерживающих факторов и лучшего международного опыта, представлена дорожная карта по ее реализации.

Сначала о целевых показателях: 12 млрд м³ потребления ГМТ к 2035 году, к 2030 году – 8 млрд м³. Существенная роль отведена СПГ. Если по компримированному газу (КПГ) мы ожидаем увеличения потребления

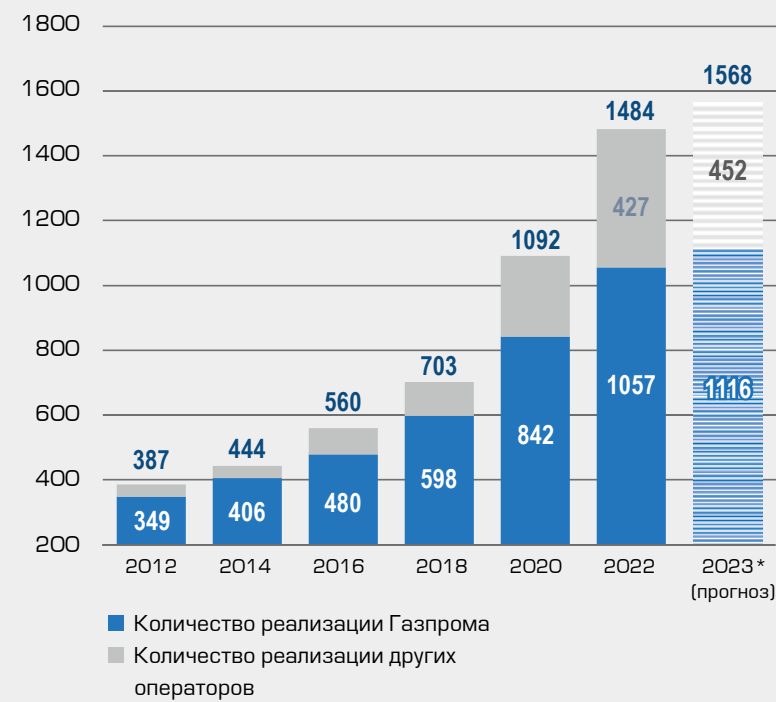
в 3–4 раза, то использование СПГ в качестве моторного топлива к 2035 году может вырасти в 10–15 раз.

Но за основу развития мы будем брать еще более амбициозный целевой сценарий, который, на наш взгляд, все равно реалистичен, потому что имеет под собой экономическую предпосылку. Он подразумевает достижение уже к 2030 году потребления ГМТ 9,5 млрд м³, к 2035 году – 15–16 млрд м³. В этом сценарии основой роста также является СПГ, более агрессивная программа по КПГ и переоборудованию и производству транспортных средств.

По видам транспорта основой для роста будет автотранспорт, большой потенциал у водного, в том числе речного транспорта. На сельскохозяйственную и карьерную технику придется 15–17% потребления ГМТ. Есть также отдельные регионы, в частности ЯНАО, ХМАО, Урал и Север России, где возможно использовать СПГ на железной дороге.

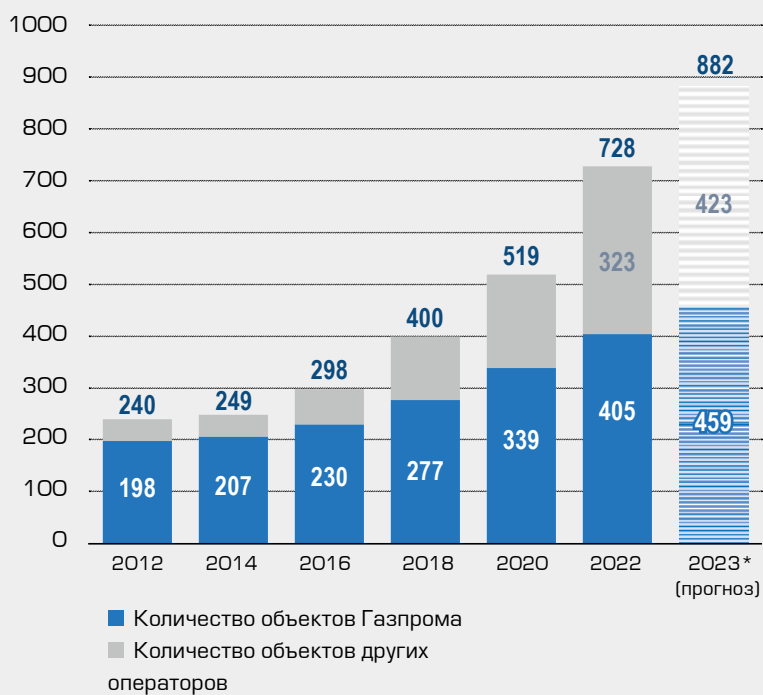
Общий эффект, который будет достигнут при достижении показателей целевого сценария, – это снижение выбросов, по минимальной оценке 60 млн тонн.

Объем реализации КПГ, млн м³



Источник: «Газпром газомоторное топливо»

Развитие розничной сети*, ед.



*Стационарные объекты, осуществляющие коммерческую реализацию КПГ

Источник: «Газпром газомоторное топливо»

вать не 20–25 тыс., а 50–80 тыс. автомобилей на газовое топливо, то что-то будет сдвигаться. Мы заполним наши построенные станции и уйдем от убыточности.

У «Газпрома» очень большой парк автомобилей – 15 тыс. И больше 60% мы уже перевели на природный газ. Каждый год переводим на газ по 2–2,5 тыс. автомобилей, через 3–4 года закончим полностью. Каждый год мы получаем экономию только на разнице стоимости газового и традиционного топлива по 1 млрд руб. То есть сэкономили 10 млрд только на разнице. А насколько мы меньше выбросили в атмосферу?



Игорь Левитин,
помощник президента РФ

– Нужна поддержка всех, прежде всего правительства и субъектов РФ. Десять лет назад мы ставили перед собой задачу примерно 10–15% заправок на ГМТ, но сегодня у нас только 1%. Что-то не идет. Вроде бы поддержка есть, субсидии выделяются. Настало время подумать, особенно субъектам РФ, потому что личный транспорт находится в зоне внимания регионов. И если мы действительно хотим снизить выбросы вредных веществ (а 40% загрязнений в городе дает личный транспорт), надо переходить на альтернативные виды топлива – газ, электричество. Надо поощрять тех, кто ездит на экологически чистом топливе: например, экономически, приоритетными парковками, «выстроить» въезды в города.

Руководители регионов должны объяснять людям, почему это они делают: не чтобы помочь «Газпрому», а чтобы в городе легче дышать было. У нас слабо поставлена просветительская работа среди населения.

На Госсовете мы планируем рассматривать программу до 2030 года и дальше, целевые показатели и необходимые меры. Если бы через такие механизмы, как льготный лизинг, специальные казначейские кредиты, субъекты стимулировали на переход на ГМТ, тогда бы программа получилась. Но если по программе «Чистый воздух» закупать автобусы на дизельном топливе, то тогда о чем говорить...



Евгений Москвичев,
председатель Комитета Госдумы РФ по транспорту и развитию транспортной инфраструктуры

– В первую очередь хочу высказать слова благодарности нашей промышленности, кто выпускает автобусы и грузовики на газовом топливе.

Я считаю, для того чтобы перейти на ГМТ, надо забыть понятие «переоборудование транспорта», который сегодня эксплуатируется. Он через 10 лет спишется. У нас сегодня еще ходит 1,8 млн грузовиков по стандартам Евро-0 и Евро-1. Надо выпускать новый транспорт на газу, который будет эксплуатироваться, за него будет отвечать эксплуатант и производи-

тель, который выпустил транспортное средство – с полноценным жизненным циклом, чтобы его история была видна.

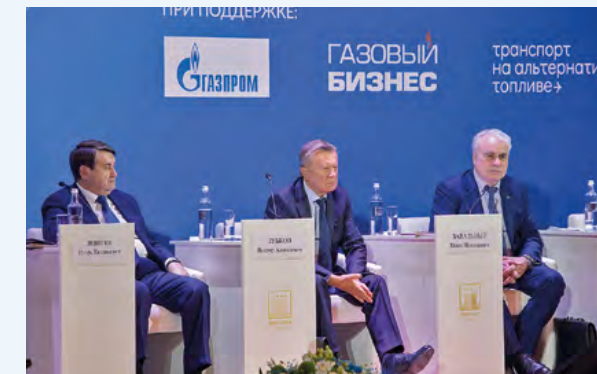
Но объем рождается тогда, когда цена соответствует эксплуатационным расходам. Почему в России не работает лизинг? Потому что он у нас дорогой. Второй вопрос: основным автотранспортным предприятиям, которые были построены до 1990 года, технические требования обслуживания не позволяют в имеющемся производственном помещении обслуживать и тот вид транспорта, и другой. Третья проблема – сложности с проверкой баллонов. Один областной центр купил 15 автобусов на газу, через год-два надо везти баллоны на проверку. В областном центре нельзя провести проверку в 400 тыс., надо везти в Москву, в результате автобус простоял неделю. А это лишние затраты и убытки. Надо решить эти вопросы.

Мы в год перевозим пассажирским наземным транспортом 12 млрд пассажиров. Две планеты Земля. Мы третья страна в мире, которая возит столько пассажиров. Если пассажирский транспорт хотя бы на 60–70% переведем на газ, объем потребления газа увеличится в разы.



Сергей Цивилев,
губернатор Кемеровской области – Кузбасса

– Развитие рынка ГМТ очень нужно регионам. Сделано много, но очень низкие темпы, которые не соответствуют тем реалиям и вызовам, которые сейчас стоят



перед страной. Надо двигаться намного быстрее, и такая возможность есть.

В качестве примера расскажу, что происходит у нас в Кузбассе. В 2020–2021 годах мы проводили реформу транспорта и менее чем за два года поставили более 1200 новых автобусов – низкопольных, северного исполнения, российского производства. Мы хотели взять все эти автобусы на ГМТ, но газовые заправки есть только в крупных городах, а надо ездить по всем территориям, поэтому мы были вынуждены взять порядка 800 автобусов на ГМТ, а остальные – на дизеле Евро-5.

Далее. У нас идет серьезная программа по переводу на газ техники открытых горных работ. Провели эксперимент: 70 БелАЗов отработали год по программе использования комбинированного двигателя – 70% дизеля, 30% газа. На сжиженном газе БелАЗ потребляет много, а для работы на КПГ за ним надо таскать еще

один БелАЗ с компримированным газом. Построили малотоннажный завод. Какой эффект получился? На каждом БелАЗе экономия 3,5 млн руб. за год. При условии, что у нас в Кузбассе работает более 2700 БелАЗов, представьте, какая это экономия для бюджета. И если мы переведем хотя бы половину наших БелАЗов на ГМТ, это означает примерно 130 тыс. тонн сжиженного газа – в полтора раза больше, чем в 2022 году использовали СПГ в целом по стране.

Следующий момент. Мы очень плотно работаем с «Газпромом», у нас много интересных программ, в том числе очень важная программа по извлечению метана из угольных пластов. По оценкам «Газпрома», в Кузбассе примерно 13 трлн м³ газа. В рамках программы построили завод сжиженного газа. Это не только безопасность наших шахтеров, это и огромный вклад в экологию.



Сергей Когогин,
генеральный директор
ПАО «КАМАЗ»

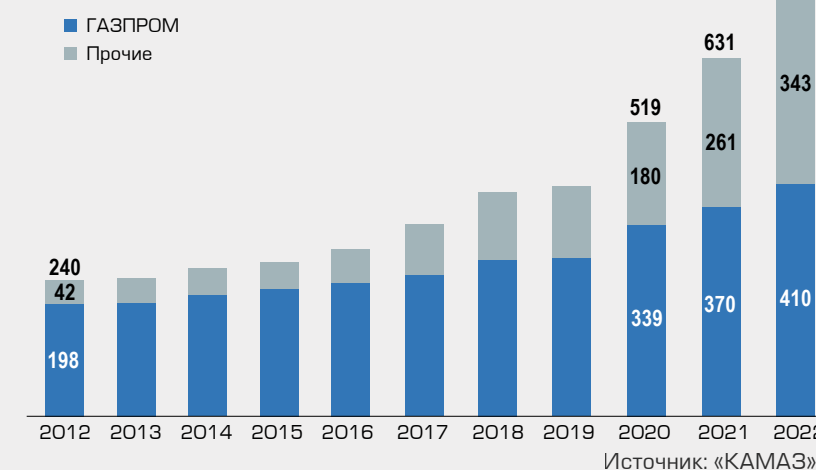
– Если кратко подвести итог, я считаю, он положительный. На сегодняшний день количество газовых заправочных станций уже сейчас позволяет транспортному сектору на газе развиваться активнее. Много вложено «Газпромом» в развитие инфраструктуры, неплохо сработало правительство в лице Минэнерго с субсидиями. Последние цифры – 260 тыс. автомобилей на ГМТ. Я считаю, что этого недостаточно.

Созданы базовые условия для масштабного перехода транспорта на газ. Природный газ становится реальной альтернативой традиционным топливам.

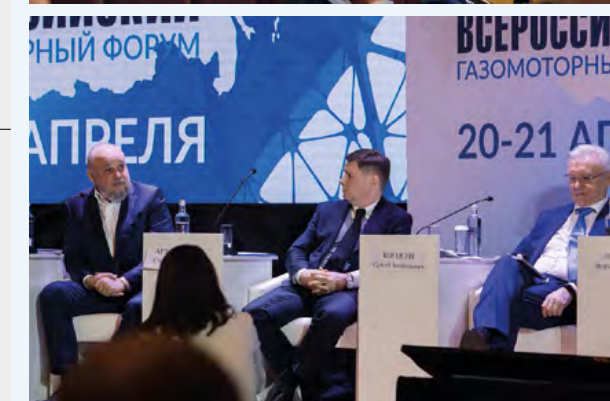
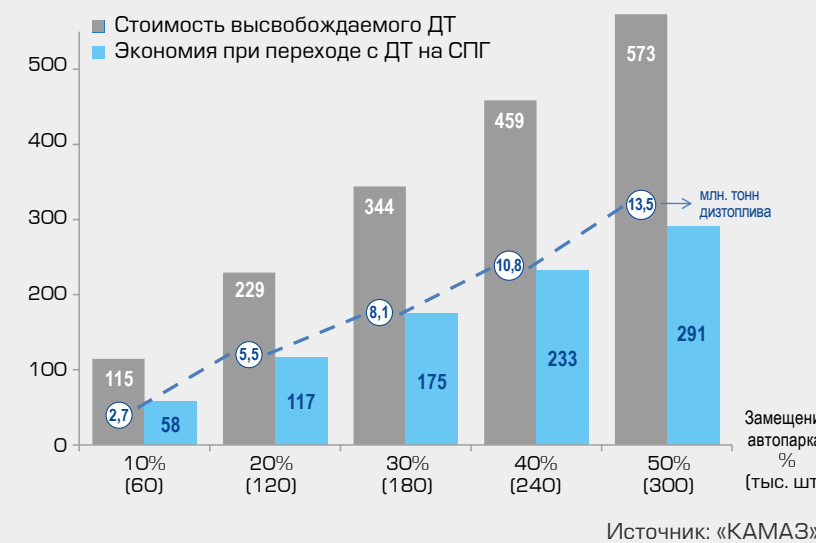
Какие проблемы существуют? Основной потребитель ГМТ – магистральные перевозки, где эффективнее криоАЗС, то есть СПГ-топливо, но заправок недостаточно. Для техники на КПГ проблема в недостаточном стимулировании для перехода.

Что касается нас как автолюбителей, в режиме санкций мы не прекратили наши инвестиции. Нам понадобился год, чтобы перевести работу на другую компонентную базу. В этом году получим весь модельный ряд двигателей, который необходим нашей компании. Они уже либо спроектированы и проходят ходовые испытания, либо находятся на финальной стадии стендовых испытаний. Наши намерения – выпускать к 2030 году 6–6,5 тыс. автомобилей в год. Сегодня загрузка наших мощностей составляет 20–25%.

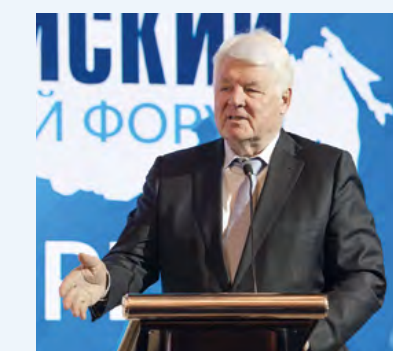
Динамика развития сети АГНКС



Экономический эффект замены дизельного топлива газомоторным, млрд руб.



Регионы – лидеры по реализации КПГ в РФ, млн м³/год



Валерий Голубев,
председатель совета
Национальной
газомоторной
ассоциации

– Уверен, что применение механизма альтернативной газификации с использованием СПГ позволит решить проблемы снабжения газом отдаленных и дальних территорий.

Мы сегодня говорим о том, что экологические и экономические преимущества от этих направлений для всех очевидны. Ресурсные и промышленные возможности практически безграничны в нашей стране. Работает правительственная программа поддержки строительства заправок комплексов. Осуществлены десятки, если не сотни успешных инвестиционных проектов и технических инженерных

задач. Однако результат очень слаб, последние несколько лет он практически не рос.

Мы топчемся не на инженерных проблемах и даже не на экономических, а на административных проблемах. Если мы не предпримем решительные административные меры – разработка и принятие сырьевой национальной программы, посвященной использованию альтернативного топлива, создание государственной комиссии самого высокого уровня, – мы все проблемы не решим. Но мы видим, что это понимание сегодня есть и у руководства страны.

Для интенсивного развития рынка газомоторного топлива нужен конкретный ответственный куратор



Сергей Арзуманов, исполнительный вице-президент по газомоторной стратегии и развитию ООО «Группа ГАЗ»

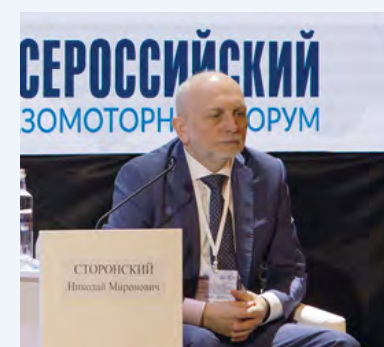
– «Группа ГАЗ» в год производит более 100 тыс. автомобилей. Для рынка ГМТ группа выпустила более 20 тыс. новых газовых автомобилей. На производстве будет новая элементная база, часть поставщиков по известным причинам в прошлом году отвалилась, в этом году запускаем независимый российский двигатель стандарта Евро-5. Продолжаем двигаться.

Вся линейка, которая есть сегодня у «Группы ГАЗ», в том числе муниципальная, имеет газомоторную технику, никаких проблем нет. Более того, все клиенты говорят одно: газовые машины гораздо более эффективны. Экологический фактор пока не так учитывается, но когда экология станет стоить денег, он тоже будет поставлен во главу угла.

Проделана колоссальная работа, я надеюсь, что эту тенденцию подхватят другие владельцы ретейловых сетей, заправок, потому что у нас огромное количество газа, газ дешев и эффективен.

Почему бы не сконцентрироваться сейчас, в это непростое время, на своих ресурсах и возможностях и не развить внутреннее потребление – директивным порядком. Например, если закупятся автобусы за государственные деньги, то только газомоторные.

Мне кажется, должен быть конкретный ответственный куратор. Все сделано на протяжении 10 лет: построены заправки, есть почти вся линейка транспорта, дело за малым.



Николай Сторонский, генеральный директор АО «Промгаз»

– В России накоплен огромный опыт автономной газификации сжиженными углеводородными газами. Еще 20 лет назад уровень газификации СУГ в России составлял 22,2%, было газифицировано почти 99,8 тыс. населенных пунктов. СУГ использовался для пищеприготовления и горячего водоснабжения в 12 млн домов и квартир. Объем потребления на эти цели составлял более 1 млн тонн в год. Через 20 лет уровень газификации СУГ – 6,2%, газифицировано 46,7 тыс. населенных пунктов, потребление – 174,6 тыс. тонн СУГ в год.

У этого две основные причины: в стране произошла масштабная газификация сетевым газом, который существенно дешевле. А рыночное ценообразование и снятие ограничений на государственное регулирование по СУГ привели к тому, что производители начали направлять его в основном на экспорт.

На январь 2022 года у нас 95,5 тыс. населенных пунктов охвачено газоснабжением, из них 48,8 тыс. – сетевым газом, 46,7 тыс. – СУГ, появились

первые населенные пункты, в которые поставляется СПГ.

В программу газификации на 2021–2025 годы по предложениям Томской области, Приморского края и Сахалинской области включены три проекта автономной газификации СПГ. В 26 субъектах потенциальные объемы потребления СПГ оцениваются нами на уровне 4,1 млн тонн в год. Для этого нужно построить комплексы по СПГ суммарной производительностью 524,5 тонн в час.



Николай Исаков, вице-президент, исполнительный директор Российского газового общества

– Энергетической стратегией России определена одна из основных задач, стоящих перед газовой отраслью, – эффективное удовлетворение спроса на газ на внутреннем рынке. Ключевым условием доведения газа до потребителя является соблюдение двух простых условий: наличие газа и наличие развитой инфраструктуры. Что касается газа как ресурса, объемы его добычи в России в полном объеме могут обеспечить спрос. А с развитой инфраструктурой вопрос стоит достаточно остро.

Создавая новый большой рынок со всей инфраструктурой, сначала необходимо создать главное – мотивацию для всех его участников, чтобы

Вместе с тем имеются существенные экономические ограничения реализации проектов автономной газификации СПГ. Экономически обоснованная цена, покрывающая затраты поставщика на производство, транспорт, хранение, регазификацию и распределение газа, находится в диапазоне, существенно превосходящем цену сетевого газа. Разработанные стимулирующие мероприятия пока в полной мере не заработали.

Такие проекты пока в самом начале пути, президентом поставлена задача завершить газификацию до 2030 года, эта задача будет выполнена. Основной упор делается на поставку сетевого газа, но тем не менее остаются много населенных пунктов, значительно удаленных от трасс магистральных газопроводов, для которых альтернатив автономному газоснабжению нет.

все планы претворить в жизнь. И когда мы говорим о рынке газомоторного топлива, мы должны найти эту мотивацию для каждого – для потребителя, производителя, для сервисных компаний и для развития инфраструктуры. Это касается использования газового топлива не только в качестве моторного, но и для альтернативной, автономной газификации тех регионов и поселений, где сетевого газа нет.

Региональная специфика
Подходы к различным территориям не могут быть едиными и должны учитывать региональную специфику. К числу регионов с ярко выраженной региональной спецификой относится макрорегион Восточная Сибирь и Дальний Восток, где сегодня нет развитой инфраструктуры газоснабжения, газификация там составляет в целом 24-25%, а кое-где практически отсутствует.

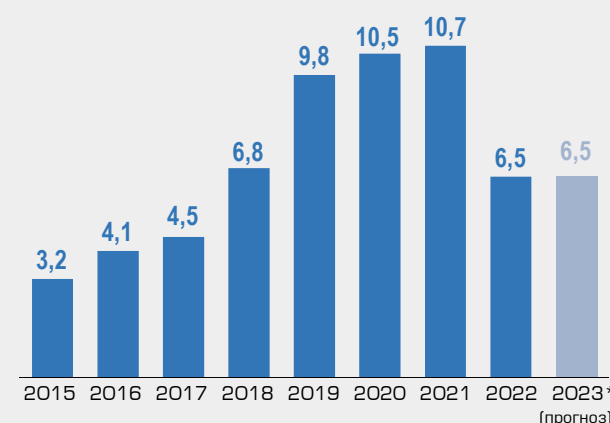
В большинстве восточных регионов страны для частичной газификации, а также в качестве газомоторного топлива используются СУГ.

В соответствии с действующей концепцией газификации регионы подразделяются на три группы в зависимости от уровня перспектив развития газоснабжения. Первая группа – регионы, имеющие развитую систему газопроводов и подключенные к единой системе газоснабжения, там газификация осуществляется преимущественно трубопроводным газом.

Вторая – субъекты РФ, у которых существует местная система газоснабжения, обособленная от единой системы, на базе местных газоконденсатных месторождений. И газификация этих регионов проводится за счет создания или развития уже имеющихся собственных систем газоснабжения и подключения к системе соседних регионов. Параллельно

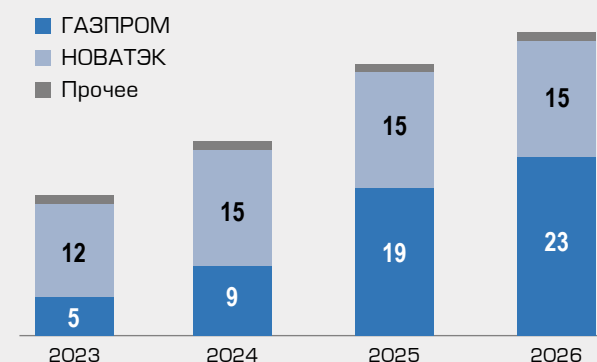
Транспорт на СПГ-топливе должен стать якорным сектором для развития автономной альтернативной газификации регионов

Динамика производства газовых автомобилей, тыс. ед.



Источник: «Газпром газомоторное топливо»

Динамика развития сети криоАЗС



Источник: «КАМАЗ»

здесь возможна и автономная альтернативная газификация.

И третья группа – регионы, не подключенные к ЕСГ, не имеющие региональных систем газоснабжения и газоконденсатных месторождений. Здесь возможна только автономная газификация.

ТЭБ и нормотворчество

Расширение использования КПГ, СПГ и СУГ для газификации сдерживается многими факторами.

Одной из первоочередных задач для газификации субъектов РФ является корректировка программы газификации на основе региональных топливно-энергетических балансов, которые должны определить объем газа для данного региона. В этих ТЭБ необходимо учитывать доступность и обеспеченность инфраструктуры единой системы газоснабжения, региональных систем газоснабжения, а также технологическую и коммерческую доступность использования газа для потребителей, включая КПГ, СПГ, СУГ. Еще одна задача –

совершенствование концепции газификации регионов РФ с привязкой к альтернативным видам топлива в конкретном регионе.

Сегодня на базе РГО ведется активная работа по совершенствованию нормативной правовой базы, которая способствует развитию автономной газификации в нашей стране. Есть много уже разработанных документов и проектов – законы, постановления правительства, кодексы административных правонарушений и другие документы, которые мы готовы предоставить отраслевому сообществу на рассмотрение. Ряд документов уже находится в правительстве.

По нашему мнению, развитие рынка газомоторного топлива – это также основа для решения вопросов и альтернативной газификации, особенно с использованием СПГ. Транспортный сектор, по сути, будет являться якорным, экономически целесообразным потребителем для проведения социальной газификации сжиженным природным газом.



Максим Терещенко, министр промышленности и геологии Республики Саха (Якутия)

– Наша республика уже создает свою историю по переходу на газомоторное топливо. Автономная газификация, конечно, актуальна. У нас есть четыре локальные системы газоснабжения, есть месторождения, проходит «Сила Сибири»... Но газовую трубу не везде доведешь – наши расстояния измеряются другим порядком цифр.

Многие до сих пор используют дрова, уголь, котельные на нефти, но люди хотят жить в современных условиях, несмотря на сложные вы-

зовы в Якутии. Местами переводим на электроотопление, выстраиваем сотрудничество с «Газпром газомоторное топливо» и «Газпром технологии».

Перспективы газификации СПГ

Наличие нескольких операторов по добыче и крупных промышленных предприятий («ЯТЭК», «Газпром», «Сахатранснефтегаз», «АЛРОСА») создает возможности для развития СПГ. Но для этого также нужно построить дороги. Поэтому вопрос газификации сёл СПГ решаем комплексно.

В Якутии действует своя установка, она набирает обороты, сейчас загрузка уже за 50%. Ведем альтернативный проект по газификации на СПГ. Уже на десятке железнодорожных станций в Якутии используется СПГ. Эффективность его очевидна.

Еще у нас есть котельная, способная работать как на СПГ, так и на СУГ, можем поделиться опытом. Есть 50 КАМАЗов, которые заправляются на криоАЗС.

Мы продолжаем двигаться. Наши перспективы – Алданский промышленный кластер, он будет организован с переработкой газа.

В 2021 году, который стал для нас точкой отсчета, мы рассчитали свой потенциал по СПГ – 500 тыс. тонн производства к 2030 году. Основные потребители – система ЖКХ, котельные. Вторая группа – население, третья – железные дороги, и следующий блок – горнодобывающее производство и речной транспорт. Ленский речной бассейн – это более 21 тыс. км водных путей, из них 16 тыс. км – только в Якутии. Определили конкретные поселения для автономной газификации: порядка 30, из них четыре с использованием СУГ, остальные на СПГ.

О межтарифной разнице

Мы считаем важным предпринять определенные меры поддержки развития автономной газификации. Это упрощение процесса перевода земель из лесного фонда, стимулирование отечественных производителей, а также возмещение

Для альтернативной автономной газификации важно решить проблему межтарифной разницы

межтарифной разницы из федерального бюджета.

Тема межтарифной разницы очень важна. СПГ обходится дороже трубопроводного газа, но население ждет его, потому что другой альтернативы просто нет. СПГ может решить проблему доставки газа, но межтарифная разница будет ложиться на региональный бюджет. Мы хотели бы получить поддержку в этом направлении. Нашим людям в Якутии газ нужен, поэтому мы за то, чтобы альтернативная газификация внедрялась, и будем ее внедрять сами, несмотря на то, будет кто-то помогать или нет. В Якутии это уже происходит.





Кирилл Молодцов, член общественного совета Министерства энергетики РФ, член Наблюдательного совета Российского газового общества

– Сегодня на производство ГМТ направляется примерно 1,7 млрд м³ в год. Развиваются заправочные комплексы. Мы говорим о компримированном газе, о рынке СПГ со строящимися 16 заводами, о том, каким образом на линейных объектах, прежде всего по трассам Север, Юг и другим, мы можем организовать использование газа в качестве газомоторного топлива. В этом смысле у программы ГМТ

есть развитие. Но важно говорить и о развитии другого сегмента внутреннего рынка газа.

Альтернативная газификация – задача государственная, которая направлена на то, чтобы оставшиеся «проценты» сверх планки 82,9% основной программы газификации, которой предстоит достичь, то есть практически 17,1%, имели устойчивое энерго- и теплоснабжение. Оно может основываться на малых атомных реакторах, на электроэнергетике или на несетевом газе.

У нас примерно 65 млн домовладений, из них 46 млн снабжаются трубопроводным газом, 5 млн – СУГ, остальные – ничем.

«Газпром» будет продолжать газифицировать примерно 300 населенных пунктов в год и, допустим, 40 тыс. домовладений. Но примерно 14-15 млн домовладений остаются без газа.

Где та комплексная картина, которая позволяет нам видеть ситуацию полностью и позволит отчитаться потом, что социальная газификация практически успешно реализована?

За комплексный подход
ГМТ, любая точка заправки транспорта газом – это по большому счету точка радиального обеспечения газоснабжением. То есть там можно заправлять не только баллоны автотранспорта, но и емкости для других целей, бытовых. Любой криогенный комплекс может для этого служить. Эти точки, которые у нас сейчас строятся от Санкт-Петербурга до Дальнего Востока, – фактически тоже точки газообеспечения, в том числе коммунального и жилищного. Нужно сейчас, после того как программа социальной газификации, которая запущена и работает на федеральном уровне, включить в нее также автономную составляющую и ГМТ. Программа должна быть единой и комплексной.

Детальные вопросы – тарифов, технологий, норм – все это можно решать в рамках единой программы, тогда развитие пойдет синергетическим эффектом.

Автономными методами автономную газификацию не осуществить



Давид Гайдт, генеральный директор ООО «СПГ проект инжиниринг»

– В моем понимании вопрос по альтернативной газификации должен рассматриваться на уровне любого другого нормального проекта, но при этом первое, что нужно понимать, – это проекты социальные. В отдельных населенных пунктах нет сегодня промышленности, на которой бы можно было как-то элементарно заработать. А для населения, я убежден, цена должна быть в рамках региона одна общая, несмотря на конкретные затраты по проекту.

Кто должен субсидировать компенсацию таких затрат? Вероятно, нужно принимать решение о субсидировании на федеральном уровне. Ни один губернатор, за исключением некоторых регионов, не сможет изыскать в бюджете таких средств.

К примеру, в системе «Газпрома», который строит газопроводы-отводы, магистральные газопроводы, эксплуатирует их и ГРС, есть возможность распределить затраты в рамках тарифов.

Вопрос о субсидировании затрат на автономную га-

зификацию возникает потому, что принято решение устранить перекрестное субсидирование. Как это привело к уничтожению «социального» СУГ. Ведь тогда капитальные затраты никогда не окупятся или будет окупаемость 25 лет.

Это значит, что альтернативную газификацию нужно «сложить в общую кучу», то есть все вопросы решать в рамках одной программы.

Предусматривать и проектировать в рамках общего развития системы газоснабжения еще и заводы, источник дешевого газа. Так же и остальное – логистику, доставку до места хранения – нужно рассматривать в рамках общего ГРО.



Андрей Вычужанин, генеральный директор ООО «Газовый вектор», заместитель председателя Комитета по предпринимательству в сфере жилищного и коммунального хозяйства ТПП РФ

– Вся социальная газификация строится на существующих технических возможностях. То есть перспектива развития там минимальна, за основу берется та техническая, инфраструктурная база сетевого газа, которая у нас в стране сегодня существует.

Как уже было не раз сказано, часть регионов находится в длительном ожидании, когда же будет газ, но во многих из них метана просто не будет.

Акцент на СУГ
Я считаю, что колоссальный резерв здесь по-прежнему у СУГ, и технически, и по ценам. Но почему-то сейчас сжиженным углеводородным газам не уделяют должного внимания.

Во-первых, нужно доработать законодательство, чтобы зафиксировать признание СУГ, КПГ и СПГ такими же источниками энергии, как природный метан.

И нельзя забывать о безопасности. Один из основных элементов регулирования рынка СУГ – это введение цифровой системы учета, о которой сейчас говорят. Я считаю, это одно из ключевых звеньев, которое позволит навести порядок на рынке, отрегулировать участников, убрать серый рынок, решить вопрос с качеством СУГ и в конце концов понять перспективы развития рынка сжиженного углеводородного газа. ●



В начало



ГАЗ В ДОМЕ:

РГО развивает нормативную базу по безопасности ВДГО/ВКГО

На площадке Российского газового общества разработаны проекты нормативных правовых актов, регулирующие вопросы обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (ВДГО/ВКГО). Документы подготовлены в развитие Федерального закона от 18.03.2023 № 71-ФЗ «О внесении изменений в статьи 2 и 3 Федерального закона «О газоснабжении в РФ» и ЖК РФ» (Закон № 71-ФЗ).

Все разработанные нормативно-правовые акты приняты.

Так, разработанный проект постановления правительства РФ предполагает внесение изменений в некоторые акты правительства РФ по вопросам обеспечения безопасности при использовании и содержании ВДГО/ВКГО, утвержденные постановлением от 9 сентября 2017 года № 1091. Поправки разработаны в следующих целях:

- определение федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на утверждение типовых форм договоров о техническом обслуживании и ремонте (ТОиР) внутридомового и внутриквартирного га-

зового оборудования и методических указаний о порядке расчета размера платы за техническое обслуживание ВКГО в многоквартирном доме и техническое обслуживание ВДГО в жилом доме;

- реализация предусмотренного законом исключительного права газораспределительной организации (ГРО) на осуществление деятельности по ТОиР ВДГО/ВКГО;
- корректировка норм в части порядка и условий заключения договора о ТОиР ВДГО в многоквартирных домах, ТО ВКГО в многоквартирных домах и ТО ВДГО жилых домов, содержания минимального перечня услуг по ТОиР, порядка их оказания, уточнение требований к специализированной организации;
- уточнение положений, закрепляющих особенности предоставления коммунальной услуги газоснабжения потребителям по централизованной сети газоснабжения;
- уточнение положений, касающихся ТОиР ВДГО/ВКГО применительно к отношениям, возникающим при поставке газа

для обеспечения коммунально-бытовых нужд.
Постановление принято правительством РФ 29 мая 2023 года (№ 859).

Акты и содержание поправок

В Правила пользования газом (утверждены постановлением правительства РФ от 14 мая 2013 года № 410) внесены изменения в части обеспечения безопасности при использовании и содержании ВДГО/ВКГО при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, в том числе с учетом следующих аспектов:

- требование ч. 1 ст. 157.3. Жилищного кодекса РФ относительно предоставления коммунальной услуги газоснабжения при условии обязательного осуществления ТОиР ВДГО, ТО ВКГО и ВДГО;
- возможность привлечения исполнителем ТОиР субподрядных организаций;
- возможность одновременного приостановления подачи газа на ВКГО нескольких квартир в многоквартирном доме в том случае, если на это существуют основания лишь для одной из квартир и отсутствует техническая возможность ограничить подачу газа только для этой одной квартиры.

В Правилах предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденных постановлением правительства РФ от 6 мая 2011 года № 354, изменены и дополнены нормы раздела XIII «Особенности предоставления коммунальной услуги газоснабжения потребителей по централизованной сети газоснабжения».

В Правила поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан (постановление правительства РФ от 21 июля 2008 года № 549) внесены изменения и дополнения



норм, определяющих понятие «специализированная организация», а также наименования договоров на ТОиР ВДГО в многоквартирном доме, ТО ВКГО в многоквартирном доме и ТО ВДГО жилого дома.

Поправки в постановление правительства РФ от 30.09.2021

№ 1670 «Об утверждении общих требований к организации и осуществлению регионального государственного жилищного контроля (надзора)» касаются уточнения оснований и объекта регионального государственного жилищного контроля (надзора).

Методические документы

Также в рамках данного направления законопроектной деятельности РГО разработаны:

- методические указания по расчету размера платы за техническое обслуживание внутриквартирного газового оборудования в многоквартирном доме, за техническое обслужи-

вание внутридомового газового оборудования в жилом доме;

- типовые формы договора о техническом обслуживании и ремонте внутридомового газового оборудования в многоквартирном доме, договора о техническом обслуживании внутриквартирного газового оборудования в многоквартирном доме, договора о техническом обслуживании внутридомового газового оборудования в жилом доме (домовладении).
Данные методические указания по расчету платы и типовые формы договоров, проекты которых разработаны на площадке РГО, были приняты 29 мая 2023 года приказами Минстроя РФ № 387/пр и 388/пр соответственно. ●

КОНТРОЛЬ И УЧЕТ ГАЗОВЫХ БАЛЛОНОВ

РГО приступило к разработке законопроекта, обеспечивающего механизмы контроля за безопасностью использования ГМТ

Российское газовое общество продолжает работу с привлечением экспертного сообщества по выработке механизмов, направленных на повышение безопасности эксплуатации газовых баллонов, включая организацию контроля и учета газовых баллонов (сертификацию, контроль за оборотом и т. п.).

Как сообщалось ранее, этот вопрос обсуждался на площадке Комитета Госдумы РФ по энергетике и был поддержан федеральными органами исполнительной власти (см. «Газобаллонное оборудование. Предложения РГО по упорядочению рынка, контролю и техническому обновлению», «Газовый бизнес», № 1, 2023, с. 27). По итогам

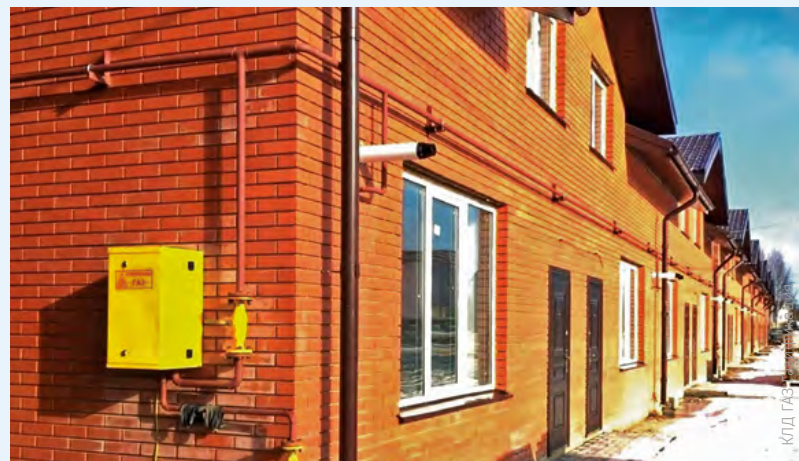
рабочего совещания 16 февраля 2023 года протокол с принятыми решениями был направлен заместителю председателя правительства РФ Александру Новаку. Представители ФОИВ и другие участники совещания поддержали инициативы РГО:

- создание саморегулируемой организации (СРО) в сфере деятельности по контролю за оборотом баллонов посредством подготовки соответствующего проекта федерального закона;
- создание в составе будущей СРО единой автоматизированной информационной системы учета баллонов СУГ в течение всего их жизненного цикла от производства до утилизации.

Минэнерго, МЧС, Минстрой, Ростехнадзор после детального изучения вопроса подтвердили свою поддержку. Так, первый заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин в апреле после изучения в министерстве данного вопроса резюмировал в ответе Комитету ГД по энергетике: «По мнению Минэнерго России, введение учета баллонов СУГ должно автоматизировать все этапы от их производства до утилизации, что позволит осуществлять сбор, хранение и использование информации среди зарегистрированных участников рынка СУГ в баллонах и контролирующих органов». Он также поддержал идею введения маркировки баллонов QR-кодами, создание информационной системы и СРО для контроля за оборотом баллонов.

Работа над законопроектом

РГО формирует рабочую группу с участием представителей Минэнерго, Минпромторга, МЧС России, Ростехнадзора, а также заинтересованных компаний отрасли. Задачей рабочей группы станет разработка проекта Фе-





helium.gazprom.ru

дерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон № 315-ФЗ от 01.12.2007 «О саморегулируемых организациях» и отдельные законодательные акты Российской Федерации». Такой закон необходим для создания правовых условий для саморегулирования в отрасли газоснабжения в части, касающейся баллонов со сжиженным природным газом (СПГ), компримированным природным газом (КПГ), сжиженным углеводородным газом (СУГ).

Согласно ТЗ на разработку законопроекта, рабочая группа проведет анализ состояния правового регулирования, пробелов и противоречий, устаревших норм и всесторонний анализ сложившейся правоприменительной практики в этой сфере – как российской, так и зарубежной. Будет изучена необходимость (либо ее отсутствие) вы-



openbusiness.ru

деления средств федерального бюджета.

В результате в тексте законопроекта должны быть выработаны нормы и принципы саморегулирования в отрасли газоснабжения в части заправки баллонов СПГ, КПГ и СУГ, цели саморегулируемых организаций, условия надления статусом СРО, критерии допуска к работам по заправке баллонов и другие нормы, обеспечивающие ответственность механизмов контроля за оборотом баллонов и безопасностью.

Разработка законопроекта будет вестись в три этапа.

Переоборудование транспорта и операторы заправок

Как указывалось ранее, обоснованием для наведения порядка в сфере газобаллонного оборудования были следующие факты:

- наличие в обороте порядка 50 млн единиц газовых баллонов, 80% которых нуждается в замене;
- слабый контроль за техническим состоянием газовых баллонов, их производством, оборотом и утилизацией, что влечет за собой увеличение рисков для населения и организаций;
- отсутствие обязанности по обмену/замене газовых баллонов с истекшим сроком эксплуатации;
- отсутствие требований по лицензированию к организациям, осуществляющим деятельность по газоснабжению с использованием баллонов СУГ.

Ключевым фактором, определяющим темпы развития рынка газомоторного топлива в России, на данном этапе является динамика переоборудования существующего транспорта. Объемы переоборудования напрямую определяют прирост парка транспортных средств на газомоторном

топливе, а значит, и уровень загрузки созданных мощностей газозаправочной инфраструктуры. Однако в сфере переоборудования много нерешенных вопросов и неотработанных процедур контроля безопасности. В результате сложившаяся модель регулирования переоборудования не является эффективной и сдерживает развитие рынка ГМТ, снижая его привлекательность для конечного потребителя.

В связи с этим более эффективным представляется механизм саморегулирования, однако его создание только в рамках переоборудования транспорта не решало бы вопросов безопасности работы транспорта, использующего ГМТ, а также оставляло бы за рамками регулирования другие сферы использования газового топлива, например в быту и ЖКХ. В этой связи введение контроля за всеми емкостями для ГМТ – как для транспорта, так и для автономной газификации – предоставляет возможности комплексного решения.

Для решения задачи по контролю за обращением газовых баллонов предлагается создавать дополнительные инструменты контроля в форме саморегулирования для тех этапов жизненного цикла баллонов и тех видов деятельности, на которых возникает повышенная опасность для потребителя. На наш взгляд, оптимальным будет создание СРО в сфере наполнения (заправки) газовых баллонов.

Объединение операторов АГНКС, АГЭС и пунктов заправки газовых баллонов в СРО позволит создать механизм ведения единого Реестра газовых баллонов, а также контроля, исключая возможность заправки баллонов, не включенных в единый реестр и не прошедших процедуру освидетельствования.

В целом создание подобной структуры позволит централизовать механизмы управления для рынков КПГ, СПГ и СУГ на одной площадке. ●

В начало



31 ОКТЯБРЯ - 3 НОЯБРЯ 2023



XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

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

18+



@GASFORUMSPB

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

РЫНОК СУГ

и биржевые инструменты



Антон Карпов,
вице-президент Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (СП6МТСБ)



Георгий Юханов,
заместитель начальника управления биржевых торгов нефтепродуктами СП6МТСБ

Рынок сжиженных углеводородных газов (СУГ) – один из ключевых рынков нефтепродуктов, оказывающий существенное влияние не только на транспортный сегмент и сферу коммунально-бытовых услуг, но и на нефтехимию и сельское хозяйство – системообразующие, социально значимые отрасли. Это обуславливает важность рынка СУГ, внимание к нему со стороны государства и региональных органов власти. Как и рынок светлых нефтепродуктов, данный сегмент в значительной мере охвачен инструментами биржевой торговли, тем не менее у этого товара на бирже есть свои особенности.

Остров стабильности
Сегодня развитие рынка СУГ характеризуется следующими факторами: ограничения на существующую логистическую

инфраструктуру, в том числе для экспорта, внутренняя конкуренция между энергоносителями, непредсказуемая волатильность рынка и т. д. Однако, несмотря на существующие проблемы, рынок развивается и демонстрирует относительную стабильность.

Что касается биржевой торговли, то в последнее время на СП6МТСБ наблюдается существенный рост торгов СУГ. По итогам 2022 года объем продаж СУГ, включая ШФЛУ и ФЛУ, составил 1,988 млн тонн, что на 14% больше показателя 2021 года.

Свыше четверти объема реализации всех нефтепродуктов, поставляемых на внутренний рынок России, торгуется на бирже. В общей структуре биржевых торгов нефтепродуктами доля СУГ составляет около 8%.

В январе – мае 2023 года на СП6МТСБ реализовано 921,4 тыс. тонн данных видов

нефтепродуктов, что на 25% больше, чем за тот же период прошлого года. При этом доля биржевых торгов СУГ для комбыта и автотранспорта составила 96%.

От торгов до поставки

По итогам торгов на СП6МТСБ формируется ценовой индикатор – биржевой территориальный индекс СУГ Урал/Сибирь.

Если вернуться к истории организованных торгов, то с развитием биржевой торговли на товарном рынке страны на биржу стали постепенно выводиться и сжиженные углеводородные газы, но это произошло несколько позже, чем по основным нефтепродуктам. Активные торги начались с 2010 года, а к 2013 году уже были запущены соответствующие ценовые индексы.

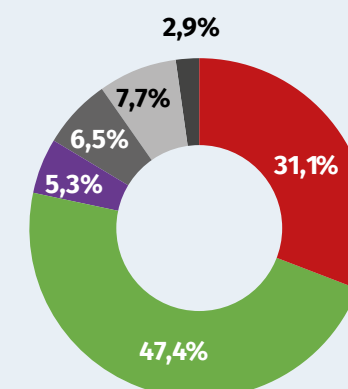
Сегодня биржевые торги СУГ ведутся на более чем 40 базисах поставки. Наиболее ликвидными из этих базисов являются: балансовые пункты железнодорожные станции Коротчаево, Тобольск, Сургут, Осенцы. В торгах СУГ принимают участие крупнейшие нефтяные компании РФ, производящие данный вид топлива.

Поставка СУГ происходит посредством железнодорожного транспорта, в меньшей доле – автотранспортом. Классический вариант биржевой отгрузки – на условиях «франко-вагон станция отправления». Сроки поставки удается сокращать: количество дней с даты заключения договора до даты совершения поставки СУГ в I квартале 2023 года составило в среднем 21 день.

Новый инструмент – БТЦ

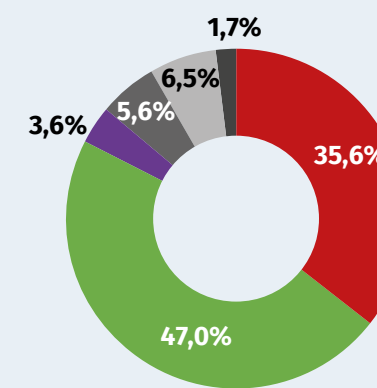
В 2020 году на основе опыта торгов и учета потребностей участников рынка, а также решений регуляторов, Банка России и ФАС России было решено ввести инструмент «базовая

Январь – апрель 2023 г.
8,955 млн т



- Автобензин
- Дизельное топливо
- Авиакеросин
- Мазут топочный
- СУГ для бытовых нужд и автотранспорта
- Прочие

Январь – апрель 2022 г.
8,571 млн т



- Автобензин
- Дизельное топливо
- Авиакеросин
- Мазут топочный
- СУГ для бытовых нужд и автотранспорта
- Прочие

точка ценообразования» (БТЦ) – усовершенствованную систему поставки биржевого товара. Разница между франко-вагоном станцией отправления и БТЦ заключается в том, что на классическом базисе при НПЗ цена товара рассчитывается от самого завода, а на базовой точке ценообразования она исчисляется от пункта, который является равнодоступным для нескольких предприятий. То есть поставщик может поставить товар с различных заводов, однако цена за транспортировку для покупателя будет такой, как если бы товар ехал до станции покупателя от точки це-

нообразования. Такая система является страховкой и возможностью выбора оптимального маршрута транспортировки для продавца и удобной, прозрачной схемой расчета цены как за сам товар, так и за его доставку для покупателя.

Таким образом, на БТЦ мы достигаем значительно большей ликвидности, получаем конкурентную цену за счет возможности торгов одновременно с несколькими поставщиками в рамках одного биржевого инструмента. Другим преимуществом БТЦ является упрощенный документооборот, сопровождающий логистические услуги.



Биржевой территориальный индекс СУГ Урал/Сибирь



Первые подобные торги в секции «Нефтепродукты» стартовали в 2020 году на БТЦ Сургут, а в январе 2022 года начались на ж/д станции Войновка (Тюменская область). Всего на базисах БТЦ за это время было реализовано около 1,3 млн тонн СУГ. На БТЦ заключается примерно четверть сделок с СУГ на бирже. С расширением перечня БТЦ появились условия для увеличения предложения

СУГ со стороны нескольких продавцов в рамках одного инструмента. Реализация СУГ на БТЦ Войновка осуществляется с потенциальным участием не менее трех продавцов.

Цифровизация логистики

С 2019 года СПбМТСБ на базе соглашения с ОАО «РЖД» и ФАС России начала создание техно-

логии Оператора товарных поставок, обеспечивающей цифровизацию постпродажного процесса при биржевых торгах: электронные товарные счета, маршруты движения товара, интеграцию с ИТ-системами корпораций. Данная технология повышает прозрачность рынка, позволяя отслеживать исполнение договора в реальном времени, упрощает документооборот. Проект вышел на рабочий режим во второй половине 2022 года, когда начались поставки основных нефтепродуктов при перевозке железнодорожным транспортом по биржевым договорам. В начале 2023 года в этот процесс включились и поставки СУГ.

Ценовые индексы

Вместе с общей системой индексов биржи развиваются и индексы на СУГ: на базе заключаемых сделок СПбМТСБ рассчитывает Территориальные ценовые индексы для европейской части России, Урала и Си-

бири. Данный ценовой индикатор создан и принят рынком.

Кроме того, производится расчет индексов внебиржевого рынка СУГ (постановлением правительства РФ от 23.07.2013 № 623 крупнейшие производители обязаны регистрировать на бирже внебиржевые договоры).

Фьючерсы: управление рисками и планирование поставок

Как и для бензина, дизтоплива и других нефтепродуктов, для рынка СУГ актуальны вопросы управления ценовыми рисками, страхования на случай сезонных колебаний, ремонтов заводов, взлетов и падений цен и других обстоятельств. Для учета этих вопросов в практике участников рынка на срочном рынке биржи торгуются расчетные и поставочные фьючерсные контракты на СУГ. Фьючерс формирует интерес со стороны широкого круга потребителей нефтепродуктов, заинтересованных в четком планировании своих закупок, поставок и управлении их ценой. Эти контракты являются удобным инструментом для управления ценовыми рисками и среднесрочного трейдинга.

В 2022 году в поставочный контракт был внесен ряд изменений, в результате которых стала возможной поставка взаимозаменяемого товара в рамках ГОСТ – СУГ марок ПБТ или ПБА.

По итогам года объем торгов поставочными фьючерсами на СУГ ПБТ/ПБА составил 2 117 контрактов, в натуральном выражении – 76 212 тонн. Объем торгов расчетными контрактами по данному товару достиг 29 418 контрактов (1 контракт = 1 тонна). Поставки по фьючерсам в 2022 году составили 8 424 тонны, с начала 2023 года – более 2 736 тонн.



В развитие конкуренции

Развитие биржевой торговли сжиженными углеводородными газами, в том числе совершенствование базисов поставки, внедрение технологии ОТП, развитие срочного рынка соответствуют Национальному плану (дорожной карте) развития конкуренции в Российской Федерации на 2021–2025 годы, утвержденному распоряжением правительства РФ от 02.09.2021 № 2424-р. Регуляторы обеспечивают контроль над этим сегментом рынка нефтепродуктов: СУГ включены в совместный приказ ФАС и Минэнерго, который устанавливает минимальную величину продаваемых

на биржевых торгах нефтепродуктов. Для СУГ этот объем составляет не менее 6%.

Повышение прозрачности, справедливое ценообразование для этого вида топлива является важным с точки зрения снабжения потребителей: коммунально-бытовых хозяйств, автотранспорта, нефтехимии, предоставляет недискриминационный доступ к ресурсу, влияет на стабильность экономики и социальной сферы регионов страны. Биржевые торги и регистрация внебиржевых сделок, обязательная для доминирующих компаний, отвечают задачам, поставленным государством, по созданию отечественных ценовых индикаторов на ключевые товары. ●



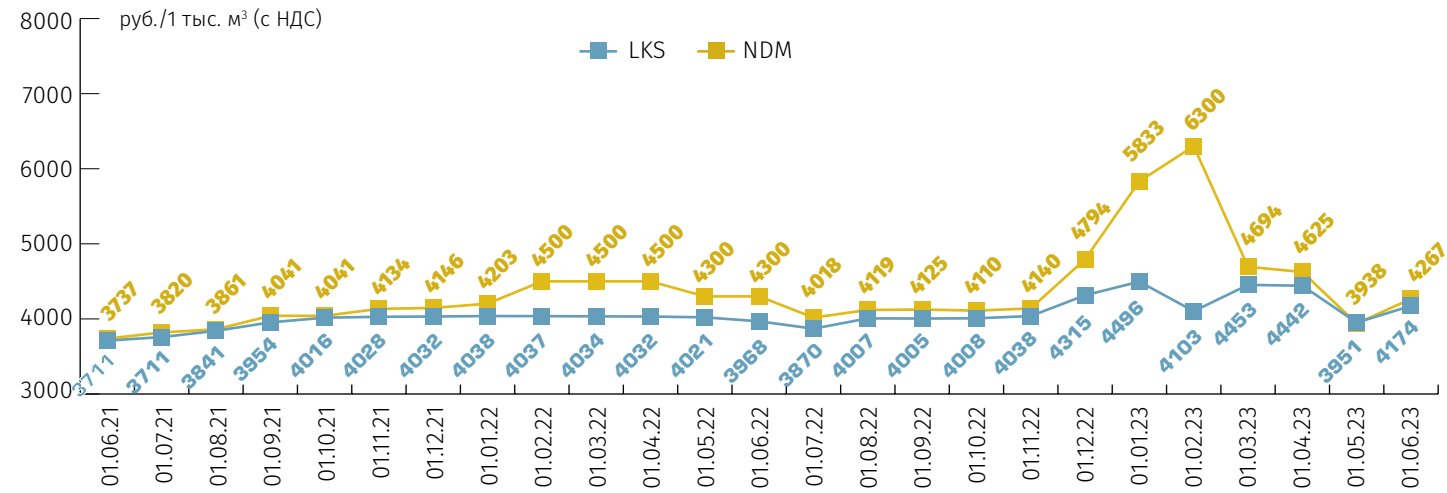
В начало





ГАЗ • БИРЖА • ЦЕНЫ

Сводные биржевые цены природного газа на балансовых пунктах Локосово и Надым



Источник: СПбМТСБ

Биржевой региональный индекс природного газа для Московского региона *



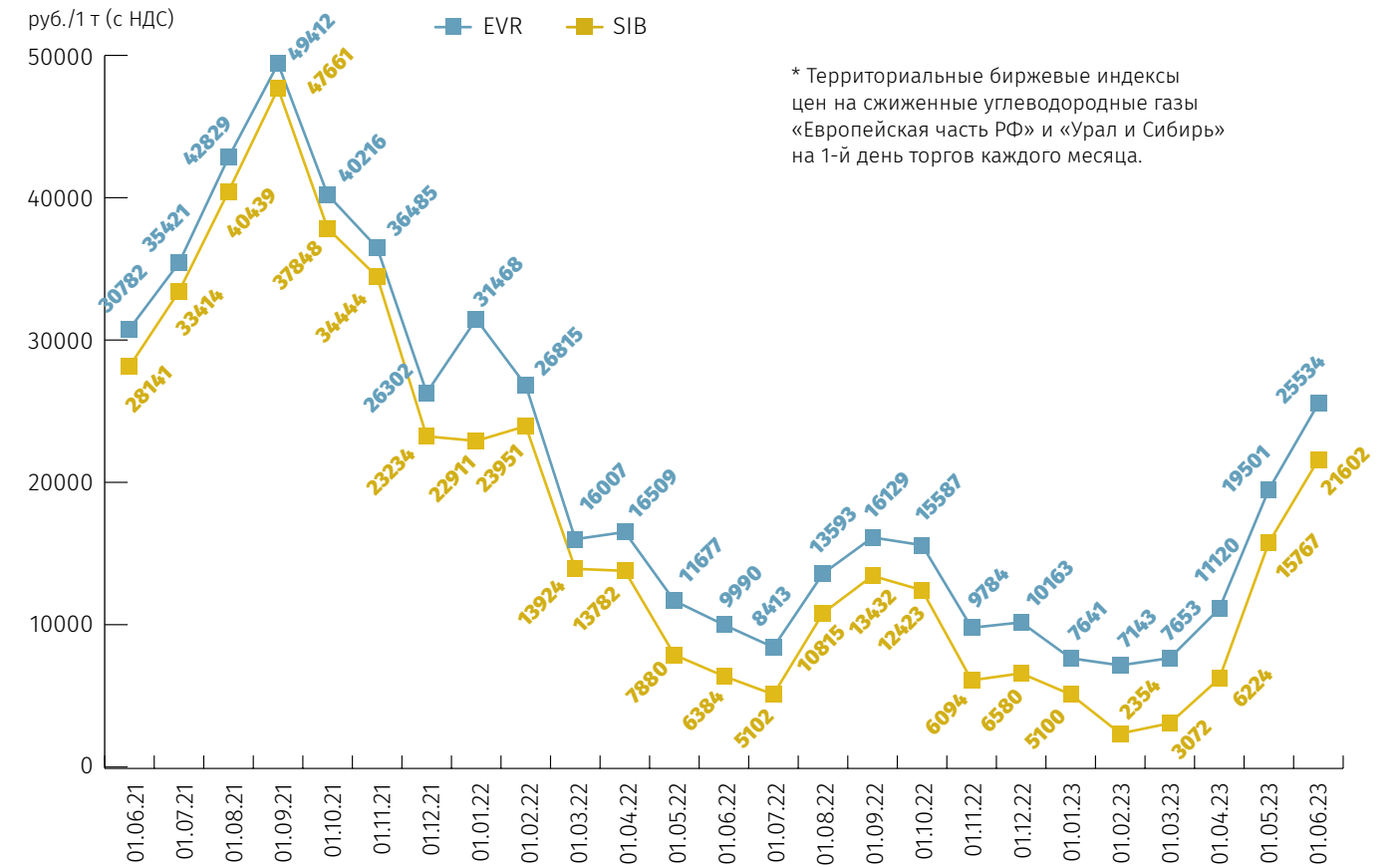
Источник: СПбМТСБ

Внебиржевой региональный индекс природного газа для Московского региона *



Источник: СПбМТСБ

Территориальные биржевые индексы цен СУГ *



* Территориальные биржевые индексы цен на сжиженные углеводородные газы «Европейская часть РФ» и «Урал и Сибирь» на 1-й день торгов каждого месяца.

Источник: СПбМТСБ

Сводные цены природного газа на балансовых пунктах (БП)

рассчитываются для БП КС «Надым» и БП «622,5 км (Локосово)». Сводная цена рассчитывается ежемесячно на основе договоров с поставкой «на следующий месяц», заключенных в ходе организованных торгов в Секции «Газ природный» СПбМТСБ. Суточный дифференциал сводной цены на БП рассчитывается ежедневно на основе договоров с поставкой «на сутки» или «на нерабочий день».

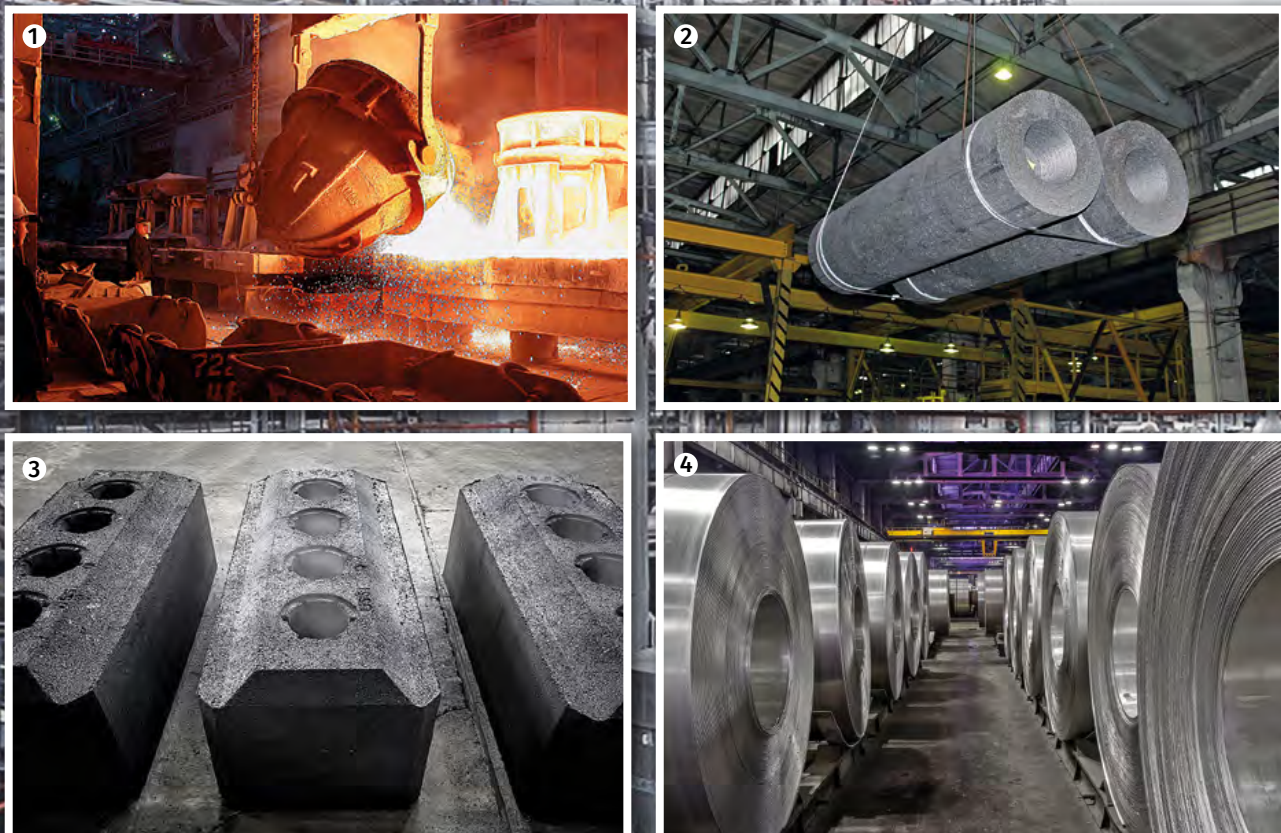
Территориальные индексы СПбМТСБ рассчитываются для различных видов нефтепродуктов, в том числе СУГ, по трем крупнейшим внутрироссийским рынкам: Европейская часть России; Урал и Сибирь; Сибирь и Дальний Восток. Индексы рассчитываются каждый торговый день на основе Сводных биржевых цен на местах производства, которые, в свою очередь, рассчитываются на основе информации о договорах, заключенных в ходе биржевых торгов. Подробнее об индексах: https://spimex.com/markets/oil_products/indexes/territorial/

Семейство **Региональных индексов природного газа** рассчитывается для всех основных регионов потребления на территории РФ. Биржевые индексы рассчитываются ежемесячно на основе договоров с поставкой «на следующий месяц», заключенных в ходе биржевых торгов.

Внебиржевые Региональные индексы рассчитываются ежемесячно на основе информации о внебиржевых договорах, предоставленной в АО «СПбМТСБ» в соответствии с требованиями постановления правительства РФ от 23.07.2013 № 623.

В начало





На фото:
Комплекс глубокой переработки нефти Омского НПЗ («Газпром нефть»)
1. Челябинский электрометаллургический комбинат
2. Графитированные электроды «ЭПМ-НовЭЗ» (компания «Эл-6»)
3. Обожженные анодные блоки («Эл-6 Челябинск»)
4. Производство алюминия на заводе «Саянал» (группа «Русал»).

НЕФТЯНОЙ КОКС:

углубление нефтепереработки и перспективы расширения спроса

Запасы высококачественной легкой нефти постепенно истощаются, и на переработку поступает все больше тяжелой нефти. В связи с этим в процессе переработки углеводородного сырья постоянно увеличивается относительный объем тяжелых

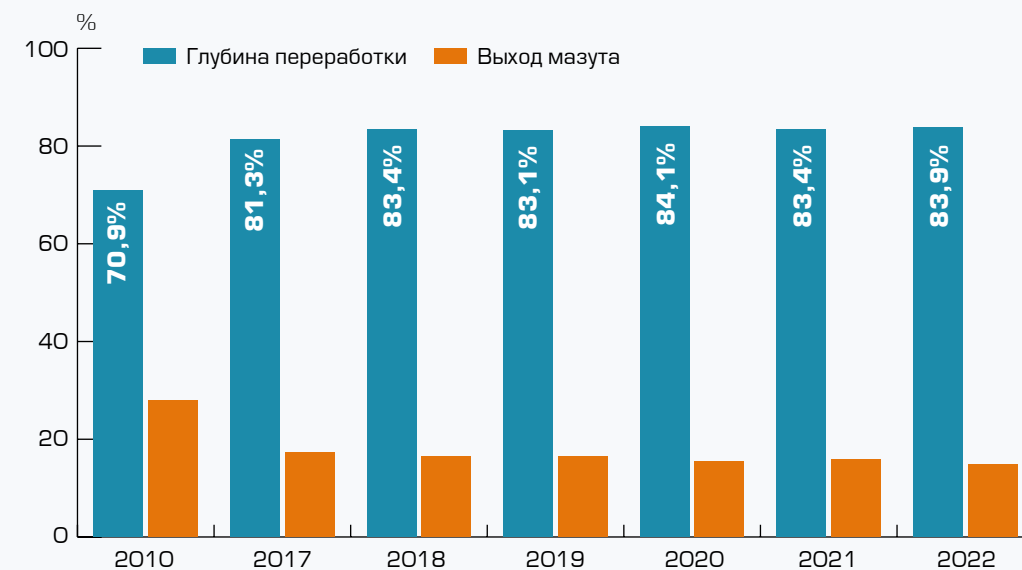
нефтяных остатков (ТНО) – мазута, полугудрона и гудрона. Выход таких продуктов составляет до 30% от изначального объема сырья. При этом в дальнейших экономических процессах задействована лишь небольшая доля нефтяных остатков, а оставшаяся их часть исполь-

зуется ненадлежащим образом, что приводит в том числе к загрязнению окружающей среды. К примеру, мазут сжигается в качестве топлива в котельных, ТЭЦ и корабельных топках со значительными выбросами серы и прочих вредных веществ.

Углубляем переработку

В последние годы все больше ужесточаются международные экологические требования к качеству топлива. Так, с начала 2020 года введен норматив Международной морской организации (International Maritime Organization, IMO), согласно которому лимит на содержание серы в любом жидком судовом топливе должен составлять не выше 0,5% по массе (ранее – не выше 3,5%). В результате мировой спрос на мазут начал снижаться. Стоит отметить, что производимый в России мазут является высокосернистым, что ограничивает его использование для бункеровки морских судов и дальнейшей переработки.

Рисунок 1. Динамика глубины нефтепереработки в России



Источники: «Текарт», ЦДУ ТЭК, Минэнерго, АНН

Помимо требований к содержанию серы в судовом топливе, на сокращение спроса на мазут влияет общая тенденция перехода на альтернативный, более дешевый и экологичный вид топлива – природный газ. Спрос на газ растет не только в транспортном секторе. Например, использование мазута на ТЭЦ влечет за собой уплату повышенных штрафов за негативное воздействие на окружающую среду, что выступает стимулом использовать более экологичные топливные ресурсы.

На фоне ужесточения экологических требований, а также ограниченности запасов сырья одной из ключевых характеристик современной нефтяной отрасли является тенденция повышения глубины переработки нефти. Ежегодная модернизация НПЗ, ремонт и ввод в эксплуатацию установок вторичной переработки позволили увеличить этот показатель в среднем по России с 70,9% в 2010 году до 83,9% в 2022 году, что свидетельствует о повышении эффективности использования тяжелых нефтяных остатков.

Ольга Синицина,
ведущий аналитик
консалтинговой группы
«Текарт»

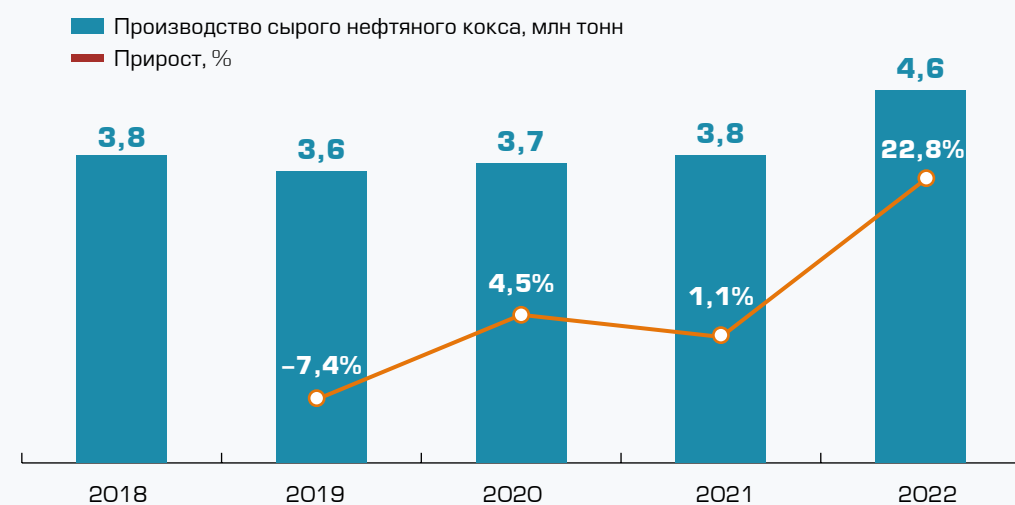
На фоне роста глубины переработки нефти наблюдается ежегодное снижение доли мазута в продуктовой корзине НПЗ: более чем за 10 лет показатель сократился с 28% до 15%.

Современные методы

Модернизация российских НПЗ, которая наиболее активно происходила последние 10 лет, характеризовалась вводом новых



Рисунок 2. Динамика производства нефтяного кокса в России



Источники: «Текарт», ФСГС РФ, данные компаний

мощностей по переработке тяжелых остатков, которые в том числе позволяют снизить долю мазута в общем объеме выпуска нефтепродуктов.

Условно можно выделить два варианта переработки нефтяных остатков: термические/экстракционные и каталитические процессы. К первой группе относятся деасфальтизация, замедленное коксование, висбрекинг, получение битумов. Вторая группа представлена каталитическим крекингом, гидроочисткой остатков, гидрокрекингом. Зачастую на НПЗ используется несколько

технологий переработки, что позволяет выпускать оптимальный ассортимент продукции.

Модернизация российских НПЗ строится преимущественно на вводе новых комплексов каталитического крекинга, гидрокрекинга и установок замедленного коксования (УЗК). В 2019 году Минэнерго РФ подписало соглашения с 11 НПЗ для стимулирования строительства установок вторичной переработки нефти в условиях завершения налогового маневра. На текущий момент продолжает действовать шесть таких соглашений.



Наследие советских времен

Наиболее простым из современных процессов углубления переработки нефти является висбрекинг: сырьем выступает гудрон, а основным получаемым продуктом – топочный мазут низкой вязкости. Это дает увеличение глубины переработки на 13%.

Полученные в результате висбрекинга светлые фракции подвергаются дальнейшей очистке и могут быть использованы для производства товарных светлых нефтепродуктов.

Ввиду ухудшения качества гудронов, вызванного активным строительством большого количества установок каталитического крекинга и гидрокрекинга (сырье для них – вакуумный газойль), установки висбрекинга уступают место прочим технологиям.

Каталитические процессы набирают обороты

Наибольшее количество российских мощностей с использованием каталитических технологий приходится на каталитический крекинг. Общее углубление переработки нефти на установках каталитического крекинга составляет от 20% до 40%. Процесс крекинга осуществляют на установках с непрерывно циркулирующим твердым катализатором, который последовательно проходит через зону реакции, а затем через зону регенерации самого катализатора. Основными целевыми продуктами каткрекинга являются бензин, легкий и тяжелый газойль; побочными продуктами – сухой газ, кокс.

В 2022 году, после введения запрета на импорт катализаторов, нефтеперерабатывающая отрасль столкнулась с нехваткой материала ввиду высокой степени импортозависимости: по разным видам катализаторов показатель варьируется в диа-



пазоне 70–80%. Наиболее остро проблема импортозамещения стоит в секторе катализаторов каткрекинга, гидроочистки и гидрокрекинга.

В 2022 году ООО «РН-Кат» («Роснефть») запустило первое в России промышленное производство катализатора гидрокрекинга мощностью 4 тыс. тонн в год. Также в 2023 году должен состояться запуск катализаторного производства «Газпром нефти»: первая очередь позволит выпускать 6 тыс. тонн катализаторов гидропроцессов в год; вторая очередь предполагает производство катализаторов каткрекинга (15 тыс. т/г). Запуск новых производств в совокупности с увеличением сроков модернизации НПЗ позволит в среднесрочной перспективе удовлетворить растущий спрос и обеспечить дальнейшее наращивание мощностей по глубокой переработке нефтяных остатков.

Наиболее быстро развивающимся видом переработки

ТНО как в мире, так и в России являются процессы гидрокрекинга. Ключевое отличие от каткрекинга – высокое давление водорода в системе, регулирование которого позволяет осуществить более глубокие и полезные преобразования сырья. Установки гидрокрекинга позволяют получать из вакуумного газойля до 60% масс. дизельных фракций высокого качества и до 15% бензиновых фракций с низким содержанием серы, а также авиакеросин. Сочетание установок гидрокрекинга и каткрекинга позволяет довести общую глубину переработки на НПЗ до 95–97%.

Такие технологии, как H-Oil, LC-fining, T-Star, установки гидрокрекинга в трехфазном кипящем слое на сегодняшний день в мире реализованы лишь в небольшом количестве, что вызвано высокими инвестиционными затратами и значительными расходами дорогостоящего катализатора. В конце 2022 года состоялась

Наиболее емкие и перспективные сферы роста спроса на нефтекокс – производство анодной продукции и графитированных электродов

Одна из сфер применения нефтяного кокса – изготовление кремния для производства солнечных батарей

открытие первого в мире комплекса глубокой переработки тяжелых остатков (КГПТО) на АО «ТАИФ НК», работающего по технологии Veba Combi Cracking (VCC), которая позволит достичь конверсии гудрона высокосернистой нефти в светлые нефтепродукты до 95%. Установка может перерабатывать 2,7 млн тонн вакуумных остатков и 1 млн тонн вакуумного газойля в год, в результате чего произойдет увеличение производства дизельного топлива экологического стандарта Евро-5.

Также к инновационным российским разработкам можно отнести разработанную ИНХС РАН им. А. В. Топчиева технологию гидроконверсии тяжелых остатков на ультрадисперсных катализаторах (Russian Slurry Hydro conversion). В настоящее время проектные испытания ведутся на НПЗ АО «ТАНЕКО»: мощность установки позволяет перерабатывать 50 тыс. тонн гудрона в год.

Закокуют ТНО

Несмотря на существование достаточно большого количества технологий дальнейшего преобразования ТНО, наиболее популярными на российских НПЗ остаются установки замедленного коксования (УЗК), которые представляют собой процесс термического крекинга для переработки тяжелых фракций нефти в более легкие газообразные и жидкие



Строительство производства графитированных электродов на Омском НПЗ в 2021 году

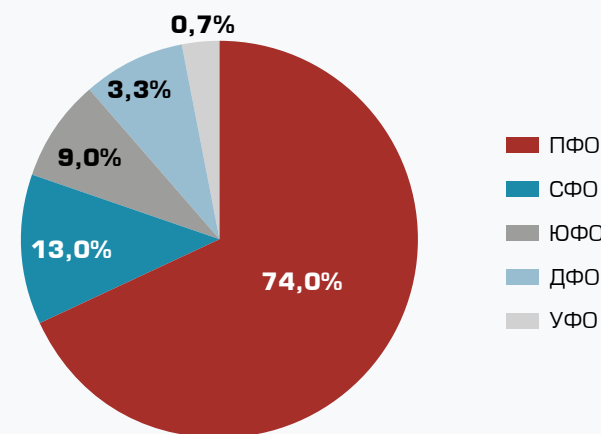
Газпром нефть

продукты и твердый (сырой) нефтяной кокс. Данная технология, по сравнению с гидрокрекингом, требует меньших вложений как в процессе строительства, так и при эксплуатации. Но из-за высокой сернистости российской нефти кокс также выходит с повышенным содержанием серы, что серьезно ограничивает сферу его применения.

В России первая УЗК мощностью 300 тыс. тонн сырья в год заработала в 1956 году в Республике Башкортостан на Ново-Уфимском нефтеперерабатывающем заводе.

В настоящий момент в России действует 11 таких установок, их мощность позволяет перерабатывать около 15 млн тонн ТНО. При таком объеме на выходе можно получить 5,5 млн тонн сырого нефтяного кокса. По итогам 2022 года был зафиксирован рекордный объем производства – 4,6 млн тонн (+23% к уровню 2021 года), загрузка мощностей составила 84%. Достигнуть таких показателей удалось как за счет увеличения спроса со стороны зарубежных и отечественных потребителей, так и благодаря увеличению мощностей ранее действующих УЗК (+1,2 млн тонн).

Рисунок 3. География мощностей установок замедленного коксования в России



Источники: «Текарт», ФСГС РФ, данные компаний

Региональное распределение объемов производства нефтяного кокса выглядит следующим образом: основная доля мощностей установок замедленного коксования (74%) приходится на Приволжский федеральный округ, где расположено шесть производственных площадок. На втором и третьем месте располагаются Сибирский и Южный федеральные округа – 13% (две установки) и 9% (одна установка) соответственно.

Нужно меньше серы

Наиболее важный показатель для сырого нефтяного кокса – содержание серы, которая является нежелательной примесью. В зависимости от ее массовой доли можно выделить следующие виды продукта: малосернистый (до 0,5%), среднесернистый (до 1,5%), сернистый (до 4%) и высокосернистый (свыше 4%). На текущий момент подавляющий объем производства сырого нефтяного кокса (70%) в РФ относится к двум последним категориям.

Если говорить про малосернистый кокс, то в России он не производится, поскольку основной объем добычи нефти с низким содержанием серы идет на экспорт, а не на переработку. Для закрытия потребностей в данном виде продукта российские потребители обращаются к зарубежным поставщикам из Азербайджана и Туркменистана. Содержание серы в поставляемом из этих стран нефтяном коксе составляет 0,4–1,0%.

В зависимости от содержания летучих веществ можно выделить такую категорию продукта, как коксующая добавка. Другими словами, это сырой нефтяной кокс марки С с выходом летучих веществ свыше 15%. В настоящее время производить такую добавку в России могут только три предприятия: «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», «Башнефть-Уфанефтехим» и «Башнефть-Новоил».

Всем по «коксу»

Сферы применения нефтяного кокса довольно обширны. Основной объем потребления как в мире, так и в России приходится на производство анодной массы и обожженных анодных блоков, которые используются для выплавки алюминия, а также на выпуск графитированных электродов для сталеплавильных печей. По оценке КГ «Текарт», на их долю суммарно приходится около 90% потребления. Помимо этого, нефтяной кокс применяется в следующих сферах:

- изготовление кремния для химической и электротехнической промышленности, производства солнечных батарей;
- производство цветных металлов, где фокусный продукт используется в качестве сульфидизатора;
- использование в качестве конструкционных материалов для изготовления химической аппаратуры;
- сжигание в качестве топлива (характерно для высокосернистого кокса) и проч.

Что касается низкокачественного высокосернистого кокса (коксующей добавки), то данный вид продукта широко применяется как компонент шихты для получения металлургического кокса, а также является

составляющей пылеугольного топлива (ПУТ) для доменной выплавки.

Мировая практика свидетельствует о том, что 75–80% производимого нефтяного кокса используется в качестве топлива при сжигании на электростанциях и в цементных печах. В России эта сфера применения на текущий момент не развита, поскольку объем производства подходящего кокса небольшой, а имеющийся продукт используется в других областях: в частности, служит компонентом шихты коксования, а также применяется для производства анодной массы, где предварительно подвергается смешиванию с низкосернистым коксом.

Алюминий в фаворитах

Наиболее перспективным направлением применения нефтяного кокса является алюминиевая промышленность, где из него выпускают анодную массу и блоки. Прежде чем вовлечь нефтяной кокс в процесс производства, его подвергают прокаливанию, в результате которого удаляется излишняя влага и летучие вещества, увеличивается плотность, повышается электропроводность и механическая плотность. Выход прокаленного

го кокса составляет около 80% от исходной массы. В настоящее время в России существует восемь площадок по производству такого кокса.

Преимущественно для прокаливания используются сорта низкосернистого и сернистого кокса. Однако в общую массу в ограниченных количествах также добавляется кокс с повышенным содержанием серы, что связано с дефицитом высококачественной продукции.

В России основным потребителем нефтяного кокса выступает компания «РУСАЛ», производитель первичного алюминия. Продукт используется как для выпуска обожженных анодных блоков, так и для анодной массы. По состоянию на конец 2019 года основной объем производства алюминия (~60%) приходился на технологию Содерберга, предусматривающую электролиз с самообжигающимися анодами. В данном случае применяется анодная масса.

Обожженные анодные блоки выпускаются на двух предприятиях «РУСАЛа»: Саяногорском и Волгоградском алюминиевых заводах. В ближайшей перспективе данное направление будет активно развиваться. Так, в 2024 году ожидается запуск еще одной площадки – второй очереди Тайшетской



Волгоградский алюминиевый завод – одно из двух предприятий «РУСАЛа», единственных в России выпускающих обожженные анодные блоки

Русал



«РУСАЛ» планирует запустить в 2024 году вторую очередь Тайшетской анодной фабрики с собственной установкой прокаливания нефтяного кокса

анодной фабрики мощностью 400 тыс. тонн обожженных анодов. Также на предприятии будет действовать своя установка прокаливания нефтяного кокса.

В связи с ростом спроса со стороны потребителей в 2023 году челябинская площадка компании «Эл-6» (бывш. «Группа ЭПМ») возобновила производство анодных блоков. Мощности были остановлены в 2019 году, однако уже в 2021 году компания заявила о планах по расконсервации промышленной линии.

Сталь на коксовой игле

По мнению экспертов отрасли, еще одной из наиболее перспективных сфер потребления нефтяного кокса является производство графитированных электродов. Они применяются в процессе выплавки стали в электрических печах (электросталеплавильный метод). Доля данного метода в процессе производства стали в последние несколько лет увеличивалась.

Производителями графитированных электродов

в России являются филиалы компании «Эл-6» и Челябинский электрометаллургический комбинат. Также в 2022 году «Газпром нефть» заявила о реализации проекта по строительству завода графитированных электродов годовой мощностью свыше 45 тыс. тонн. Это поможет металлургическим компаниям снизить импортозависимость от данной продукции, которая составляет свыше 50% от общего объема потребления.

Для выпуска графитированных электродов необходим прокаленный или игольчатый нефтяной кокс. Выпуск последнего в настоящий момент в России не налажен, а вся потребляемая продукция – импортного происхождения. Однако соответствующий проект по запуску производства игольчатого кокса осуществляет «Газпромнефть-ОНПЗ». В результате модернизации действующих мощностей предприятие будет способно вырабатывать до 38,7 тыс. тонн продукта в год. Запуск участка планируется в 2024 году.

Коксохиму нужна добавка

Низкокачественный высокосернистый кокс с повышенным содержанием летучих веществ (коксовая добавка) пользуется повышенным спросом у коксохимических предприятий. Продукт добавляют в угольную шихту (не более 30% от общей массы), благодаря чему возможно минимизировать использование угля марок К и К2, а также улучшить качество и увеличить объем вырабатываемого металлургического кокса.

Будущее за модернизацией

В настоящее время для России одной из главных стратегических задач является модерниза-

ция отрасли нефтепереработки, которая длится уже более 10 лет и цели которой (углубление переработки до 90%) на сегодняшний момент пока не достигнуты. Игроки нефтяного рынка продолжают активно инвестировать в развитие своих производственных площадок, модернизируя действующие мощности и выполняя строительство новых участков.

Нельзя не отметить события февраля 2022 года и их влияние на развитие отрас-

ли переработки. В результате введенных санкций в Россию был запрещен экспорт европейских технологий и оборудования, что могло негативно сказаться на планах модернизации производств. Однако, по данным участников рынка, ведущим компаниям удалось заменить санкционное оборудование на российское, а также на продукцию дружественных стран. Компания «Газпром нефть» и вовсе заявляет о планах по развитию

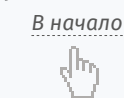
собственных технологий в нефтепереработке.

В перспективе до 2030 года в России планируется ввести свыше 10 модернизированных и построенных с нуля установок замедленного коксования, что позволит увеличить мощности по переработке тяжелых нефтяных остатков более чем на 20 млн тонн. Ряд предприятий будет иметь возможность производства коксовой добавки с повышенным содержанием летучих веществ (свыше 15%). ●

Планы российских нефтегазовых компаний по расширению мощностей замедленного коксования

Предприятие	Регион	Головная организация	Вид работ с УЗК	Мощность УЗК, млн тонн	Год запуска
Новокуйбышевский НПЗ	Самарская область	Роснефть	Модернизация	1,5 (+0,9)	2023
Ачинский НПЗ	Красноярский край	Роснефть	Строительство	1	2024
Славнефть-ЯНОС	Ярославская область	Роснефть, Газпром нефть	Строительство	3,4	2024
Газпромнефть – МНПЗ	Московская область	Газпром нефть	Строительство	2,4	2025
Орскнефтеоргсинтез	Оренбургская область	ФортеИнвест (Сафмар)	Строительство	1,2	2025
Афипский НПЗ	Краснодарский край	ФортеИнвест» (Сафмар)	Строительство	1,6	2026
Башнефть-УНПЗ	Республика Башкортостан	Роснефть	Строительство	2	2026
Киришинефтеоргсинтез	Ленинградская область	Сургутнефтегаз	Строительство	3	2026
Новошахтинский завод нефтепродуктов (НЗНП)	Ростовская область	–	Строительство	1,9	2026–2027
Сызранский НПЗ	Самарская область	Роснефть	Строительство	1,4	2027
Ангарская НХК	Иркутская область	Роснефть	Модернизация	1 (+0,36)	2027
Саратовский НПЗ	Саратовская область	Роснефть	Строительство	1,6	До 2030
Рязанская нефтеперерабатывающая компания (РНПК)	Рязанская область	Роснефть	Строительство	3,8	До 2030
Всего				25,8	

Источники: «Текарт», данные компаний



Первая УЗК на российских НПЗ появилась в Башкирии в 1956 году. В рамках модернизации уфимских заводов планируется ввод новой мощной УЗК в 2026 году

ДЕШЕВАЯ, ЭФФЕКТИВНАЯ, ПРОБЛЕМНАЯ И СВОЯ

Первая российская технология промышленного сжижения газа усовершенствована и уже не единственная

Сергей Сержантов, аналитик



Весна и лето 2023 года оказались богаты на сообщения о технологических прорывах в области собственного сжижения природного газа. С потерей европейского рынка для трубопроводного газа экспортную ставку газовая отрасль РФ может делать на СПГ, о чем и говорится все время на разных уровнях. А с уходом из страны иностранных поставщиков – лицензиаров технологий и оборудования для сжижения газа логичный и единственный выход – срочно разработать все свое.

Основным ньюсмейкером в открытом информационном поле на эту тему стал «НОВАТЭК». С проблемами столкнулись все российские компании, реализующие СПГ-проекты, но только у «НОВАТЭКа» на тот момент уже достаточно давно была своя технология сжижения – близкая по мощности к крупнотоннажной и реально работающая в производстве. Но все еще «почти» и «недо». В апреле 2023 года «НОВАТЭК» объявил о получении патента на технологию «Арктический каскад модифицированный» («АКМ»). Она стала результатом попытки доведения «до кондиции» предыдущей версии – «Арктический каскад» («АК»), что и послужило поводом для данной статьи.

Но в июне, когда статья была готова к печати, компания объявила о получении патента еще на одну технологию – «Арктический микс». Судя по названию и первой скудной информации, в ней разработчики отказались от довольно важной технологической особенности первых двух, которая, даже несмотря на ряд нерешенных проблем, обеспечивала дополнительную эффективность и хорошие экономические преимущества перед традиционными концепциями зарубежных аналогов.

Как видим, данная тема в стадии бурного развития. А пока рассмотрим особенности, недостатки и преимущества первых отечественных СПГ-ноу-хау и их значение для развития отрасли сжиженного природного газа в России.

Утроить производство СПГ...

Вице-премьер Александр Новак 7 марта 2023 года провел совещание по развитию производства СПГ в России. В нем приняли участие представители Минпромторга, Минэнерго, ведущих компаний, реализующих СПГ-проекты («Газпрома», «НОВАТЭКа», «Роснефти», «Росатома»), а также российские ученые. Вице-премьер заявил, что России в среднесрочной перспективе предстоит утроить объемы производства СПГ, что потребует дополнительной ресурсной базы и решения вопросов с локализацией оборудования для крупно- и среднетоннажного СПГ.

Стратегической задачей и будущим для экспорта газа является развитие производства СПГ, которое в среднесрочной перспективе должно достигнуть не менее 100 млн тонн в год (т/г). На сегодняшний день по реализованным проектам производство составляет порядка 33 млн т/г.

С учетом проектов, находящихся в стадии строительства, СПГ-заводов в Усть-Луге и Высоцке, «Арктик СПГ 2» («НОВАТЭК», 19,8 млн т/г), Россия выйдет на уровень производства 66 млн т/г. Таким образом, чтобы достичь стомиллионной отметки, отрасли необходимо дополнительно изыскать ресурсы

* Автор в данной статье не претендует на научно-техническое исследование технологии и ставит своей целью рассмотрение ее особенностей и трансформации с точки зрения актуальных проблем развития российской отрасли СПГ.

В статье использованы открытые данные различных источников, в том числе компаний, Роспатента, российских СМИ, а также консультаций с технологами и учеными, занимающимися тематикой сжижения природного газа.



для проектов еще на 34 млн тонн СПГ в год.

Александр Новак поручил участникам совещания оценить уровень импортнезависимости в отрасли и обеспечить локализацию крупно- и среднетоннажного оборудования, создать дорожную карту по локализации оборудования и технологий производства СПГ. Дорожная карта должна быть сформирована в отношении условного проекта «с долей отечественных технологий в 80% от потребности отрасли».

Минэнерго также поручено при поддержке Минпромторга провести мониторинг возможностей и рисков российских СПГ-производств с учетом мирового спроса, консолидировать планы компаний по созданию и закупке оборудования и технологий с последующей организацией их серийного выпуска.

... с поправкой на реалии

Напомним, что долгосрочная программа развития производства крупнотоннажного СПГ, которая была принята в марте 2021 года, предполагала, что до 2035 года производство СПГ в России должно было достигнуть 140 млн тонн в год. А до 2040 года планировалось

Вице-премьер Александр Новак поручил создать дорожную карту по локализации оборудования и технологий СПГ

дополнительно добыть и monetизировать 2,5 трлн м³ газа. В программу было заложено множество проектов с различной степенью вероятности реализации, в их числе: строящийся «Арктик СПГ 2» («НОВАТЭК»), «Балтийский СПГ» («Газпром»), вероятные проекты «Обский СПГ» и «Арктик СПГ 1», возможный «Арктик СПГ 3», а также потенциальные проекты «Кара СПГ» и «Таймыр СПГ» «Роснефти», Штокман и проект на Дальнем Востоке «Газпрома» и ряд других.

В нынешних планах прежде всего очевидно снижение целевого показателя общего выпуска СПГ со 140 млн до 100 млн т/г. Из программы выпали дальневосточные проекты «Газпрома» и «Роснефти» «Владивосток СПГ» и «Дальневосточный СПГ», проект по освоению Тамбейской группы месторождений на северо-востоке полуострова Ямал мощностью 20 млн тонн СПГ (эти месторождения всегда хотел получить «НОВАТЭК»);

под большим вопросом остается ряд других проектов («Печора СПГ», «Якутский СПГ»). В сумме это как раз выпадающий объем в 40 млн тонн.

Причины снижения целевой планки, хотя и по-прежнему весьма амбициозной, ясны. Это уход иностранных владельцев хорошо продвинутых технологий и поставщиков оборудования со всеми вытекающими последствиями как для действующего производства, так и для амбиций. Ясны и причины новых «разрешительных» подвижек для экспорта СПГ (см. «Либерализация экспорта «северного» СПГ»). Нужно срочно форсировать СПГ-проекты, придать им экономической привлекательности и, по возможности, заинтересовать некоторых новых потенциальных инвесторов и лицензиаров со своими технологиями. Параллельно же – разрабатывать собственные технологии производства сжиженного газа.

«Арктический каскад»

После ухода западных компаний, забравших с собой и свои технологии по сжижению газа, технология «НОВАТЭКа» под названием «Арктический каскад» осталась единственной в России, способной сжижать природный газ в крупных объемах. Так, в строительстве СПГ-завода «Газпрома» на Балтике упор делался на технологию немецкой Linde. Однако компания ушла из страны еще летом прошлого года, свернув все проекты. С Дальнего Востока ушли Shell и Exxon.

Технология «Арктический каскад» была разработана и запатентована «НОВАТЭКом» в 2018 году и затем внедрена в производство на базе проекта «Ямал СПГ». Это четвертая технологическая линия завода гораздо меньшей мощности – 0,9 млн тонн СПГ в год против 5,5 млн т/г каждой из первых трех «импортных» линий. На этапе строительства и наладки четвертой линии «НОВАТЭК» столкнулся со сложностями и неоднократно переносил сроки запуска. В течение двух лет линию не могли запустить на проектный уровень, она заработала лишь в 2021 году. Леонид Михельсон говорил тогда, что линия работает плохо из-за некачественного оборудования, поставленного российскими предприятиями.

Но в 2022 году, судя по годовому отчету компании, работу четвертой линии наконец отладили; более того, она произвела на 33% больше своей проектной мощности. В отчете говорится, что всего «Ямал СПГ» в 2022 году произвел 21 млн тонн СПГ. Три основные линии работали на 120% от суммарной проектной мощности в 16,5 млн тонн, то есть произвели 19,8 млн тонн СПГ. Остальной объем приходится на четвертую линию с «Арктическим каскадом» – 1,2 млн тонн СПГ. При проектной мощности 0,9 млн тонн это отличный

Небольшая 4-я линия завода «Ямал СПГ» стала «полигоном» отработки первой отечественной СПГ-технологии «Арктический каскад», и налаживание ее работы шло непросто



показатель и залог успеха применения технологии в будущем как в техническом, так и в экономическом аспекте.

Технология «Арктический каскад» имеет ряд особенностей, отличающих ее от западных аналогов (см. «Арктический каскад»). В основе концепции – предварительное охлаждение природного газа с помощью окружающего воздуха или воды в арктическом климате. Если классическая схема сжижения на СПГ-заводе предполагает каскад из трех компрессорных холодильных циклов (пропанового, этиленового и метанового; технологии в основном разрабатывались для регионов с жарким климатом, где и находится большинство мировых СПГ-проектов), то здесь процесс сжижения состоит из двух этапов, что возможно за счет максимального использования холодного арктического климата.

Основа дешевизны

До недавнего времени технология относилась к разряду среднетоннажных – до 2 млн тонн СПГ. Среднетоннажные проекты, как правило, требуют больших удельных капитальных затрат на единицу установленной мощности, как на сам цикл сжижения, так и для строительства необходимой инфраструктуры (порто-

вые сооружения, газопроводы, дороги). Однако с первым применением «АК» вышло наоборот. По оценке «НОВАТЭКа», удельные капиталзатраты по четвертой линии «Ямала СПГ» составили \$500 на тонну против \$1100 по «большим» линиям проекта, на которых к тому же применена наиболее дешевая из зарубежных технологий – американская Air Products (AP-C3MR – самая популярная технология в мире, на ней работает около 80% действующих производственных линий).

Как строительство и монтаж отечественной установки, так и непосредственно производство на ней СПГ оказались значительно дешевле. В частности, в строительстве экономия получилась за счет значительно более низкой стоимости российского оборудования по сравнению с зарубежным. Проектирование технологической нитки осуществлялось силами отечественного проектного института, установку строили российские компании с исключением дорогостоящих услуг EPC-подрядчика.

В производстве дешевизну обеспечивают естественные низкие температуры в Арктике, что позволяет снизить удельные энергозатраты на сжижение. Кроме того, в первом контуре сжижения вместо традиционно смешанного хладагента применяется чистый хладагент – этан, что и проще, и дешевле

«АРКТИЧЕСКИЙ КАСКАД»

Изобретение «Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «Арктический каскад» и установка для его осуществления» (RU2645185C1) было зарегистрировано в феврале 2018 года, патент получил «НОВАТЭК».

Основная идея технологии – воспользоваться холодным климатом Арктики для конденсации этана с использованием его в цикле предварительного охлаждения, затем переохладить азотом. А для включения процессов двухфазного состояния газа в конечном теплообменнике предложено сжимать газ при высоком давлении.

Технологическая схема такова: газ охлаждается в пяти последовательных испарителях этаном до температуры –84 °С и поступает в конечной теплообменник, в котором охлаждается азотом до температуры –140 °С. Затем давление газа сбрасывается до атмосферного, при этом газ превращается в жидкость с температурой –162 °С. Несжиженная часть газа используется на топливные нужды или возвращается на сжижение.

В процессе разработки технологии и производства оборудования были задействованы только российские предприятия. Главные газоперекачивающие агрегаты поставил «Казанькомпрессормаш», главный криогенный теплообменник – «Криогенмаш» из Московской области, испарители и криогенные насосы – «Атомэнергомаш» (входит в «Росатом»), а криогенные детандеры – «Роскосмос». В качестве привода компрессоров применен авиационный двигатель мощностью 25 МВт.

Еще одна особенность технологии – сжижение на чистых, а не смешанных хладагентах. Она проще, и благодаря доступности расчетов испарителей отечественные институты и промышленность готовы к ней уже сегодня. Так, российские эксперты называют главной сложностью при разработке отечественной технологии сжижения на смешанных хладагентах отсутствие программ расчета криогенного теплообменника. Кроме того, использование этана для предварительного охлаждения приводит к снижению капиталзатрат на установку фракционирования хладагента, снижает размеры склада-хранилища, исключает из схемы узел смешения хладагентов.

ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ ЭКСПОРТА «СЕВЕРНОГО» СПГ



В начале марта 2023 года, через пару дней после совещания у Новака, премьер Михаил Мишустин на заседании правительства объявил, что готовится законопроект, который разрешит свободный экспорт газа в виде СПГ с месторождений в Арктике севернее 67° северной широты. Речь идет в первую очередь о территориях Красноярского края, ЯНАО и НАО с ресурсной базой 3 трлн м³ газа.

Год назад Минэнерго предлагало либерализовать экспорт сжиженного газа из Заполярья, соответствующий законопроект был опубликован на портале regulation.gov.ru 5 мая 2022 года. Тогда в пояснительной записке к нему говорилось, что такие месторождения удалены от Единой системы газоснабжения и поэтому монетизация добываемого на них газа «целесообразна только путем производства СПГ».

Идеи либерализовать экспорт или расширить список проектов по сжижению газа, допущенных к экспорту, и ранее предлагались неоднократно, но реализованы не были. Закон «Об экспорте газа» устанавливает монополию «Газпрома» на экспорт трубного газа, а СПГ может экспортировать только «НОВАТЭК».

Если поправки будут приняты, то экспортерами сжиженного газа могут стать все крупнейшие российские нефтегазовые компании: за 67-й параллелью в Арктике расположены также месторождения «ЛУКОЙЛа», «Газпром нефти», «Роснефти».



Основной проблемой «Арктического каскада» как раз и стало его главное преимущество – зависимость от холодного климата. При более высоких внешних температурах технология работает плохо или не работает совсем

(именно к смешанному хладагенту обратился «НОВАТЭК» в своей новой запатентованной в июне разработке «Арктический микс»).
Дополнительный экономический эффект обусловлен тем, что четвертая линия была интегрирована в уже созданную инфраструктуру завода (трубопроводы, портовые мощности, СПГ-хранилища и прочее). По словам Михельсона, в рамках большого проекта это маленькое опытное производство СПГ повысило рентабельность всего проекта на 4–5%. В результате стоимость сжижения газа «Ямала СПГ» должна снизиться до самого низкого в мире уровня – менее чем \$2,5/млн MBTU (или \$750 за тонну) с проектных \$4/млн MBTU (включая собственно добычу, сжижение, транспорти-

ровку, перевалку и прочие расходы).
По расчетам специалистов «НОВАТЭКа», благодаря использованию российского оборудования СПГ на Ямале, Гыдане, да и в целом в Арктике за 67-й параллелью по технологии «АК» будет снижена на 30%, и она может быть востребована любой компанией, работающей в регионе. Вполне вероятно, что себестоимость производства СПГ будет еще ниже – сверхнормативное производство в 2022 году еще более снизило себестоимость продукта.
Обратная сторона «холодного» преимущества
Итак, важным отличием «Арктического каскада» от всех прочих

технологий является критическая зависимость от температуры воздуха.
Производство СПГ очень энергоемко, и если климат может помочь значительно уменьшить потребность в электроэнергии, конечно, это дает большое преимущество. Энергетические затраты «Арктического каскада» составляют около 220 кВт на 1 тонну СПГ вместо 250 и выше кВт на тонну в других существующих технологиях (см. «Рейтинг энергозатратности...»). В этом его сильное преимущество, но одновременно и уязвимое место.
Технология работает при температуре до +10 °С (первый этап охлаждения), с повышением же температуры она работает все хуже и при внешней температуре выше +20 °С уже просто

Рейтинг энергозатратности технологических процессов действующих и планируемых проектов СПГ в России

Проект	Мощность одной линии, млн т/г	Технология (лицензиар)	Макс. удельные энергозатраты, кВт·ч / т СПГ
Ямал СПГ (4-я очередь)	0,9	АК (НОВАТЭК)	220
Арктик СПГ 2 (2 линии)	6,6	MFC4 (Linde)	231
ГПЗ КПЭГ в Усть-Луге (2 линии)	6,5	DMR (Linde)	241
СПГ Портовая	1,5	Limum3 (Linde)	316
Сахалин-2 (2 линии)	4,8	DMR (Shell)	336
Ямал СПГ (1–3-я очереди)	5,5	СЗМР (APCI)	343
Криогаз-Высоцк СПГ (2 линии)	0,33	Smartfin (Air Liquide)	444

Источник: открытые данные компаний

не работает. Она была создана специально под климат Арктики, где короткое лето и редко бывают высокие температуры.
Несмотря на очевидные преимущества экономии энергии за счет внешней низкой температуры, этот фактор является скорее недостатком. Не только из-за опасений погодных сюрпризов, но в первую очередь с точки зрения монетизации и распространения самой технологии, поскольку ее рабочий «ареал» ограничен лишь высокими широтами, а значит, за пределами России она почти не применима.

Однако разработчики считают, что зону использования «Арктического каскада» можно расширить. По имеющейся информации, когда технология только разрабатывалась, в «НОВАТЭКе» рассматривался вопрос ее внедрения на Балтийском море («Криогаз-Высоцк»), хотя в итоге было решено воспользоваться французским среднетоннажным вариантом. Чтобы «Арктический каскад» работал в более теплых краях, нужно заменить хладагент этан на этилен, но поскольку такой задачи тогда поставлено не было, то разработчики этим и не занимались.

От среднего к крупному

Мощность построенной линии менее 1 млн тонн СПГ в год не стала пределом «Арктического каскада». Конечно, «НОВАТЭК» развивал технологию, в том числе в направлении увеличения мощности. В середине апреля 2023 года компания объявила о получении патента на «Арктический каскад модифицированный» («АКМ») (см. «Арктический каскад модифицированный»).
Технология усовершенствована с учетом эксплуатационного опыта четвертой установки «Ямала СПГ». Новая модифика-

ция позволяет сократить количество единиц оборудования и повысить энергоэффективность производственного процесса, учтена возможность использовать оборудование российских производителей. Кроме того, увеличена ее мощность, что позволяет отнести технологию к крупнотоннажным.

Компания планирует использовать «АКМ» на строительстве линий мощностью 3 млн тонн. Хотя общепринятой четкой классификации по мощности нет, центр «Сколково», например, рекомендует считать производство крупнотоннажным, если мощность одной установки составляет 2 млн тонн СПГ и выше.

«АРКТИЧЕСКИЙ КАСКАД МОДИФИЦИРОВАННЫЙ»

По сравнению с прототипом в модифицированной версии (RU2792387C1) контур азотного охлаждения включает кипение легкого хладагента, что увеличивает глубину захлаживания сжиженного природного газа, снижает количество отпарного газа, а также исключается охлаждение легкого хладагента на каждой ступени многоступенчатого предварительного охлаждения с межступенчатым охлаждением в теплообменниках азот – азот.

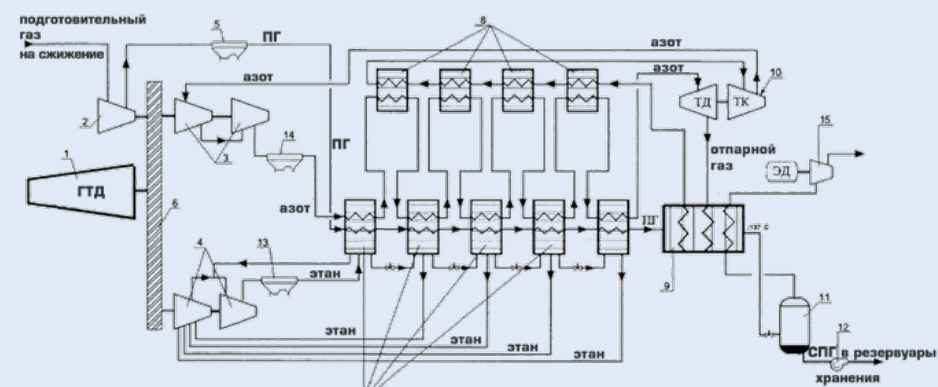
В первую очередь это приводит к уменьшению количества единиц и габаритов оборудования, упрощению аппаратного оформления процесса и снижению площади застройки, так как охлаждение азота происходит только на последней ступени предварительного охлаждения и за счет рекуперации холода испарившегося легкого хладагента снижаются гидравлические сопротивления и теплопотери.

В данной технологии присутствует дополнительное охлаждение природного газа и легкого хладагента высокого давления за счет испаряющегося тяжелого хладагента, что позволяет снизить энергозатраты на охлаждение и применять изобретение для сжижения природного газа с высокими температурами на входе.

Технический результат, достигаемый при использовании предложенных способа и устройства, заключается в более глубоком захлаживании природного газа, что снижает количество отпарного газа и уменьшает нагрузку на его повторное компримирование и направление на рецикл, а также в более простом аппаратном оформлении теплообменных аппаратов.

Технологическая схема работает в номинальном режиме при температуре окружающей среды +5 °С и ниже. При температуре выше +5 °С производительность технологической нитки начинает снижаться.

Технология разработана для арктических и антарктических широт. Для конденсации тяжелого хладагента (в частности, этана) в аппаратах охлаждения в жаркий период также могут быть использованы воды арктических либо антарктических морей, заливов и иных водоемов, которые даже в летний период имеют низкую температуру.





Эксперты «Сколково» также отмечают, что линии такой мощности активно используются в США на крупных проектах. В самом «НОВАТЭК» планируют применять технологию на крупнотоннажных проектах компании в условиях Арктического региона, в том числе на «Обском СПГ» и других проектах на Ямале и Гыдане.

На реализацию этих проектов очень рассчитывают в правительстве, в частности в Минэнерго – в рамках реализации СПГ-стратегии до 2035 года. «Заводы «Арктик СПГ 2» и «Обский СПГ» планируется построить в 2024–2029 годах», заявил глава Минэнерго Николай Шульгинов в рамках «правительственного часа» в Госдуме в середине марта 2023 года. И если с «Арктик СПГ 2» все более или менее

ясно (первая очередь готова на 95%, строится вторая очередь), то с «Обским СПГ» много неопределенностей.

«Обский СПГ» изначально должен был быть «маленьким», но очень прибыльным проектом компании. Его планировалось реализовать собственными силами, финансами и полностью на основе собственной технологии «Арктический каскад». Со временем конфигурация проекта претерпела ряд изменений, сначала из-за череды проблем с вводом четвертой линии «Ямала СПГ», затем из-за смены приоритетов самой компании. Одно время, на фоне проблем четвертой линии «Ямала», было решено воспользоваться западной технологией.

Затем на ресурсной базе «Обского СПГ» появился проект Обского газохимического комплекса; планировалось объединить их в единый комплекс. Мощность самого «Обского СПГ» с течением времени менялась: изначально три линии по 1,8 млн тонн СПГ в год, затем две линии по 2,5 млн тонн (такие объемы указаны в годовом обзоре компании за 2022 год), а в последнее время в речах фигурирует цифра 6,1 млн т/г (см. «Обский СПГ»). Финализация проекта и принятие инвестиционного решения затягивается. Ожидалось это в первом полугодии 2023 года, но в феврале 2023 го-

да на конференции India Energy Week Михельсон сказал: «Обский СПГ» будет строиться по лицензии «НОВАТЭКа», практически полностью на российском оборудовании. <...> Мы стремимся в конце второго – в третьем квартале выйти на принятие инвестрешения».

Еще один проект аналогичного объема производства СПГ по собственной технологии компании предполагался к реализации на Штормовом месторождении на Гыданском полуострове (см. «Штормовое»).

Проблемы привода

Две особенности «Арктический каскад модифицированный» унаследовал от первой версии. Это зависимость от фактора внешнего холода (собственно, для месторождений Арктики она и разрабатывалась), что, впрочем, поправимо и требует доработки при необходимости, говорят разработчики. Второй нерешенный вопрос – производственной линии по технологии «АКМ» нужна очень мощная газовая турбина с приводом, но в России такое оборудование пока не делают. Возможно, именно с этим связана задержка с инвестрешением по «Обскому СПГ»: нужно найти привод для компрессоров соответствующей мощности.

Год назад на ПМЭФ-2022 Леонид Михельсон отмечал: «Наиболее важное критическое оборудование для производства СПГ – это турбина – самый тяжелый вопрос. У нас есть 115 МВт у «Силовых машин», но она промышленная». Под эти турбины не разработаны компрессоры, теоретически этой задачей может заняться «Казанькомпрессормаш», но сколько потребуются времени и денег на доработку – неизвестно.

В четвертой линии «Ямала СПГ» использовалась отечественная установка в 25 МВт



«Обский СПГ» будет строиться по лицензии «НОВАТЭКа», практически полностью на российском оборудовании

Через 2-3 года проект будет готов»

Леонид Михельсон

ШТОРМОВОЕ

Запасы Штормового месторождения на Гыданском полуострове по категориям C_1+C_2 составляют 479,4 млрд m^3 газа и 39 млн тонн конденсата. Объемы производства СПГ здесь предполагаются идентичными проекту «Обского СПГ» – 6,1 млн т/г.

Один из вариантов проекта: подсоединить его к терминалу «Утренний» у побережья Гыдана, где планируется установить платформы с линиями сжижения проекта «Арктик СПГ 2». Вероятно, к Штормовому приступят уже после полномасштабного запуска «Арктик СПГ 2», когда будет построен порт, проложен судоходный канал, создана портовая и производственная инфраструктура.

«ОБСКИЙ СПГ»

Ранее «НОВАТЭК» сетовал на недостаточную ресурсную базу проекта «Обский СПГ» – лишь Верхнетуйское и Западно-Сеяхинское месторождения, хотя в стратегии развития компании до 2030 года и говорится, что запасов этих месторождений хватит на получение 6,1 млн тонн СПГ в год. Похоже, сегодня этой проблемы уже нет. По крайней мере, отсрочка принятия инвестрешения связана явно не с ней.

«У нас есть ресурсная база для двух линий «Обского СПГ»... Мы пока отложили этот проект. С точки зрения сырьевой базы мы получили полтора года назад еще два месторождения – Арктическое и Нейтинское. Мы сейчас ведем геологоразведочные работы и считаем, что через 2–3 года проект будет готов. Эти проекты пойдут для сохранения очень долгосрочной полки производства», – сказал глава «НОВАТЭКа» на конференции India Energy Week в феврале 2023 года.

на базе авиационного двигателя. Для «Обского СПГ» ее мощности недостаточно, нужно как минимум в три раза больше. По этой же причине не подойдет и используемая «Газпромом» российская ГПА «Ладога» на 32 МВт. По информации специалистов, на «Ладоге» может быть построена линия где-то на 1,6 млн т/г, тогда как с турбиной 100 МВт можно достичь мощности линии по технологии «Арктический каскад» 3 млн тонн и выше.

Санкционное обострение

Надо сказать, что ГПА «Ладога» не подойдет крупным технологическим линиям сжижения газа по технологии «Арктический каскад модифицированный» еще и по той причине, что не является оборудованной на 100% российского производства. Часть важных компонентов в ней производства американской GE (в настоящее время ее нефтегазовый бизнес входит в Baker Hughes); сами установки ГПА-32 «Ладога» (на базе промышленной газовой турбины GTU MS5002E) производятся по лицензии американской компании. В конце февраля 2023 года США ввели санк-

ции, которые включают запрет на поставку в РФ всех газовых турбин и запчастей к ним: Бюро промышленности и безопасности (BIS) усилило меры экспортного контроля в отношении поставок в РФ и Белоруссию газовых турбин всех типоразмеров. Прекращение поставок критических узлов из США может создать дополнительные сложности для производства и сервиса ГПА-32 «Ладога». Напомним, они установлены на КС магистральных газопроводов Бованенково – Ухта и «Сила Сибири», на головной КС «Русская» системы «Турецкий поток», на Амурском ГПЗ и СПГ-заводе проекта «Сахалин-2»...

Проблему с адекватной заменой испытывает и газпромский балтийский СПГ-проект. Так, в январе 2023 года в СМИ говорилось, что для него могут быть закуплены российские турбины ГТД-110М производства «ОДК» («Ростех») в качестве замены турбин H100 японской Mitsubishi, отказавшейся от контракта. Однако эта турбина, хоть и достаточной мощности, изначально создавалась только для работы в составе электростанций и имеет меньшую надежность.

В 2022 году, после ввода санкций, Baker Hughes отка-

Заводы «Арктик СПГ 2» и «Обский СПГ» планируется построить в 2024–2029 годах, заявил глава Минэнерго Николай Шульгинов на правительственном часе в Госдуме



Мощности ГПА «Ладoga» не хватает для сжижения газа по технологии «АКМ», к тому же выпуск этих турбин тоже столкнулся с проблемой санкций



и Китае. В середине мая прошла информация («Ъ»), что поставщиком турбин для электроснабжения «Арктик СПГ 2» может стать китайская Harbin Guanghan Gas Turbine Co. Ltd, входящая в China Shipbuilding Industry Company. Надо полагать, что решение этого вопроса даст толчок и принятию положительного решения по «Обскому СПГ».

Ближе к «розетке», дальше от газа...

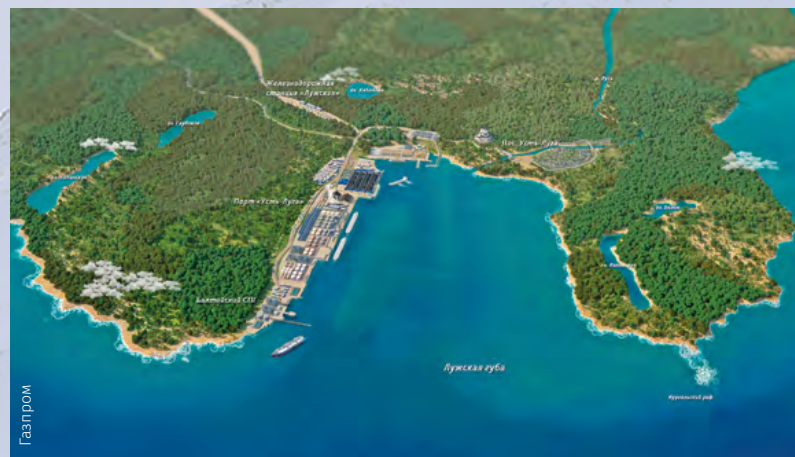
Эксперты говорят, что в отсутствие подходящих газовых турбин выходом из положения для применения технологии «Арктический каскад модифицированный» могло бы стать использование электрического привода, но для этого нужно иметь или построить очень мощную электростанцию на площадке. Еще на прошлом году ПМЭФ Леонид Михельсон говорил: «Смотрим, перепроектируемся, чтобы заменить турбину на электропривод. <...> Электроприводы обсуждали с двумя-тремя производителями, которые вместе сделают электропривод, это займет пару лет. Для обеспечения энергией нужно будет строить электростанцию на 400 МВт на каждую линию».

В начале июня 2023 года Леонид Михельсон заявил о готов-

залась поставить газотурбинное оборудование, законченное для завода «Арктик СПГ 2» (см. «Обязательства Baker Hughes»). Тогда говорилось, что «НОВАТЭК» закажет турецкую плавучую ТЭС компании Karpowership для энергообеспечения линий строящегося завода: на барже будут установлены газопоршневые двигатели, мощность плавучей ТЭС составит 300–400 МВт, газ может подаваться как с танкера-газовоза, так и с берегового терминала.

По имеющейся информации, стороны не договорились, а потому «НОВАТЭК» стал искать подходящую турбину в Индии

С проблемой турбин столкнулись все перспективные российские СПГ-проекты, в том числе «Балтийский»



ОБЯЗАТЕЛЬСТВА BAKER HUGHES

Уже в начале лета 2022 года «НОВАТЭК» столкнулся с рядом технических сложностей после того, как американская Baker Hughes отказалась поставить законченное оборудование для строящегося завода проекта «Арктик СПГ 2» – газовые турбины LM9000.

Общий объем работ Baker Hughes для «Арктик СПГ 2» включает поставку турбомашинного оборудования для производства электроэнергии и трех линий сжижения на гравитационных конструкциях, каждая из которых будет производить 6,6 млн тонн СПГ в год.

На первую линию должно быть поставлено семь турбин, но «НОВАТЭКу» были отгружены только четыре агрегата.

Турбина LM9000 передовая в своей линейке и довольно сложна в обслуживании, создана на основе авиадвигателя GE90, применяемого на самолетах Boeing 777 с 2004 года.

Конструкция использует свободную силовую турбину, которая обеспечивает более высокую эффективность и позволяет установке работать в широком диапазоне скоростей 2600–3780 об/мин при практически неизменной мощности и эффективности.

Без поддержки производителя и в отсутствие поставок запасных частей могут возникнуть проблемы с эксплуатацией и сервисом такой турбины.



Глава «НОВАТЭКа» озвучил идею нового крупного СПГ-завода близ Кольской АЭС, в Мурманской области с ее избыточными мощностями электрогенерации

ности «НОВАТЭКа» построить еще один крупный СПГ-завод – в Мурманской области. Мощность нового завода может составить 20,4 млн тонн в год. «Здесь можно разместить три линии по 6,8 млн тонн, две из которых планируем ввести уже в 2027 и 2029 году», – сказал председатель правления компании.

Главная идея такого проекта – решить проблему отсутствия мощной газовой турбины и работать на электроэнергии местной АЭС. «В регионе значительный профицит генерации – порядка 1 ГВт, в основном на Кольской АЭС, и мощности можно задействовать для проекта», – отметил

Михельсон. Кроме того, незамерзающая акватория позволит обеспечивать вывоз продукции танкерами без ледового класса.

«Поставки электроэнергии уже обсуждены с «Росатомом» и «Россетями», они приветствуют дополнительную загрузку имеющихся невостребованных мощностей», – добавил глава «НОВАТЭКа», уточнив, что будущие поставки для принятия инвестиционных решений оформляются юридически.

Отметим, однако, что неизбежно возникает вопрос о доставке газа в Мурманскую область, и здесь явно не обойтись без «Газпрома»... Но это будет уже другая история.

Рокировки и комбинации

А пока для удаленного от Единой системы газоснабжения (ЕСГ) арктического крупнотоннажного сжижения не находится мощных газовых турбин, ни импортных, ни своих, которые бы использовали для получения необходимой энергии тот же газ, почему бы не рассмотреть другие источники энергии.

В ходе июньского ПМЭФ-2023 российские СМИ активно цитировали кулуарные и публичные заявления представителей «Росатома», «Газпрома», «ЛУКОЙЛа» о возможных заказах для их промышленных предприятий, рас-

положенных или планируемых на побережье вдоль Северного морского пути, на плавучие малые атомные электростанции, или ПЭБ (плавучие энергоблоки). Напомним, что первый и пока единственный ПЭБ «Академик Ломоносов» уже три года работает у Певека в Чукотском АО.

Со ссылкой на главу «Росатома» Алексея Лихачева называлась цифра в 15 ПЭБ – это потенциальный спрос в арктической зоне РФ.

Очевидно, гирлянда ПЭБов по арктическому побережью вкупе с расширением прав на экспорт и собственными технологиями может встряхнуть застоявшуюся ситуацию в СПГ-отрасли. Если, конечно, сбыт российского сжиженного газа на мировых рынках не столкнется с еще большими ограничениями политического характера.

Возвращаясь к усиленной патентной активности «НОВАТЭКа» в последнее время, отметим, что компания явно торопится сосредоточить в своих руках максимально возможный широкий спектр различных технологических решений по сжижению газа, чтобы выбирать их для проектов в разных локациях в зависимости от климатических, инфраструктурных, ресурсных и рыночно-логистических условий. С «доводкой» этих технологий по ходу дела. ●

Глава «Росатома» Алексей Лихачев определил потенциальный спрос на плавучие атомные станции вдоль Арктического побережья России – 15 ПЭБ



В начало



«ВНИИГАЗ» был создан 2 июня 1948 года на базе двух лабораторий. Основные вехи его пути – это вехи развития газовой промышленности страны:

1948–1956

освоение газовых месторождений в Саратовской, Куйбышевской и Сталинградской (Волгоградской) областях, строительство первого газопровода Саратов – Москва.

1973–1985

период освоения базовых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, строительство первых газотранспортных экспортных коридоров.

1957–1972

освоение газоконденсатных месторождений на Украине, Северном Кавказе, в Туркмении, Узбекистане, Коми, строительство газотранспортных систем Кавказ – Центр, Средняя Азия – Центр, Оренбургского и Астраханского ГПЗ.

1986–2022

началась подготовка к выходу на Ямал, строительство газопроводного перехода через Черное море «Голубой поток».

С 2001 года

начало реализации комплекса мероприятий по разработке и реализации Восточной газовой программы, начало освоения Бованенковского газоконденсатного месторождения на Ямале, строительство газотранспортной системы Бованенково – Ухта, строительство и ввод в эксплуатацию Северо-Европейского газопровода (СЕГ), первые шельфовые проекты, в том числе в Арктике и на Дальнем Востоке.



Ученые ВНИИГАЗа с Байбаковым Николаем Константиновичем

Ученые ВНИИГАЗа в начале 2000-х



Уважаемый Максим Юрьевич!
 Уважаемые сотрудники и ветераны ООО «Газпром ВНИИГАЗ»!
 Поздравляю вас с 75-летием института!
 Ваш институт – головной научный центр ПАО «Газпром», флагман российской отраслевой науки, признанный лидер во многих важнейших направлениях научных работ, связанных с освоением газовых месторождений, повышением эффективности добычи углеводородного сырья, его переработки и использования, развития транспорта газа и его хранения.
 История «ВНИИГАЗа» неразрывно связана с созданием газовой промышленности страны, формированием ее сырьевой базы, газотранспортной системы, общей инфраструктуры.
 Сегодня ООО «Газпром ВНИИГАЗ» обеспечивает научную поддержку нефтегазовых проектов, начиная от этапа разведки и разработки месторождений

и заканчивая переработкой природного газа и сбытом готовой продукции. Институт обладает собственной современной научной опытно-экспериментальной базой. Научные и технические решения, разработанные институтом, двигают вперед не только российскую, но и международную отраслевую научную мысль.
 Без сомнения, главный актив «ВНИИГАЗа» – это люди, сотрудники и ветераны, их мощный интеллектуальный и творческий потенциал, опыт и знания. «ВНИИГАЗ» – сплоченная команда, способная работать на результат!

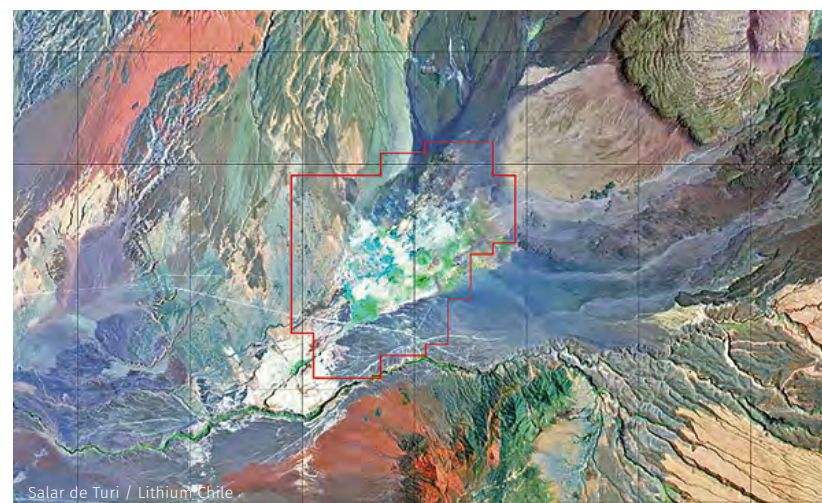
Сегодня, в условиях жесточайшего геополитического противостояния, перед ООО «Газпром ВНИИГАЗ» как флагманом отраслевой науки стоят сложнейшие задачи, связанные с достижением технологического суверенитета в кратчайшие сроки. Уверен, институт, уже не раз выполнявший самые ответственные задания государства, справится с решением этих задач с честью!
 Хочу пожелать ООО «Газпром ВНИИГАЗ» высоко держать знамя лидера передовой научной мысли, а всем сотрудникам и ветеранам – крепкого здоровья, благополучия и новых достижений!

*П. Н. Завальный,
 председатель Комитета Государственной Думы РФ по энергетике,
 президент Российского газового общества*



Поможет ли литий развитию

ВИЭ?



В последние годы климатическая повестка стала одной из главных тем как в развитых, так и в развивающихся странах. Снижению антропогенного влияния на природу уделяется гораздо больше внимания, а энергетический кризис и геополитическая нестабильность в мире придают теме декарбонизации новую окраску, поскольку страны – импортеры сырья стремятся к обеспечению энергетической безопасности и снижению зависимости от поставок из других стран.

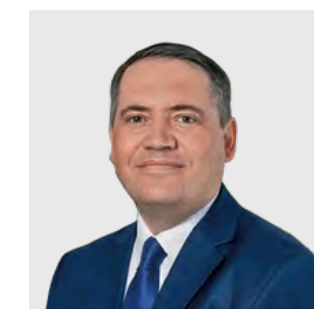
Таким образом, многие государства решили постепенно сокращать использование энергии из ископаемых источников и сделать упор на развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как энергия ветра, солнечная, гидро-, биоэнергетика и проч.

Казалось бы, мировой энергетический кризис должен был негативно повлиять на развитие альтернативных источников энергии, но их использование продолжает набирать обороты: по данным Ember, в 2022 году в мире с их помощью было произведено более 11 тысяч ТВт-ч, что на 4,8% выше уровня 2021 года и составляет около 39% от общей доли производства электроэнергии [1]. А инвестиции в проекты, связанные с ВИЭ, в 2022 году увеличились на 21%, до \$560 млрд, превывсив инвестиции в нефтегазовые проекты. И это не предел: по оценке Rystad Energy, в текущем году вложения могут достичь \$620 млрд [2].

ВИЭ и проблема хранения энергии

Но несмотря на положительный эффект ВИЭ в виде снижения уровня вредных выбросов в атмосферу, существует серьезная проблема с поставками данного вида энергии. Что делать с избыточной энергией этих источников? Как поддерживать стабильность электрической системы?

Если при использовании ископаемых источников технологических проблем со стабильностью поставок не наблюдается, то в случае солнечной энергии и энергии ветра она стоит особо остро. Именно здесь на первый план выходят литий-ионные аккумуляторы, которые получили серьезное развитие в последние несколько лет не только в качестве элемента электрических автомобилей, но и в ка-



Павел Гамов,
директор по развитию,
лидер сегмента ГК
группы компаний Б1



Никита Абрамов,
главный специалист
Московского
энергетического центра
группы компаний Б1

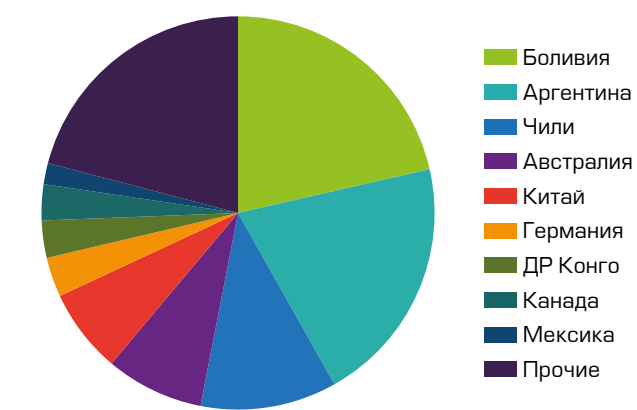
честве ключевого компонента систем накопления электроэнергии.

Такие системы помогают выравнять нагрузки в сети и снижать колебания мощности, стабилизировать работу источников электроэнергии, обеспечивать резервное энергоснабжение и т. д. Также их роль заключается в сохранении избыточной энергии в ситуации, когда генерация превышает уровень потребления, и в ее отдаче в том случае, когда возникает обратная ситуация – рост спроса.

Повышение эффективности и снижение стоимости литий-ионных аккумуляторов подтолкнули к развитию использования таких технологий в энергетике. На этом фоне системы хранения получают все большее распространение. Например, если в 2010 году, по данным ассоциации American Clean Power (ACP), их мощность в США составляла всего 59 МВт, то в 2015 году она выросла до 351 МВт, а к концу 2021 года и вовсе достигла 4588 МВт [3].

Однако преградой на пути развития таких систем может стать нехватка одного из ключевых компонентов – лития. При использовании технологий, непосредственно связанных с возобновляемой энергетикой, роль лития

Рисунок 1. Структура мировых выявленных запасов лития



Источник: Геологическая служба США



Боливия, Аргентина и Чили составляют так называемый «литиевый треугольник», где крупнейшие в мире запасы лития сконцентрированы в солончаках засушливой зоны. Один из них — солончак Салар-де-Атакама, расположенный в южной части пустыни Атакама в Чили

не столь значительна, но когда речь начинает идти об аккумуляторах, ситуация меняется. Это констатирует и Международное энергетическое агентство (IEA), выпустившее специальный отчет о критически важных для технологий чистой энергетики минералах [4]. Именно поэтому в последнее время все чаще звучат заявления о том, что на смену нефти в качестве нового ключевого сырья в ближайшее время придет литий.

Литий: ограниченный доступ

Мировые выявленные запасы лития, по данным USGS, оцениваются примерно в 98 млн тонн (см. рисунок 1). Крупнейшие из них находятся в Боливии (21 млн тонн), Аргентине (20 млн), Чили (11 млн) –

так называемом «литиевом треугольнике», а также в Австралии (7,9 млн тонн).

При этом лидерами по добыче являются Аргентина (61 тыс. тонн в 2022 году) и Чили (39 тыс. тонн). Наряду с Китаем эти страны также являются крупнейшими экспортёрами.

Но стоит отметить, что около 33% производства лития, которое с 2012 по 2020 год выросло более чем на 150%, контролируют китайские компании через косвенные связи с собственниками [5].

При этом доступ к ресурсам для импортеров, по оценке ОЭСР, с 2009 года по сей день снижается: экспортные ограничения на критически важное сырье, к которому относится и литий, выросли в пять раз [6]. Например, власти Индонезии и Демократической Республики Конго уже ввели запрет на экспорт руд, необходимых для производства литийсодержащих аккумуляторов. Также власти Чили намерены национализировать литиевую промышленность в стране, занимающей лидирующие позиции, что может сказаться на ситуации на рынке.

Затраты на хранение

Помимо увеличения административных барьеров, влияющих на поставки сырья, давление на рынок оказывает и существенный рост спроса со стороны автомобильного и энергетического секторов.

По прогнозу S&P, дефицит на литиевом рынке будет ощущаться уже в 2024 году, а особо заметен он станет к 2030 году [7]. Связано это, как уже было отмечено

ранее, с резким ростом спроса на сырье, а также с задержками ввода в эксплуатацию крупных проектов по производству лития.

Рост стоимости сырья оказал влияние и на использование аккумуляторов в энергетическом секторе: из-за роста цен затраты на системы накопления энергии в 2022 году увеличились на 30% по отношению к 2021 году [8]. Несмотря на это, BloombergNEF прогнозирует снижение стоимости систем хранения энергии к 2030 году примерно на 40% от стоимости 2022 года (см. рисунок 2) и серьезное увеличение мощностей по хранению энергии к 2030 году (см. рисунок 3).

Оценка IRENA несколько отличается: по мнению организации, уже к 2030 году затраты на установку систем хранения энергии могут снизиться на 50–60% (а стоимость аккумуляторных элементов – еще больше) за счет оптимизации производственных мощностей и улучшения технологий [9], устранения регуляторных барьеров, а также государственного стимулирования использования таких систем.

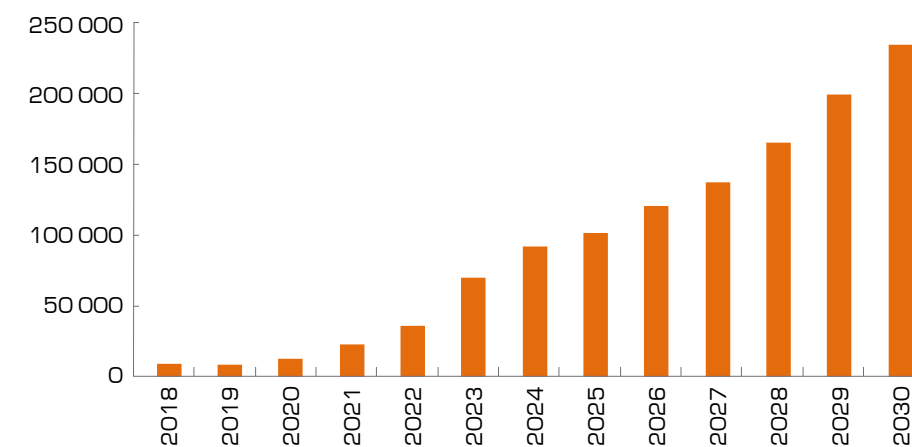
Обгоня уголь

Несмотря на проблемы, связанные с недостатком предложения сырья на рынке в ближайшем будущем, использование аккумуляторов в энергетическом секторе продолжится. И толчком к этому послужит развитие возобновляемых источников энергии: согласно прогнозу Международного энергетического агентства, введенные с 2022 по 2027 год мощности могут составить около 2400 ГВт [10]. Что позволит в ближайшие годы обогнать уголь в качестве источника энергии (см. рисунок 4).

Использованные источники:

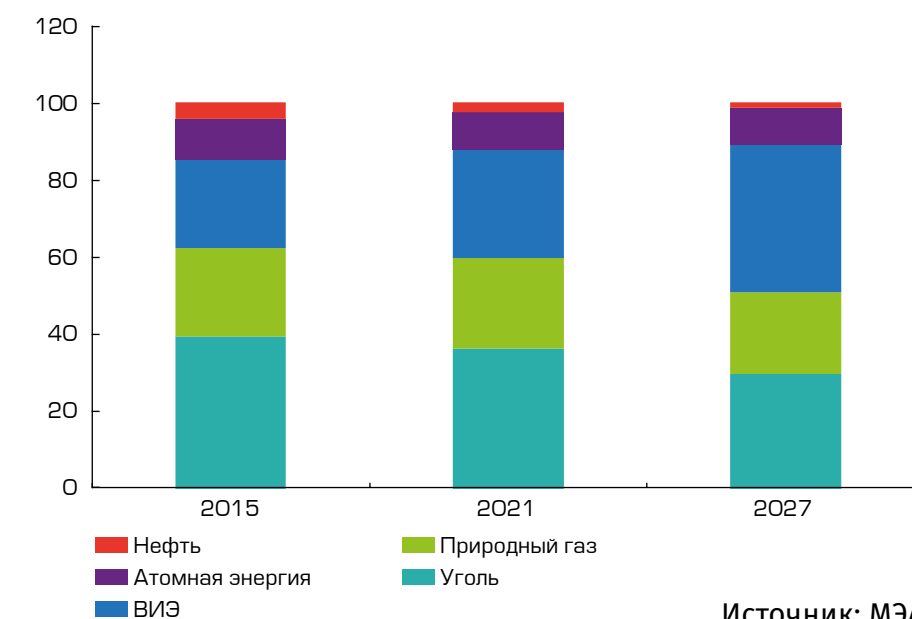
1. Electricity Data Explorer. EMBER.
2. Low-carbon investments to rise by \$60 billion in 2023 as inflation weakens; hydrogen and CCUS spending to surge. Rystad Energy. 13/01/2023.
3. Clean energy storage facts. ACP.
4. Mineral requirements for clean energy transitions. IEA.
5. Przemyslaw Kowalski and Clarisse Legendre. Raw materials critical for the green transition. OECD trade policy paper. April 2023. N 269.
6. Supply of critical raw materials risks jeopardising the green transition. OECD. 11/04/2023.
7. Lithium project pipeline insufficient to meet looming major deficit. S&P Global. 10/11/2023.
8. Nathaniel Bullard. Even High Battery Prices Can't Chill the Hot Energy Storage Sector. Bloomberg. 12/01/2023.
9. Energy Storage. IRENA.
10. Renewables-2022. IEA.

Рисунок 3. Ежегодный прирост мощностей накопителей энергии, МВт·ч



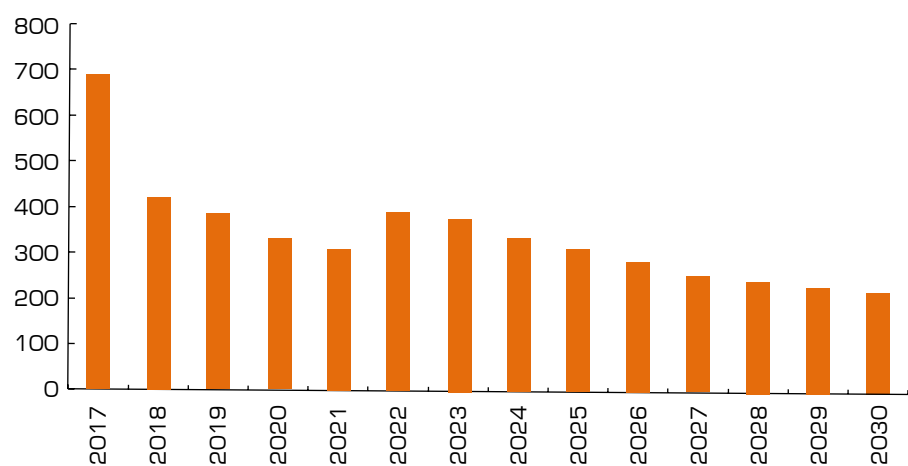
Источник: BloombergNEF

Рисунок 4. Структура мирового производства электроэнергии по источникам

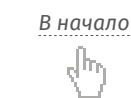


Источник: МЭА

Рисунок 2. Затраты на четырехчасовую аккумуляторную систему накопления энергии, долл. США за кВт·ч



Источник: BloombergNEF



ЛИТИЙ – СТРАТЕГИЧЕСКОЕ СЫРЬЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Легкий, мягкий и прочный – уже около века благодаря своим уникальным свойствам литий активно используется в промышленных целях. В разные годы металл применялся при производстве огнестойкого стекла и керамики, смазок для авиационных двигателей. В металлургии он используется для раскисления и повышения пластичности и прочности сплавов: он хорошо плавится, сохраняет и передает тепло и не растекается в процессе. В оптике литий применяется для изготовления стекол, которые защищают от ультрафиолетовых лучей. В ядерной энергетике и атомной технике при его помощи получают радиоактивный изотоп водорода тритий.

Настоящая же слава, повлекшая резкий взлет спроса, пришла к литию с изобретением литий-ионных батарей. Легкие и компактные, они способны запасать в разы больше энергии, чем традиционные аккумуляторы, и дольше работать без подзарядки.

Появление литий-ионных батарей привело к буму в бытовой электронике, а в последнее десятилетие – и на рынке электромобилей. К 2020 году на литий-ионные батареи приходился уже 71% мирового потребления лития, его добыча выросла в 17 раз по сравнению с 1991 годом. Сегодня значительная доля лития используется именно в производстве литий-ионных аккумуляторов.

В ближайшие 20 лет аналитики прогнозируют рекордный рост спроса на литий – почти в 40 раз. Рынок электромобилей стремительно расширяется, требуя все больше лития. Сами батареи дешевеют, дополнительно подстегивая спрос. В мире уже заметен дефицит этого металла, что неизбежно отражается на ценах на него.

Главные по литию

Наиболее структурированная информация о запасах лития в мире и отдельных странах содержится в материалах Геологической службы США (USGS), на которые многие в основном и ссылаются (с некоторыми расхождениями). Круп-

нейшие выявленные ресурсы лития в мире находятся в Боливии (21 млн тонн), Аргентине (19 млн), Чили (9,8 млн), США (9,1 млн), Австралии (7,3 млн) и Китае (5,1 млн тонн). Три первые страны – Боливия, Аргентина и Чили – составляют хорошо известный «литиевый треугольник», где литий содержится в солончаках.

В России выявленные ресурсы USGS оценивает в 1 млн тонн. В общем рейтинге это примерно пятнадцатое место, но заметим, что у нас слабо развита ресурсная база по литию. А перспективы велики, особенно с учетом всех типов источников лития, и проведение соответствующих работ может дать иную картину.

Крупнейший производитель лития в мире на сегодня – Австралия, на которую приходится больше половины всей мировой добычи – 55 тыс. тонн. Всего в мире в 2021 году было добыто около 100 тыс. тонн лития, что на 21% больше показателя предыдущего года. Далее идут Чили (26 тыс. тонн), Китай (14 тыс. тонн), Аргентина (6,2 тыс. тонн).

Первая по запасам лития Боливия среди крупных производителей не числится. По оценке The Economist, добыча в этой стране в 2022 году могла составить лишь 600 тонн. Это меньше, чем нужно одной только России, которая сегодня вообще свое литиевое сырье не добывает.

Таким образом, очевидно, что списки лидеров по запасам

Пластовые воды ряда нефтегазовых месторождений в России содержат литий, что и стало сегодня предметом особого интереса нефтегазодобывающих компаний

и по добыче лития совершенно не коррелируют между собой. Данные по текущей ресурсной базе очень условны из-за слабой разведанности многих перспективных на литий регионов. Резкий рост спроса вкупе со стратегической потребностью и экономической привлекательностью неизбежно вызовет интерес к этому ресурсу во многих странах и может принести немало сюрпризов.

Интересно упомянуть в этом смысле пример Афганистана, к минерально-сырьевой базе которого американская геологическая служба проявляет немалый интерес.

Афганистан – новый литиевый фронт?

Афганистану прочат прогнозные месторождения лития высокой емкости. В 2004 году USGS провела масштабную геологоразведку, опираясь на сохранившиеся предшествующие данные советских ученых. Исследования показали, что на территории Афганистана можно добывать широкий перечень полезных ископаемых: литий, редкоземельные металлы, железо, медь, нефть, газ и уголь, бокситы, пегматиты, хромит, драгоценные и полудрагоценные камни, свинец, цинк, тальк, серу, гипс и мрамор.

В Министерстве горнорудной промышленности и нефти Афганистана (Ministry of Mines and Petroleum, MoMP) оценили общую стоимость минеральных ресурсов в \$1–3 трлн.

В 2010 году Минобороны США назвало Афганистан «литиевой Саудовской Аравией», отметив, что начало промышленной добычи металла в этой стране сможет перевернуть рынок с таким же успехом, как в свое время Эр-Рияд нефтяной рынок. Это сравнение было сделано в то время, когда литий уже широко использовался в производстве литиевых батарей для электронных устройств.



Руслан Кемалов,

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов КФУ, член Экспертного совета, и. о. руководителя группы «Водородная и альтернативная энергетика» Российского газового общества

В материалах USGS говорится о залежах сподумена, но без комплексной оценки тоннажа. Упомянется факт, что в промышленных концентрациях литий содержится в семи рудных месторождениях. Одно из них, Парунский рудный узел, имеет прогнозные ресурсы порядка 3 млн тонн оксида лития. Также сообщалось о другом типе источников лития – содовых солончаках Газни.

В отчете афганского MoMP фигурируют следующие цифры запасов лития и других редкоземельных минералов: 1,4 млн и 3,5 млн тонн соответственно. Известно, что редкоземельные элементы главным образом залегают в южной провинции Гильменд. Найденные здесь месторождения содержат также церий, лантан, празеодим, неодим, тантал, ниобий, цезий, бериллий.

Российский литий: импортное сырье и большие потребности

Запасы лития в России учтены в 17 месторождениях, но их не разрабатывают. Во времена СССР литий добывали на Завитинском месторождении в Забайкалье. В 1990-х годах госу-



дарственный оборонный заказ резко сократился, спрос на литий упал и разрабатывать Завитинское месторождение стало невыгодно. Литиевое сырье в Россию стали завозить в основном из Латинской Америки, где его добывают из воды соленых озер и солончаков. Однако сегодня Чили и Аргентина, а также Китай приостановили поставки, импорт продолжается только из Боливии.

По данным эксперта в сфере промышленности и энергетики Леонида Хазанова, из общего объема выпуска лития из импортного сырья (примерно 2 тыс. тонн) 400–700 тонн потребляется непосредственно в России, остальной объем отправляется на экспорт на производства аккумуляторов, стекла, керамики, смазок, алюминий-литиевых сплавов.

Литий используют в производстве самых разных накопителей энергии: аккумуляторов для мобильных телефонов, ноут-

буков, бытовой техники и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Но главная сфера применения литиевых аккумуляторов – электромобили. Именно с увеличением их числа связан быстрый рост мирового спроса на литий и его подорожание. Как отмечает директор Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ) Игорь Брызгунов, до 70% мирового спроса на литий связано с электромобилями.

«Для России собственное производство лития стратегически необходимо, поскольку помимо функций аккумуляторного металла он имеет еще и военное применение и потенциально может использоваться в перспективных термоядерных энергетических установках», – полагает аналитик «ВЫГОН Консалтинг» Егор Заруба. А управляющий директор рейтинговой службы Национального рейтингового агентства Сергей Гришунин считает, что с учетом нынешних цен добыча лития в России может оказаться «вполне экономически оправданной».

По данным департамента металлургии Минпромторга России, закрыть потребности РФ в литии за счет организации его производства внутри страны планируется к 2030 году.

Сырьевые перспективы

Если говорить о перспективах, то по величине прогнозных ресур-

сов лития Россия входит в десятку мировых лидеров, считает Егор Заруба. «По нашей оценке, себестоимость добычи лития на запущенном Колмозерском месторождении сопоставима с рудными проектами Австралии, США, Мексики и Канады, – отмечает он. – Стоит также упомянуть потенциал России в добыче лития из пластовых вод (рассолов). Проведенный нами анализ показывает, что себестоимость добычи лития из рассолов ниже рудных проектов». Пластовые воды ряда нефтегазовых месторождений, извлекаемые вместе с углеводородами, в том числе содержат литий, что и стало предметом интересов нефтегазодобывающих компаний.

Концентрация лития в рассолах отдельных водоносных горизонтов Западной Сибири, Урало-Поволжья и Северного Кавказа, в том числе связанных с нефтегазовыми разработками (эти запасы не стоят на Государственном балансе), превышает минимальное промышленное содержание, отмечают эксперты. Высокая минерализация подземных вод позволяет также получать дополнительную продукцию: бром, йод, марганец, кальций и прочее. По словам Брызгунова, при комплексной добыче компонентов из рассолов в рамках инфраструктуры нефтегазового промысла себестоимость добычи лития становится сопоставима с себестоимостью добычи ключевых проектов в Южной Америке, где литий практически сам выходит на поверхность.

Рудный способ добычи и переработки металла можно использовать на недавно лицензированных месторождениях и отвалах отработанной руды в Мурманской области. В том числе этими проектами занимаются «Норникель» и «Росатом».

«Производство «Норникеля» давно играет важную роль в создании накопителей энергии. Расширяя линейку металлов за счет такого важного и востребован-

Проект фабрики литий-ионных аккумуляторов в Калининграде



ного сырья, как литий, мы намерены укрепить свое положение в качестве ключевого поставщика для аккумуляторной отрасли. А сотрудничество госкорпорации «Росатом» и «Норникеля» позволит сделать шаг вперед в развитии собственного производства эффективных современных батарей», – отметил президент «Норникеля» Владимир Потанин.

«Глубокая переработка» в конечную продукцию – высокотехнологичную

Обе компании давно имеют свои ниши в связанных с литием сегментах, поэтому выход в сырьевую сферу для них закономерен. Кроме того, партнеры рассматривают возможность сотрудничества не только по добыче, но и «по дальнейшей глубокой переработке литиевого сырья». Для «Норникеля», уже добывающего никель, медь и кобальт, участие в литиевом проекте позволит «укрепить свое положение в качестве ключевого поставщика для аккумуляторной отрасли».

По словам Игоря Брызгунова, «Росатом» системно развивает «зонтичный бренд», создавая полностью свою цепочку производства высокотехнологичного продукта с высокой добавленной стоимостью. Это покупка южнокорейского производителя литий-

ионных батарей, строительство завода по производству литий-ионных ячеек и аккумуляторов в Калининграде, строительство завода по переработке литий-ионных аккумуляторов в Дзержинске, проекты по добыче лития в Боливии. Эксперт отмечает также экспортные возможности российского лития на мировом рынке, прежде всего в странах присутствия «Росатома».

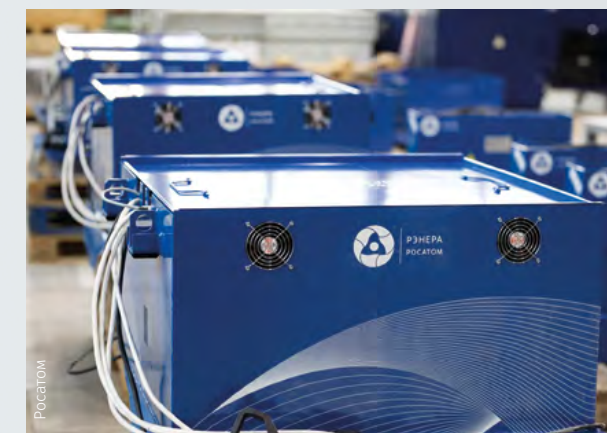
Литиевое сырье собственной добычи «Росатом» планирует использовать для производства литий-ионных ячеек и аккумуляторов на фабрике в Калининградской области. Строительство завода ведет отраслевой интегратор по накопителям энергии «Росатома» ООО «Рэнера» на площадке замороженной Балтийской АЭС. Предполагается, что запуск первой линии состоится осенью 2025 года, а мощности производства составят 4 ГВт·ч в год (примерно эквивалентно аккумуляторной мощности 50 тыс. электромобилей). В случае появления большого спроса на продукцию возможно введение второй и третьей очереди завода. Общая мощность предприятия может достичь 14 ГВт·ч в год.

Что касается южнокорейской компании, то для «Росатома» это доступ к перспективной высокотехнологичной разработке. По данным АНО «Центр «Энерджинет», в настоящее время Enertech развивает достаточ-

но передовую технологию NMC (литий-никель-марганец-кобальт-оксидные аккумуляторы), наиболее подходящую для использования в электротранспорте. Из отчетности корейской компании за 2022 год известно, что «Росатом» стал единственным владельцем компании. Именно по технологии Enertech корпорация собирается выпускать батареи для электромобилей в Калининграде.

Enertech представляет собой относительно небольшой завод мощностью 150 МВт·ч с собственным R&D-центром. Компания сотрудничала с BMW, Samsung и LG, поставляла батареи для норвежских электромобилей Think. Судя по открытым данным, в 2018 году Enertech выпустила аккумуляторную систему для российского лимузина Aurus (разработка НАМИ и российских инженеров), а АО «Кама» планирует ставить эти батареи в электромобиль «Атом».

Enertech в 2021 году создала структуру «Рэнера-Энертек», которая в 2023 году зарегистрировала в РФ пять патентов на изобретения, в числе которых патент на батарею для электромобиля с улучшенными характеристиками охлаждения. Авторы патентов имеют корейские имена. Между тем Enertech анонсировала начало выпуска аккумуляторов по модифицированной технологии NMC811, что позволит снизить стоимость ячейки за счет меньшего использования кобальта. ●



В начало



ПОПУТНАЯ ДОБЫЧА ЛИТИЯ

как доход нефтегазовых компаний



Андрей Митиогло,
эксперт Российского
газового общества,
исполнительный директор
ООО «Кекстон»

Право имеем

Федеральный закон от 8 июня 2020 года № 179-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» предоставил пользователям недр, осуществляющим разведку и добычу углеводородов, право на основании утвержденного технического проекта добывать в границах предоставленных им участков недр попутные полезные ископаемые из подземных вод, извлекаемых при разработке нефтегазовых месторождений.

До принятия закона 179-ФЗ компании в случае открытия на осваиваемых участках недр не указанных в лицензии видов полезных ископа-

емых или их компонентов не имели права их добывать. В период с 2016 по 2020 год правом на добычу попутных полезных ископаемых по пилотным проектам были наделены отдельные компании с преимущественным государственным участием (в частности, по сообщениям СМИ, компании «Алроса» и «Атомредмедзолото»).

Изменение правовой базы позволило нефтегазовым компаниям начать обрабатывать перспективы добычи лития из попутных вод, извлекаемых при разработке нефтегазовых месторождений. Кроме того, в качестве стимулирующей меры законом 179-ФЗ месторождения, содержащие литий в растворенном виде, были выведены из-под статуса участков недр федерального значения. Регулирование осталось неизменным в отношении месторождений, содержащих коренные (рудные) месторождения лития.

«Новая нефть»?

Литий называют «новой нефтью» экономики. Постоянно увеличивающийся спрос на этот металл обусловлен ростом продаж электромобилей и развитием технологий хранения энергии.

Объем потребления лития в мире увеличился с 95 тыс. тонн в 2021 году до 134 тыс. тонн в 2022, то есть на 41% (данные Геологической службы США, USGS). В декабре 2022 года стоимость лития достигла \$85 тыс. за тонну, хотя в 2023 году цена уменьшилась.

Объем производства лития в мире составил 130 тыс. тонн, в том числе в Австралии – 61 тыс., Чили – 39 тыс., Китае – 19 тыс. тонн.

По оценкам экспертов, разрыв между превышающей потребностью в литии и его предложением будет увеличиваться.

Выявленные запасы лития в мире, по данным USGS за 2022 год, составляют 98 млн тонн, включая 1 млн тонн в России. Страны топ-3 по запасам: Боливия – 21 млн тонн, Аргентина – 20 млн тонн, Чили – 11 млн тонн.

Добыча лития осуществляется как из рудных месторождений, так и из подземных рассолов (обычно хлоридных растворов). В Южной Америке в так называемом «литиевом треугольнике» (Чили, Аргентина, Боливия) металл добывается преимущественно из хлоридных рассолов, с использованием фактора предварительного естественного выпаривания полученных рассолов для увеличения концентрации лития. А в Бразилии компания AMG Brazil реализует проект по добыче лития из рудного месторождения.

В США производство лития осуществляется из рассолов в штате Невада и из отходов солевого производства в штате Юта. В Китае в крупном проекте добычи лития Qinghai Salt Lake в качестве сырья также используются рассолы. Добыча лития из рудных месторождений в мире осуществляется в основном в австралийских проектах.

Критический импорт

В России объем потребления лития составляет около 2 тыс. тонн в год.

На текущий момент свой металл не производится и импортируется в виде карбоната лития из трех стран Южной

Америки. Однако в 2022 году Аргентина и Чили прекратили его поставки в Россию, в то время как их объемы составляли в совокупности 80% всего российского импорта лития. Поставки из Боливии не закрывают потребность в этом металле в РФ.

В январе 2023 года Боливия подписала контракт на разработку литиевых месторождений с китайской компанией CBC, включая строительство двух заводов по производству лития из рассола. В конкурсе принимал участие также российский «Росатом», но контракт достался китайскому конкуренту. Однако государственная литиевая компания Боливии Yacimientos de Litio de Bolivia оставила открытой возможность выбора более чем одной компании для добычи металла.

Как случилось, что, обладая запасами лития, Россия оказалась в такой критической зависимости от импорта? До 1997 года в РФ велась добыча лития рудного происхождения: в Красноярском крае работал единственный рудник на Завитинском месторождении. Но добыча здесь была закрыта из-за дешевого импорта. На момент закрытия запасы лития в Завитинском руд-

Чилийская компания SQM начала разработку литиевых запасов естественным выпариванием рассолов солончаков в 1990-е годы. Сегодня Чили – крупный поставщик лития на мировой рынок, в том числе до 2022 года в Россию



Австралии удалось сохранить разработку рудного лития в период малого спроса и низких цен. Теперь на росте спроса эта страна – лидер мировой добычи лития

нике были выработаны на 40%. В отличие от России, сохранить добычу лития из рудных месторождений смогла Австралия, а после повышения мировых цен на литий она увеличила его производство и стала мировым лидером.

Гидроминеральные источники лития

Рассмотрим далее некоторые аспекты извлечения лития из подземных рассолов или попутных вод при разработке нефтегазовых месторождений.

В перспективных зонах подземных вод содержание лития составляет 0,2–1,0 кг на 1 м³ водного раствора. В рассоле китайского проекта Qinghai Salt Lake содержание лития составляет 0,49–0,96 кг/м³. В рассоле американского проекта в штате Невада на озере Silver Peak содержание лития составляет 0,44 кг/м³; в солончаках пустыни Атакама в Чили – 0,2–1,96 кг/м³; в солончаке озера Уюни в Боливии – 0,3–0,6 кг/м³.

В России перспективными с точки зрения параметра содержания лития в рассоле являются месторождения:

- в Иркутской области Знаменское с содержанием лития 0,41–0,48 кг/м³ и Ковыктинское (0,39 кг/м³);
- в Эвенкии Верхнекостинское (0,44 кг/м³);
- в Якутии рудник «Удачный» (0,41–1,14 кг/м³);
- в Краснодарском крае Сухотунгское (0,22 кг/м³);
- в Дагестане Тарумовское (0,2 кг/м³).



Почти на старте

Сейчас в России реализуются следующие проекты по добыче лития из рассолов в составе попутных вод при разработке нефтегазовых месторождений.

* «Газпром» намерен добывать литий из подземных вод Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области. Возможна добыча подземных вод (рассола) с биркинского горизонта булайской свиты на глубине 1610 м. Предварительно планировалась обработка 960 м³ рассола в сутки с производством 704 тонн карбоната лития в год. В 2021 году «Газпром» и «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) договорились о возможной реализации совместного проекта по добыче и переработке пластовых вод Ковыкты. Позже появилась информация о мощности первого этапа производства с обработкой пластовых вод 240 м³/час с доведением до мощности 960 м³/час на втором этапе. Прорабатываются основные этапы производства лития: химическая подготовка рассола, адсорбционное выделение лития, обратная закачка отработанного рассола в пласт (см. рисунок 1).

* «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) планирует добывать литий из пластовых рассолов на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении в объеме 1 тыс. тонн солей лития в год. Компания получила возле города Усть-Кута Иркутской области участок 32 га под строительство завода неорганической химии для производства карбоната лития. Объект планируется запустить в 2025 году.

* «Татнефть» в июле 2022 года представила проект по производству химической продукции (соединений лития, магния, йода) на базе попутно добываемой пластовой воды. Первая промышленная установка извлечения лития уже находится в процессе изготовления, ее монтаж и запуск в работу намечался на октябрь 2022 года.

«Рассольные» перспективы

В недавнем отчете по перспективам производства лития в РФ компания «ВыГОН Консалтинг» указывает, что для широкомасштабного развертывания добычи ли-

тия в России требуется строительство технологических рассолоперерабатывающих заводов прямого извлечения лития. По оценке экспертов компании, ресурсы лития в рассолах в РФ могут быть увеличены в 23 раза с достижением уровня запасов мировых лидеров Боливии и Аргентины: рост с 5 млн тонн LCE (карбоната лития эквивалент) до 114 млн тонн LCE.

По состоянию на апрель 2023 года запасы лития в месторождениях гидроминерального сырья РФ не поставлены на государственный баланс запасов. По приведенным консалтинговой компанией данным, при комплексной добыче компонентов из рассолов из ранее пробуренных нефтегазовых скважин себестоимость производства лития в России будет ниже или сопоставима с ключевыми проектами в Южной Америке – \$4,0–5,0 тыс. на тонну LCE против \$4,9–6,2 тыс. на тонну LCE соответственно.

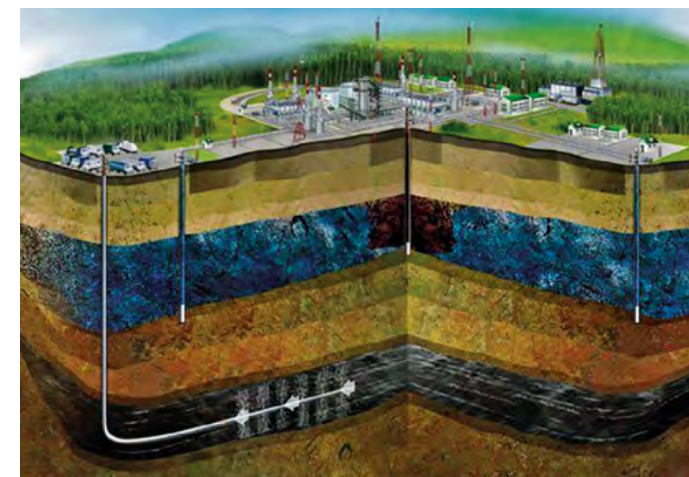
«Отечественные нефтекомпании в перспективе могут стать крупными производителями лития благодаря его получению из рассолов на ранее пробуренных нефтегазовых скважинах; потенциальный объем дополнительной выручки к 2040 году может составить до \$13 млрд ежегодно. У нас колоссальная возможность: высокое содержание лития в пластовых водах позволяет коммерчески с использованием технологии выпаривания его добывать. Учитывая, что цены сегодня выше \$60 тыс. за тонну карбоната лития, а при этом себестоимость будет порядка \$5 тыс. за тонну, все перспективы у нас есть», – сказал управляющий директор «ВыГОН Консалтинг» Григорий Выгон на Национальном нефтегазовом форуме в апреле 2023 года (цитата по «Интерфаксу»).

Основные технологии: плюсы и минусы

Существует несколько основных технологических направлений извлечения лития из рассолов.

* Выпаривание рассола после предварительной химической очистки от кальция и магния. В итоге, помимо

Рисунок 1. Схема добычи подземных вод с литием из скважины



Источник: ООО «Газпром добыча Иркутск»



Китайский проект добычи лития из соленого озера Qinghai Salt Lake компании Fozhao Lanke Lithium в 2022 году пополнился новым заводом карбоната лития

отдельного потока выварочной соли хлорида натрия, получаем жидкую форму сульфата лития, который в следующем технологическом процессе совместно с карбонатом натрия в перемешивающем устройстве при подаче пара образует на выходе карбонат лития.

При использовании технологии термической рекомпрессии пара обеспечивается высокая эффективность использования пара в многокорпусных выпарных блоках. Нефтегазовые компании обладают относительно дешевым ресурсом газа (как теплоносителя), в комплексе с фактором использования попутных вод (рассола) от нефтегазовых скважин это обеспечивает невысокую себестоимость получаемых соединений лития.

Альтернативная технология частичного выпаривания на открытом воздухе в регионах с жарким климатом является длительной по времени и представляет собой предварительный этап увеличения концентрации лития в рассоле для последующей обработки. Один из наших китайских партнеров, обладающих своим производством выпарных и кристаллизационных систем, сообщил, что изготовил и поставил в Россию выпарную систему по производству соединения лития. Также он поставил выпарную систему по производству сульфата лития из рассола хлорида натрия в Южную Корею и выпарную систему по производству соли хлорида натрия и хлорида лития в адрес китайской компании. Все три системы были



Основной способ добычи лития в США – выпаривание и извлечение из воды соленых озер. Проект компании Albemarle реализуется на озере Silver Peak в Неваде. Подобные проекты у компании есть и в Южной Америке

промышленного использования с соответствующим диапазоном годовой мощности (см. рисунок 2).

* Использование гидроксида алюминия для увеличения концентрации лития с последующим выделением. Данный способ имеет низкую селективность с точки зрения извлечения лития, так как данный сорбент избирателен к ионам магния, которые присутствуют в пластовой воде (из-за близости ионных радиусов ионов лития и магния). Также возможны проблемы с отстаиванием и фильтрацией полученного осадка ввиду его гелеобразной и мелкодисперсной структуры.

* Метод прямой экстракции, или сорбционный метод. Рассол пропускается с сорбентами через колонну, в которой задерживается 70–90%

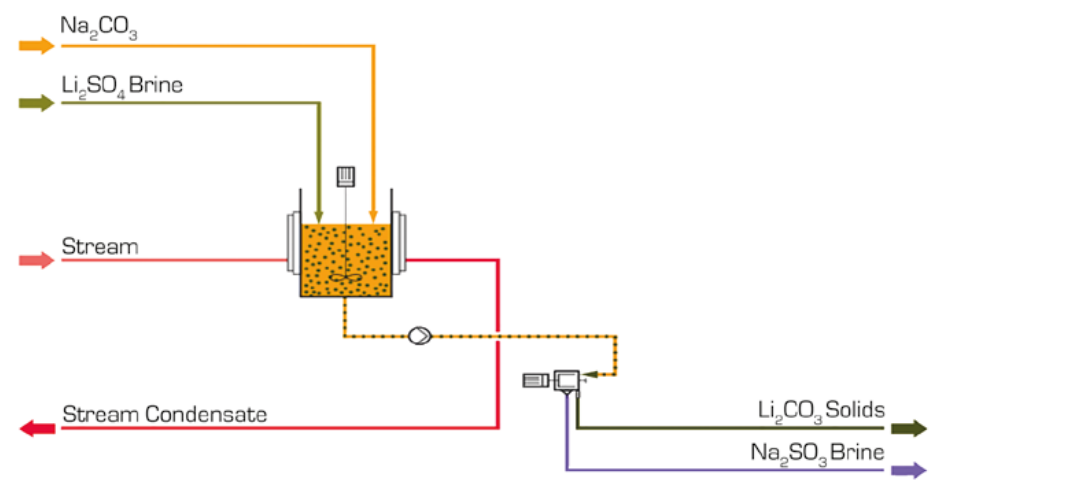
лития. Колонна промывается водой, с которой извлекается литий, с последующим его извлечением в виде твердого соединения. Эта технология используется американской компанией Livent в Аргентине на солончаке Salar del Hombre Muerto, в проекте Rincon австралийской компании Rio Tinto. Технология имеет свои недостатки: интенсивное потребление пресной воды на заводе из-за использования растворителей, большая потребность в электроэнергии.

* Извлечение лития с помощью электрического тока стационарных источников или солнечных батарей. По сути это электролизный процесс с применением двух электродов под воздействием электрического тока. На выходе получаем раствор гидроксида лития.

К примеру, есть патент № RU 2470878 на устройство, содержащее биполярную ячейку для электролиза. Она включает: 1) проницаемую для анионов мембрану, позволяющую прохождение отрицательно заряженного иона, но затрудняющую прохождение положительно заряженного иона лития; 2) проницаемую для катионов мембрану, позволяющую прохождение положительно заряженного иона лития, но затрудняющую прохождение отрицательно заряженного иона; 3) биполярную мембрану, расположенную между проницаемой для анионов мембраной и проницаемой для катионов мембраной, формирующую отдельные камеры с проницаемой для анионов мембраной и проницаемой для катионов мембраной соответственно; 4) анод и катод с расположенными между ними указанными проницаемой для анионов мембраной, проницаемой для катионов мембраной и биполярной мембраной; 5) постоянный ток, подаваемый через электроды.

* Технология извлечения лития из рассола посредством использования мембран. При использовании водяного пара обеспечивается отделение солей лития. Однако недостатками данной технологии будут относительно высокие текущие затраты по периодической замене мембран и, возможно, недостаточно высокая мощность обработки рассола. ●

Рисунок 2. Процесс преобразования сульфата лития после выпарного процесса в карбонат лития



Источник: SEP (Швейцария)

Производители литиевой продукции в России пока критически зависят от импортного сырья



АО «Химико-металлургический завод» (ХМЗ)



УК «Сибирские минералы» является управляющей компанией АО «Химико-металлургический завод» (ХМЗ), ведущего российского производителя и поставщика литиевой продукции. ХМЗ был создан в 1956 году в Красноярске. Более 60 лет ХМЗ производит литиевые продукты с использованием сернокислотной технологии. На сегодняшний день мощность производства гидроксида лития на ХМЗ составляет 15 тыс. тонн в год, металлического лития – 100 тонн в год.



Производитель литий-ионных накопителей планирует с «Норникелем» разрабатывать Колмогорское месторождение лития («Росатом»)



Предприятие Горнорудного дивизиона «Росатома» выполнит геологоразведочные работы на двух месторожде-

ниях лития в Мурманской области, лицензированных в феврале 2023 года. По заказу АО «Арктический литий» – на

Полмостундровском, а также в интересах СП «Росатома» и «Норникеля» ООО «Полярный литий» – на Колмозерском месторождении, считающемся крупнейшим в России по запасам лития.

В составе «Росатома» есть производитель лития – Новосибирский завод химических концентратов, а также предприятие, выпускающее литий-ионные накопители энергии. Таким образом, «Росатом», расширяя ресурсную базу, стремится к вертикальной интеграции своего литиевого бизнеса.

Компания «Халмек литиум» в 2021 году сообщила, что начала строительство в Тульской области нового завода по производству гидроксида лития аккумуляторного качества в России мощностью 20 тыс. тонн. Завод компании, выпускающий с 2016 года гидроксид лития аккумуляторного качества, имеет мощность 11 тыс. тонн в год.

Сырьем для нового предприятия компания назвала spodуменовый концентрат.



В начало



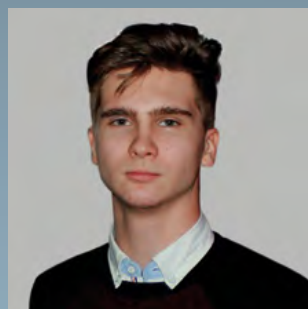


ВОЗОБНОВЛЕНИЕ ДОБЫЧИ ЛИТИЯ В РОССИИ

ПЕРСПЕКТИВЫ, ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ



Николай Ворогушин,
главный геолог
УК «Сибирские
минералы»



Михаил Скидан,
помощник главного
геолога УК «Сибирские
минералы»

Литий активно используется в различных отраслях промышленности, но прежде всего – в сфере хранения энергии, на сегодня представленной в основном производством аккумуляторов для электромобилей. В последние годы литий стал стратегически важным ресурсом, значение которого будет возрастать ввиду востребованности в новых технологиях хранения энергии, которые развиваются наряду с расширением сектора ВИЭ.

Россия, обладая огромными запасами лития, тем не менее столкнулась с проблемой зависимости от импорта этого ценного металла. В данной статье мы рассмотрим ситуацию в производстве лития в России, а также перспективы, проблемы и решения в области его добычи.

На данный момент в России функционируют всего три завода по выпуску литиевых продуктов. Это «Химико-металлургический завод» (ХМЗ) в Красноярске, «Новосибирский завод химических концентратов», входящий в группу «Росатом», а также ООО «ТД Халмек» в Тульской области.

При этом производство литиевой продукции находится в полной зависимости от импортных поставок сырья. Дело в том, что добыча литиевых руд и разработка технологий их переработки была прекращена в России еще в 1994 году.

В свете увеличивающегося спроса на литий становится ясно, что необходимо скорейшее возобновление проектов по добыче отечественного сырья. Это позволит снять риски закрытия производств, зависящих от импорта, обеспечить независимость России в области литиевых продуктов и стабильность их поставок.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА

Традиционные месторождения

В настоящее время Россия занимает незначительную долю в мировом производстве лития, несмотря на крупные запасы.

По данным на первый квартал 2023 года, промышленных добычных работ по литию в России нет.

В России имеются перспективные традиционные месторождения лития, основанные на сподуменовых пегматитах (см. рисунок 1). По данным ВИМС на 2018 год, среди балансовых запасов лития в РФ:

- 27,9% месторождений со средними содержаниями оксида лития (Li_2O) менее 0,6%;
- 23,5% со средними содержаниями 0,6–1% Li_2O ;
- остальные 48,6% имеют средние содержания свыше 1% Li_2O .

Последние – с содержаниями более 1% Li_2O – представлены в основном пятью месторождениями:

- Колмозерское (Мурманская область);
- Полмостундровское (Мурманская область);
- Тастыгское (Республика Тыва);
- Белореченское (Республика Адыгея);
- Урикское (Республика Бурятия).

Все эти месторождения были разведаны до 1960 года, и кондиции на отработку составлялись более 60 лет назад. Месторождения требуют полной переразведки. Также необходимо разработать новые, современные технологии для переработки их руд. Но на некоторых из этих месторождений существуют приемлемые условия отработки даже сейчас.

В феврале 2023 года был объявлен аукцион на право пользования участками недр федерального значения Полмостундровское и Колмозерское, расположенных в Мурманской области, для разведки и добычи полезных ископаемых, в том числе использования отходов добычи

Рисунок 1. Месторождения лития в России (сподуменовые пегматиты)



Месторождения: с балансовыми запасами: 1 – Колмозерское (крупное), 2 – Полмостундровское (среднее), 3 – Вороньтундровское (мелкое), 4 – Алахинское (среднее), 5 – Улуг-Танзенское (крупное), 6 – Завитинское (среднее), 7 – Гольцовое (крупное), 8 – Белореченское (среднее), 9 – Урикское (среднее), 10 – Вишняковское (мелкое), 11 – Орловское (мелкое), 12 – Ачиканский участок (мелкое), 13 – Этыкинское (среднее), 14 – Вознесенское (мелкое), 15 – Пограничное (мелкое); с забалансовыми запасами: 16 – Тастыгское (крупное), 17 – Малышевское (мелкое); с прогнозными ресурсами: 18 – Ташелгинский рудный узел (мелкое)



полезных ископаемых и связанных с ней перерабатывающих производств. Лицензии получили АО «Полярный литий» и АО «Арктический литий» на разработку Колмозерского и Полмостундровского месторождений соответственно. Но, учитывая российские законы и процедуры, начало производства продукции можно ожидать не ранее 2026 года.

Перспективные нетрадиционные источники лития

Помимо традиционных в Российской Федерации известны новые типы источников литиевого сырья. Можно выделить следующие перспективные типы образований на выявление новых сырьевых источников лития:

- гидроминеральное сырье с высоким содержанием лития, которое может быть найдено как в природных гидроресурсах (подземных водах или озерах), так и в пластовых водах нефтегазовых месторождений;
- экзоконтактные грейзены и метасоматиты, связанные с редкометалльными и фтористыми гранитами, пегматитами;

- сподуменовые и лепидолитовые граниты;
- литиеносные глины;
- литиевые гидрослюды в углеродистых сланцах, литиевые биотиты;
- техногенные образования;
- переработка вторсырья.

Использование новых типов сырья для получения батарейных материалов может иметь ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами в себестоимости добычи, обогащения и гидрометаллургического передела. Развивая новые сырьевые источники и технологии их переработки, мы можем получать продукты с более низкими затратами.

Гидроминеральное сырье и пластовые воды нефтегазовых месторождений

Извлечение лития из гидроминерального сырья – интересная и перспективная область деятельности, особенно с учетом растущего спроса на этот металл. Гидроминеральное сырье, содержащее высокие концентрации лития, представляет значительный потенциал и с экономической точки зрения.

Процесс извлечения лития из гидроминерального сырья включает несколько этапов, начиная с разведочных работ и оценки содержания полезного компонента. После выявления перспективных зон с высоким содержанием лития производится выборка пластовых рассолов и подготовка их к дальнейшей обработке.

Одним из основных методов извлечения лития является процесс ионного обмена. Этот метод основан на способности ионообменных смол улавливать ион лития из раствора и высвобождать его путем взаимодействия с другими ионами, обычно натрием или калием. В результате этой реакции образуется раствор, богатый литием, который затем подвергается дополнительным процессам для получения конечного продукта.

Одним из примеров опытно-промышленных работ по извлечению лития из гидроминерального сырья является Мертвое море. В этом регионе наблюдается высокая концентрация лития в рассолах, составляющая около 30 мг/л. Для извлечения лития из рассолов Мертвого моря применяется технология селективной экстракции лития (DEL).

Данную технологию можно применить и в России, но все упирается в рентабель-

ность. Если в рассолах Мертвого моря запасы хлорида лития (LiCl) могут достигать 17,5 млн тонн, то в наших подземных водах эта цифра будет значительно меньше (см. таблицу 1).

Что касается российских проектов по попутному извлечению лития из гидроминерального сырья углеводородных месторождений, то на данный момент как минимум две компании работают в этом направлении. Например, «Иркутская нефтяная компания» может начать промышленное извлечение лития из пластовых вод Ярактинского месторождения в 2024 году, а «Газпром» работает над реализацией проекта по добыче и переработке пластовых рассолов (минерализованных подземных вод) Ковыктинского месторождения для получения соединений лития и других ценных компонентов.

В Российской Федерации есть потенциал для использования гидроминерального сырья лития, однако тормозящим фактором является несовершенство законодательства, о чем речь пойдет далее.

Литиевые грейзены и метасоматиты

Этот тип литиевого сырья в РФ недооценен, тогда как, например, в Китае идет активная переработка литиевых слюд.

В России есть потенциал для добычи лития из гидроминерального сырья, в том числе на нефтегазовых месторождениях

В качестве типологических примеров таких залежей можно рассмотреть следующие районы.

Территория Li-F редкометалльного проявления Mungutiyn Tsagaan Durulzh (Мунгутийн Цагаан Дурулж), Монголия, является частью внутриконтинентального орогенного пояса. В его строении принимают участие главным образом осадочные породы – известняки, мраморизованные известняки нижнерифейского возраста, интродуцированные порфирированными биотитовыми гранитами, гранодиоритами рифейского возраста. Всего на участке выявлено около 15 жильных метасоматических тел, сложенных в основном тонкозернистым мусковит-лепидолит-цинвальдит-кварц-полевошпатовым минеральным комплексом. Запасы по изученным рудным телам и составляют 3,3 млн тонн при среднем содержании 0,6% Li₂O, ресурсы – 9 млн тонн, в целом по всей перспективной площади можно ожидать 30–40 млн тонн литиевых руд.

Схожие рудопоявления литиевых слюд имеются в Забайкалье. Грейзены распространены в экзоконтактных зонах редкометалльных амазонитовых гранитов в пределах вмещающих песчаников. Основная масса грейзенов сложена литиевыми слюдами (цинвальдит

Таблица 1. Российские литиеносные гидроминеральные месторождения (подземные воды) *

Месторождение	Регион	Содержание лития	Запасы на 01.01.2023	Разработка
Берикейское	Дагестан	50–150 мг/м ³		Опытно-промышленная добыча
Тарумовское	Дагестан	50–150 мг/м ³		Опытно-промышленная добыча
Знаменское	Красноярский край	0,42 г/л	40,5 тыс. м ³	Опытно-промышленная добыча
Верхнечонское	Иркутская область			
Ярактинское	Иркутская область			ИНК планирует начать добычу лития из попутных вод в 2024 году
Ковыктинское	Иркутская область			«Газпром» планирует добывать литий из пластовых рассолов с 2025 года

* Главные полезные компоненты во всех указанных месторождениях – Li, J, Br.

Источник: данные отдела геологии УК «Сибирские Минералы»

Новые лицензиаты традиционных месторождений лития – Полмостундровского и Колмозерского – уже планируют геологоразведочные работы



и лепидолит до 80%), кварцем, топазом, флюоритом, в незначительном количестве отмечаются альбит и калишпат, карбонаты кальция. Объемы таких руд на двух перспективных участках оцениваются в 30–40 млн тонн при средних содержаниях 0,6–0,8% Li_2O .

На Кольском полуострове в экзоконтактах пегматитовых тел распространены холмквеститы – литиевые амфиболы с содержаниями до 0,8% Li_2O . Эти образования ранее не изучались, но они могут служить дополнительным источником лития при разработке сподуменовых пегматитов.

Добыча и переработка таких руд могут быть существенно более эффективными, чем переработка сподуменовых пегматитов:

- простые методы крупнокускового обогащения позволяют получать слюдяной концентрат с низкой себестоимостью;

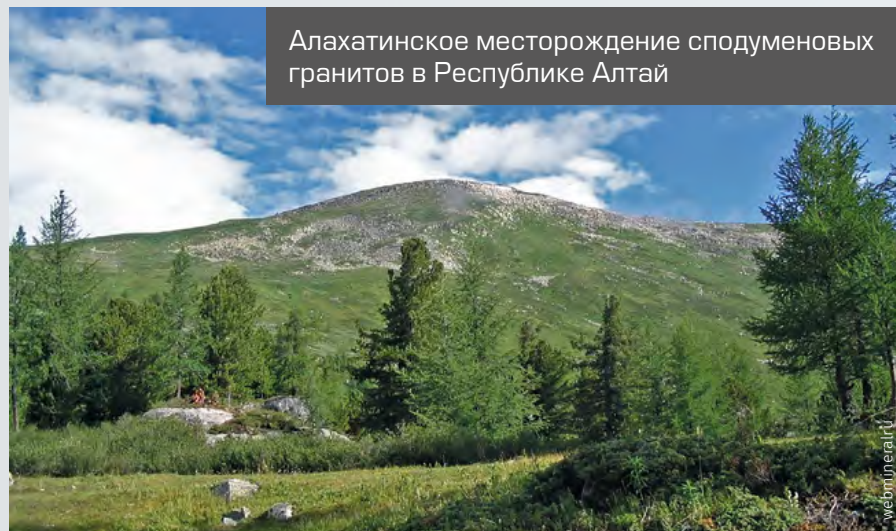
- конверсия слюд в карбонат лития гораздо дешевле, чем получение из сподуменного концентрата.

Сподуменовые и лепидолитовые граниты

Сподуменовые и лепидолитовые граниты также недооценены как источник лития. Обычно эти гранитные массивы изучались как источник тантала и ниобия, а литий рассматривался как попутный металл. Такие массивы известны в Забайкалье, на Алтае. Их преимущество заключается в более простых способах добычи – рудные залежи представляют собой крупные изометричные тела в пределах гранитного массива.

В Республике Алтай есть Алахинское месторождение сподуменовых гранитов. Оно расположено в 65 км от села Беяши Кош-Агачского района, в 5 км от казахстанской границы. Проезжих дорог к месторождению со стороны России нет. Разведанные запасы категории C_2 утверждены ГКЗ в 2003 году, среднее содержание оксида лития в руде – 0,71%. Рудное тело оконтурено как танталовое; при рассмотрении его как литиевого среднее содержание может превысить 1%.

Технологические испытания показали хорошие показатели извлечения лития в сподуменовой концентрат



Алахинское месторождение сподуменовых гранитов в Республике Алтай

по флотационной схеме. Месторождение представляет собой апикальную часть гранитового массива и может обрабатываться нагорным карьером с минимальными затратами на добычу при коэффициенте вскрыши практически равном 0.

В Забайкалье известны Орловский, Этыкинский, Ачиканский и другие редкометальные граниты, содержание оксида лития в них составляет 0,2–0,4%. Их разработка может быть вполне экономически выгодной при наличии эффективных технологий обогащения и выделения комплекса полезных компонентов (комплексная переработка с получением тантал-ниобиевого концентрата и лепидолитового концентрата).

Литиеносные глины

Литиеносные глины представляют собой тип руды, который пока не был обнаружен в России. Однако это скорее связано с недостаточным вниманием к данному виду сырья. В настоящее время месторождения литиеносных глин известны во многих странах: в Сербии, Мексике, Монголии и других.

Эти руды характеризуются значительными объемами запасов, низкой себестоимостью добычи и относительно невысокой стоимостью получения литиевого карбоната и комплекса попутных продуктов, включая сульфат калия, который является востребованным удобрением.

В связи с этим в РФ необходимо проводить целенаправленные поисковые работы для выявления месторождений литиеносных глин. Это потенциально важное направление для развития отечественной литиевой промышленности. Проведение экспедиционных исследований, геолого-геохимических работ и анализа геофизических данных может помочь выявить новые месторождения и определить их экономическую значимость.

Литиевые гидрослюды в углеродистых сланцах

Этот тип руд пока не известен в пределах РФ. Известны рудопроявления в Узбекистане – Ashibuzuk, Shavaz. Это небольшие по запасам месторождения – 10–15 млн тонн руды со средними содержаниями 0,5–0,7% Li_2O .

Руды представлены углисто-карбонатно-кремнистыми и углисто-кремнистыми

алевролитами с литиевой минерализацией в форме литиевых гидрослюд изоморфного ряда полиитонит-тайниолит. Технология получения карбоната лития из данного типа руд предусматривает спекание с фосфогипсом при получении продуктов для цементной промышленности.

Литиевые биотиты также распространяются в экзоконтактах пегматитовых рудных тел на Завитинском месторождении в Забайкалье, среднее содержание составляет 0,3% Li_2O . Вряд ли этот тип может формировать отдельные месторождения, но способен существенно увеличивать запасы пегматитовых месторождений.

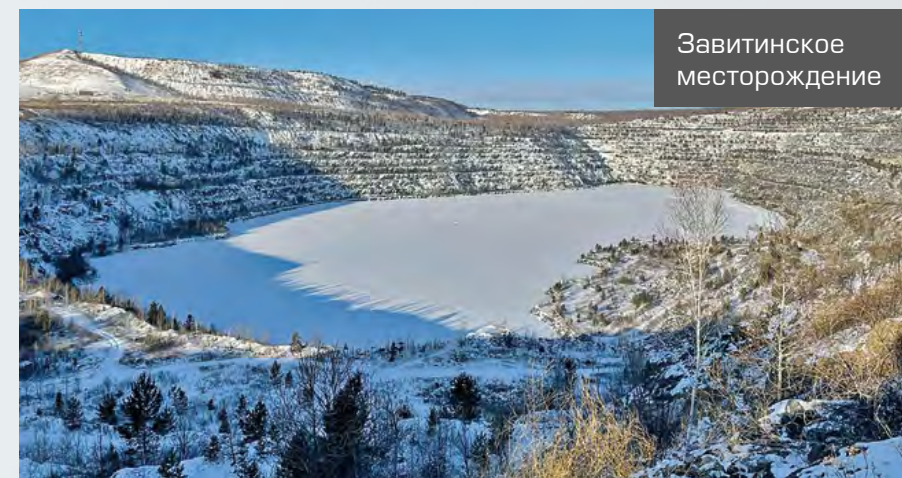
Техногенные образования

Как источник литиевого сырья техногенные образования могут быть очень быстро вовлечены в добычу и переработку. В РФ известны техногенные образования с промышленными содержаниями лития – хвостохранилища редкометалльных месторождений, отвалы забалансовых руд. Например, отвалы забалансовых руд Завитинского месторождения, хвостохранилища Новоорловского ГОКа. Из хвостов можно с минимальными затратами извлекать вольфрамовый и литиевый – лепидолит-цинвальдитовый – концентрат. Так, хвосты Завитинского ГОКа – это 20 млн тонн при средних содержаниях 0,17–0,49% Li_2O , хвосты Ярославского ГОКа – 99 438 тонн при содержании 0,59% Li_2O и т.д.

Вторичные ресурсы

Переработка вторичных ресурсов лития является важным аспектом устойчивого развития литиевой промышленности. Вторичные ресурсы включают отходы от производства литиевых батарей, использованные аккумуляторы, электронику и другие источники, содержащие литий.

Переработка вторичных ресурсов лития позволяет снизить зависимость от первичных источников, сэкономить природные ресурсы и сократить негативное воздействие на окружающую среду. Кроме того, она способствует повторному использованию ценных материалов, таких как литий, кобальт, никель и другие металлы, что является важным аспектом с точки зрения экономической эффективности и сокращения отходов.



Завитинское месторождение

Другие возможные источники литиевого сырья

К возможным перспективным источникам получения лития могут быть отнесены кислые вулканические породы, карбонатные породы с повышенным содержанием лития, углистые горючие сланцы и т. д.

В России надо развивать не только традиционные источники получения лития, но и новые типы сырья, из которых получение литиевых продуктов может быть экономически более эффективным и конкурентным.

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ЛИТИЯ

Инфраструктура в основном отсутствует

Все известные месторождения лития в России находятся в удаленных районах, далеко от морских портов, за исключением мурманских (см. рисунок 2). Это означает, что для разработки этих месторождений необходимо строительство соответствующей инфраструктуры, включая дороги, линии электропередачи, поселения, системы водоснабжения и логистическую инфраструктуру.

Строительство подъездных путей и ЛЭП является одним из главных вызовов при освоении месторождений лития в отдаленных районах. При этом инфраструктура должна преодолевать не только большие расстояния, но и сложные территориальные преграды, такие как горы, реки и лесистая местность. Дополнительные затраты на создание инфраструктуры могут серьезно влиять на рентабельность разработки месторождений.

Для ускорения развития отрасли добычи лития в России требуется помощь государства в создании необходимой инфраструктуры. Государственная поддержка может включать финансирование и субсидирование строительства дорог, ЛЭП и других объектов.

Требуется доразведка

Важно отметить, что все значимые месторождения лития в Российской Федерации (за исключением Алахинского

месторождения) были разведаны до 1960 года. Материалы, полученные во время разведочных работ, не соответствуют современным требованиям и стандартам, и на их основе нельзя подготовить проект отработки месторождения.

Государство выставляет эти запасы как кондиционные, но на каждом месторождении требуется разведка и пересчет запасов по современным требованиям. Оценить сегодня экономические параметры разработки на основе «древних» запасов нереально, однако представляется возможным укрупненно оценить месторождения по срокам возврата инвестиций и по ряду других параметров.

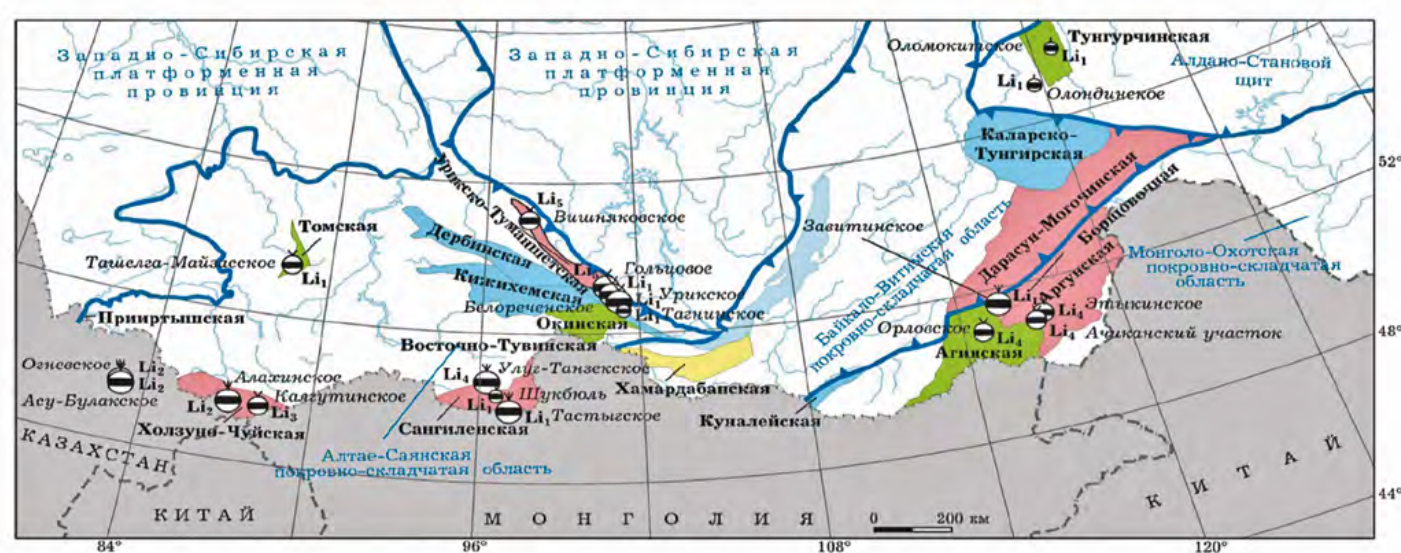
Современные методы геологического исследования и разведки обладают более высокой точностью и детализацией, что позволяет получать более достоверные и полные данные о составе месторождений, их размерах, глубине, структуре и других параметрах. Поэтому требуется проведение доразведки на всех существующих месторождениях лития в России. Это позволит получить более актуальную и полную информацию о запасах и потенциале этих месторождений.

Без технологий и отечественного оборудования

В течение последних 30 лет добыча лития в России не осуществлялась, что привело к отсутствию опыта в применении современных технологий при обогащении литиевых руд и переработке концентрата. Это означает, что в настоящее время в России нет разработанных и оптимизированных методов эффективной добычи и обогащения лития.

Кроме того, отсутствует производство обогатительного оборудования для литиевых руд. Это ставит российские компании, заинтересованные в развитии отрасли добычи лития, в зависимость от импорта специализированного оборудования.

Рисунок 2. Регионы перспективной добычи лития в России труднодоступны и удалены от инфраструктуры



Для стимулирования развития отрасли добычи лития в России требуются активное участие государства и создание специальных мер и стимулов.

Несовершенство законодательства

Проблема несовершенства законодательной и нормативно-правовой базы, мешающая развитию добычи лития в России, затрагивает все виды сырьевых источников лития.

Для «древних» традиционных месторождений это прежде всего невозможность составить проект их эксплуатации в связи с отсутствием современных технологий. Здесь необходимо проведение опытно-промышленных работ с целью разработки новых технологий и оборудования с соответствующей правовой базой.

Для новых нетрадиционных типов месторождений основную проблему составляет недостаток методических указаний и требований – как вести поиски и разведку новых типов, по какой системе считать запасы.

Например, государство подходит к оценке техногенных объектов как к первично природным (месторождениям), что категорически неправильно. Нельзя рассматривать такие образования как природные, искать в них природные закономерности распределения материалов и требовать от недропользователя

полного комплекса геологоразведочных работ. Особенности извлечения ресурсов из техногенных образований определяются их спецификой. Во-первых, многие из этих образований содержат смешанные компоненты или материалы, что требует сложной техники разделения и обработки. Во-вторых, структура и геологические особенности техногенных образований могут быть нетипичными и неоднородными, что тоже усложняет процесс извлечения. Наконец, в некоторых случаях техногенные образования могут содержать токсичные или вредные элементы, требующие специальных мер предосторожности и контроля при их обработке. Возможно, есть смысл разрешать добычу в рамках ОНР или в промышленных масштабах на условиях предпринимательского риска.

Что касается гидроминерального сырья, имеющего в России большой потенциал, особенно пластовых вод на нефтегазовых промыслах, то основной проблемой является легализация производства и продажи литиевой продукции, полученной из таких источников. На данный момент принят ФЗ о внесении изменений в закон РФ «О недрах», который разрешает пользователям недр, имеющим лицензию на извлечение пластовых вод, после добычи из них ценных металлов и компонентов производить закачку попутной воды обратно в пласт. Это значительно упростит процедуру добычи, однако регулирование и нормативно-правовая база требуют дальнейшего развития для эффективной эксплуатации гидроминеральных месторождений лития.

ВОЗМОЖНОСТИ УСКОРЕНИЯ

Рассмотрим возможные пути решения имеющихся проблем, ускорения начала добычи лития в РФ и повышения ее эффективности.

На основе ОНР

При проведении аукционов на «древние» месторождения литий целесообразно включать в набор инструментов разрешение производства опытно-промышленных работ (ОПР) на таких участках.

Победители аукционов на литиевые месторождения, запасы которых бы-

Рисунок 3. Импортная мобильная дробильная установка



ли утверждены более 50 лет назад, должны иметь право на проведение ОПР в процессе переработки месторождений. Это позволит отработать и применить в дальнейшем наиболее эффективные технологии обогащения. Будет также возможно в кратчайшие сроки (1-2 года) приступить к выпуску литиевых концентратов на мобильном модульном оборудовании, в том числе для поддержания отечественных заводов (см. рисунок 3). Для недропользователя частичное снижение инвестиционных затрат при реализации продукции ОПР позволит более интенсивно готовить проекты и снижать технологические риски.

Отнесение к ТРИЗам

Необходимо включение нетрадиционных источников литиевых руд, таких как слюды, глины, гидроминеральное сырье, в закон о ТРИЗ, принятый постановлением правительства РФ от 19.09.2020 № 1499 (ред. от 12.02.2022) «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых».

Это позволит в кратчайшие сроки провести полномасштабное изучение методики разведки, добычи и переработки литиевых руд с применением современных отечественных технологий на новых типах месторождений лития. Следствием этого будет российских отечественных технологий переработки новых типов руд и появление соответствующего отечественного оборудования.

Гидроминеральное сырье полностью подходит под понятие «трудноизвлекаемое» – на данный момент нет собственных технологий извлечения лития и нет оборудования для таких работ. Если включить гидроминеральное литиевое сырье в список ТРИЗ, то на разных типах сырья можно ставить технологические полигоны и вести опытно-промышленные работы для решения методических и технологических проблем.

Техногенные образования также по своей природе относятся к трудноизвлекаемым запасам: ведь скопле-

ния ценных компонентов в массивах пород хвостохранилищ образовались именно из-за сложности их извлечения.

Новый подход к техногенным образованиям

Как уже говорилось выше, сегодня подход к изучению первичных и техногенных месторождений со стороны регулирующих и контролирующих органов одинаков, что в корне неправильно. Один раз полезные ископаемые в техногенных образованиях уже прошли полный цикл изучения и постановки на баланс, зачем требовать повторного проведения цикла таких работ? Недропользователям, которые готовы работать с техногенными образованиями, необходимо выдавать сквозные лицензии, разрешать проведение ОПР на ранних стадиях и предоставить упрощенный порядок постановки на баланс запасов техногенных месторождений.

Упрощенные, логически обоснованные нормы работы с техногенными образованиями позволят не только улучшить ситуацию с добычей редких металлов, в том числе и лития, но также позволят улучшить экологическую ситуацию в ряде регионов.

Создание НПЦ «Литий»

Для скорейшего развития полного цикла производства батарейных литиевых продуктов предлагается создать научно-производственный центр с участием Всероссийского института минерального сырья (ведущего учреждения в РФ по изучению обогащения редких металлов), АО «ХМЗ» (современного предприятия по получению высокочистых литиевых продуктов) и ряда заинтересованных организаций.

В целом для такого центра могут быть сформулированы следующие основные направления работ:

- разработка современных способов рудоподготовки (предконцентрации) и обогащения традицион-

ных видов руды (сподуменовых пегматитов), проведение лабораторных и полупромышленных испытаний руд с получением сподуменного концентрата, рекомендации по разработке отечественного обогащательного оборудования (рентгенолюминесцентная сепарация, тяжелосредная сепарация и др.);

- изучение и разработка новейших методов гидрометаллургического передела сподуменного концентрата в батарейные продукты: механоактивация, применение галогенидов, автоклавная переработка и др. Проведение лабораторных и полупромышленных испытаний;
- разработка методологии переработки нетрадиционного сырья (бедные сподуменные руды, литиевые слюды в грейзенах и скарнах, сподуменные и слюдяные граниты, глинистые литиевые руды);
- разработка методов извлечения лития из гидроминерального сырья (путные нефтяные воды, воды кимберлитовых трубок, термальные воды и т. д.).

Такой центр позволит создать в РФ полную цепочку получения конкурентных батарейных литиевых продуктов с использованием отечественного оборудования и новых методов обогащения и гидрометаллургического передела литиевого сырья разных генетических типов.

В этом ключе нами сделан ряд работ, которые требуют дальнейшего развития с привлечением поддержки го-



сударства и заинтересованных предприятий, по следующим направлениям:

- тяжелосредная сепарация (в том числе и по развитию аппаратной базы);
- рентгенолюминесцентная сепарация в процессе рудоподготовки сподуменных руд;
- механо-химическая активация сподуменного концентрата для конверсии в карбонат без декрепитации;
- автоклавная технология переработки концентрата в карбонат без декрепитации;
- технологии извлечения лития из расплавов.

Сырьевой базе редких металлов нужна программа

Нами подготовлена стратегия развития литиевой отрасли в рамках деятельности НПЦ «Литий». Сложность, однако, представляет определение организационно-правовой формы существования такого центра, ко-

торый объединил бы коммерческие и бюджетные организации в целях разработки новых технологий, методик и оборудования. Здесь требуется помощь государства – как в организации такого центра, так и в предоставлении средств для развития новых технологий и современного оборудования.

Мы считаем, что аналогичные комплексные программы должны быть разработаны и для других редких металлов.

Кроме того, федеральная и региональная поддержка в развитии инфраструктуры в удаленных труднодоступных регионах перспективной добычи лития позволит ускорить ввод в эксплуатацию месторождений лития.

Предложения о господдержке были широко представлены в плане мероприятий по развитию отрасли редких и редкоземельных металлов на период 2022–2024 годов Ассоциации по РМ и РЗМ в январе 2023 года.

Если на практике будут реализованы меры по поддержке литиевой отрасли и будет упрощен порядок предоставления прав на опытно-промышленную добычу, работу в рамках закона о трудноизвлекаемых полезных ископаемых, то первая продукция из отечественного литиевого сырья может быть получена уже в 2024–2025 годах. ●

ИНК, активно развивающая газовое направление, планирует начать промышленное извлечение лития из пластовых вод Ярактинского месторождения в 2024 году

«Газпром» готовит проект получения лития и других ценных компонентов из пластовых рассолов Ковыктинского месторождения





Контент-анализ материалов зарубежных источников выполнила Елена Жук

G7 призывает «временно» инвестировать в газ

Лидеры G7 призвали ведущие экономики мира к ускорению действий по борьбе с изменением климата, обеспечивая при этом энергетическую безопасность, в том числе посредством инвестиций в газовый сектор в ответ на текущий энергетический кризис и возможные перебои с поставками газа, сообщает S&P Global. Для достижения успехов необходимо пересмотреть и укрепить целевые показатели национального вклада (Nationally Determined Contribution, NDC) на 2030 год и долгосрочные стратегии развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до Конференции ООН

по изменению климата COP28, которая состоится в Дубае в конце 2023 года.

Лидеры G7 выпустили коммюнике в ходе саммита G7 в Хиросиме в Японии, проведенного 19–21 мая 2023 года. В саммите, помимо стран «Большой семерки», приняли участие Австралия, Бразилия, Коморские Острова (председатель Африканского союза), Острова Кука (председатель Форума тихоокеанских островов, PIF), Индия (председатель G20), Индонезия (председатель АСЕАН), Южная Корея и Вьетнам.

«Мы призываем все стороны, особенно крупнейшие мировые экономики, чьи цели NDC к 2030 году или долгосрочные стратегии развития с низким уровнем выбросов парниковых газов еще не согласованы с траекторией ограничения глобального потепления до 1,5 °C и нулевого уровня выбросов не позднее 2050 года, пересмотреть и усилить цели NDC на 2030 год», – заявили лидеры G7, призвав все стороны взять на себя обязательство на COP28 достичь пиковых глобальных выбросов парнико-

вых газов незамедлительно, не позднее 2025 года.

Уголь не сдаётся

Лидеры G7 заявили, что будут «работать над прекращением строительства новых электростанций», функционирующих на угле. Учитывая различные позиции членов G7 в отношении отказа от угольной генерации с указанием сроков, достижение консенсуса по поэтапному отказу стало предметом спора.

Несмотря на отсутствие конкретных сроков, лидеры «Большой семерки» впервые подчеркнули свою приверженность ускорению постепенного отказа от ископаемого топлива для достижения чистого нуля в энергетических системах не позднее 2050 года в соответствии с траекториями, необходимыми для ограничения средних глобальных температур на 1,5 °C выше доиндустриального уровня.

Они признали, что в качестве потенциального пути достижения цели по 1,5 °C «следует развивать и использовать» низкоуглеродный и возобнов-

ляемый водород и его производные, такие как аммиак. Это может стать «эффективным инструментом сокращения выбросов для продвижения декарбонизации в различных секторах и отраслях, особенно в отраслях промышленности и транспорта, в которых достижение цели сопряжено со сложностями».

Отмечено, что в условиях необходимости ускорить внедрение ВИЭ «Большая семерка» внесла свой вклад в расширение их использования во всем мире, а также в снижении затрат за счет поэтапных шагов, в том числе коллективного увеличения мощности морской ветровой энергетики на 150 ГВт к 2030 году и фотоэлектрической солнечной энергетики до более чем 1 ТВт к 2030 году.

Инвестиции в газ как антикризисная мера

Отмечая глобальное влияние военных действий на поставки энергоресурсов, цены на газ и инфляцию, лидеры G7 заявили о необходимости ускорить поэтапный отказ от энергетической зависимости от России, в том

числе за счет энергосбережения и сокращения спроса на газ в соответствии с обязательствами Парижского соглашения.

В коммюнике подчеркивается важная роль, которую может сыграть в этом контексте увеличение поставок СПГ, и признается уместность инвестиций в этом направлении «в ответ на текущий кризис и для устранения потенциального дефицита газового рынка, вызванного кризисом».

Роль природного газа являлась еще одной областью разногласий между членами G7.

Подчеркивалась целесообразность поддерживаемых государством инвестиций в газовый сектор «в качестве временной меры с учетом четко определенных национальных обстоятельств». При этом обязательства должны осуществляться в соответствии «с климатическими целями без создания эффекта блокировки: например, путем обеспечения интеграции проектов в национальные стратегии развития низкоуглеродного и возобновляемого водорода».

«В исключительных обстоятельствах, связанных с ускорением поэтапной ликвидации на-

шей зависимости от российской энергетики, поддерживаемые государством инвестиции в газовый сектор могут быть уместны в качестве временной меры», – говорится в коммюнике.

Критические минералы

На саммите подчеркивалась растущая важность критически важных полезных ископаемых в различных областях, особенно для глобального перехода к чистой энергии, и необходимости управления экономическими рисками и рисками безопасности, вызванными уязвимыми цепочками поставок.

В последние годы внимание к важнейшим полезным ископаемым на встречах G7 в рамках усилий по достижению нулевой чистой экономики к 2050 году усилилось. Предполагалось, что спрос на литий, никель, кобальт и другие металлы, необходимые для аккумуляторов и технологий электрификации, резко возрастет, но возникли многочисленные проблемы в цепочках поставок для вывода этих сырьевых материалов на рынок.

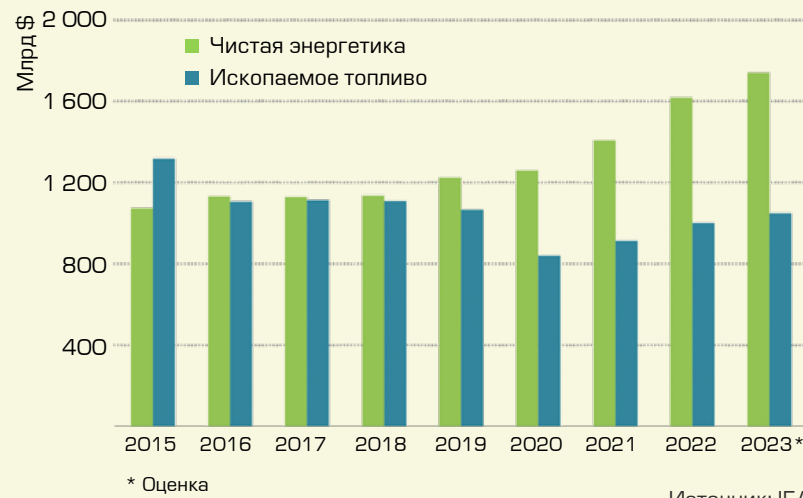
Прогноз IEA: Инвестиции растут и в ВИЭ, и в нефтегаз, и даже в уголь

Инвестиции в мировую энергетику в 2023 году составят около \$2,8 трлн, из которых предположительно более \$1,7 трлн будет затрачено на экологически чистые технологии, включая ВИЭ, электромобили, атомную энергетику, сети, хранение, топливо с низким уровнем выбросов, повышение эффективности и тепловые насосы. Это прогнозирует IEA в своем отчете World Energy Investment 2023, выпущенном в мае. В угольную и нефтегазовую отрасли уйдет оставшаяся часть, немногим более \$1 трлн, считает организация.



УГОЛЬ vs АТОМ

Глобальные инвестиции в чистую и ископаемую энергетику



Капитальные затраты нефтегазовой отрасли на альтернативы с низким уровнем выбросов, такие как чистая электроэнергия, чистые виды топлива и технологии улавливания углерода, в 2022 году составили менее 5% от ее расходов на разведку и добычу. Этот показатель мало изменился по сравнению с предыдущим годом, хотя у некоторых крупных европейских компаний эта доля повысилась.

Индия и Китай открывают новые шахты

Прогнозируется дальнейший рост инвестиций в угольную отрасль – на 10%, до \$150 млрд, уже сейчас инвестиции превышают уровень до пандемии. В 2022 году рост составил 20%, до \$135 млрд. Причем около 90% увеличения придется на Индию и Китай, нацеленных на расширение внутреннего производства и открытие новых угольных шахт.

В целом инвестиции в новые угольные электростанции в мире по-прежнему имеют тенденцию к снижению, но в 2022 году появился тревожный сигнал: получили одобрение проекты строительства новых угольных электростанций общей мощно-

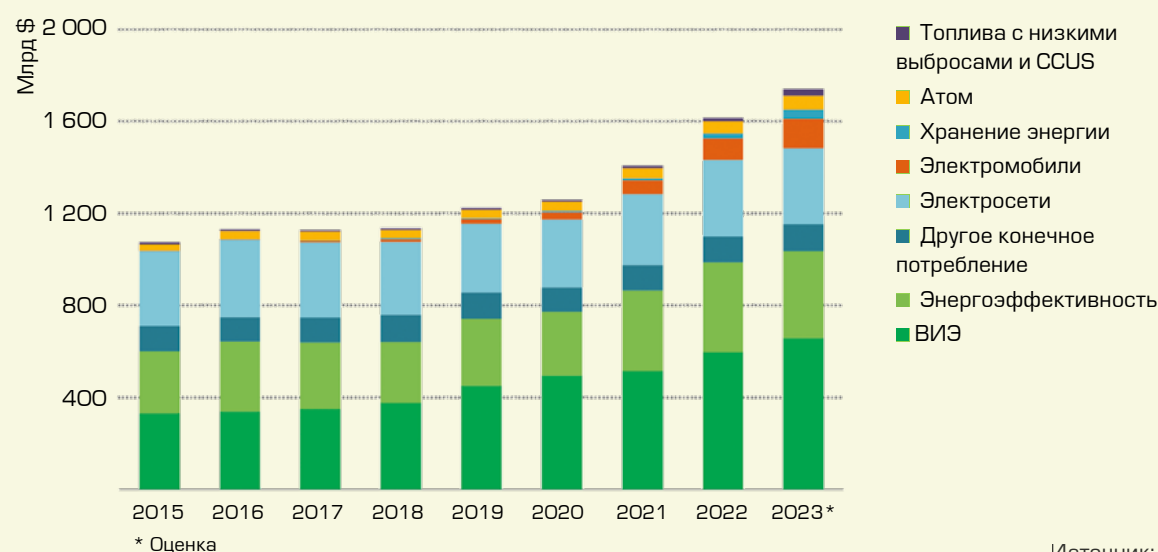
потрачена на дивиденды, выкуп акций и погашение долга.

Прогнозируемые инвестиции в ископаемое топливо в 2023 году увеличатся более чем в два раза по сравнению с уровнями, требуемыми к 2030 году в соответствии со сценарием IEA «Чистые нулевые выбросы к 2050 году». Мировой спрос на уголь в 2022 году достиг рекордно высокого уровня, а в этом году инвестиции в него почти в шесть раз превысят показатели, предусмотренные в 2030 году по сценарию Net Zero.

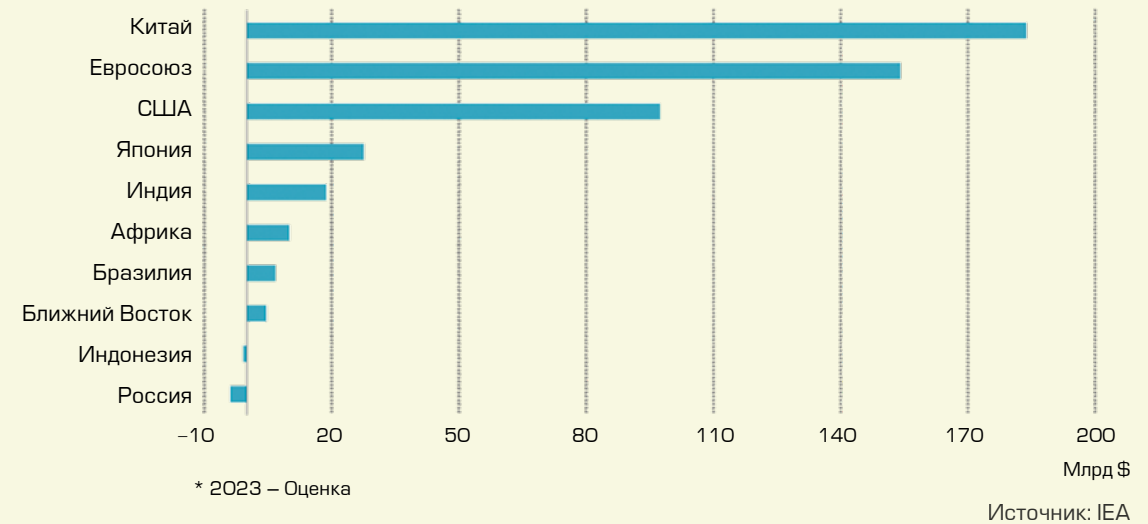
Ископаемые в тренде

Ожидается, что расходы на разведку и добычу нефти и газа в текущем году вырастут на 7%, до более \$500 млрд, вернувшись к уровню 2019 года. Лишь некоторые компании инвестируют больше, чем до пандемии COVID-19, – это крупные национальные нефтяные компании Ближнего Востока. Многие производители ископаемого топлива в прошлом году получили рекордную прибыль благодаря повышению цен на него, но большая часть этих средств была

Рост инвестиций в чистую энергию в мире по направлениям



Рост ежегодных инвестиций в чистую энергию по отдельным странам и регионам в период 2019–2023*



стью 40 ГВт. Это самый высокий показатель с 2016 года. Почти все эти электростанции – в Китае, что отражает его приоритет энергетической безопасности после серьезной напряженности на рынке электроэнергии в 2021 и 2022 годах. Это происходит несмотря на то, что одновременно Китай широко внедряет технологии с низким уровнем выбросов.

До 2025 года

Рост потребления угля IEA прогнозировало еще в конце 2022 года в ежегодном отчете Coal 2022. В нем отмечалось, что мировое потребление угля в 2022 году вырастет на 1,2%, впервые превысив 8 млрд тонн за год и побив предыдущий рекорд, установленный в 2013 году. Это обусловлено устойчивым ростом угольной энергетики в Индии и ЕС и небольшим ростом

в Китае; в США, напротив, отмечался спад.

Лидировал по потреблению угля сегмент электроэнергетики с прогнозом роста на уровне 2%, при этом потреблению угля в промышленности пророчили снижение более чем на 1%, в основном за счет сокращения производства чугуна и стали на фоне кризиса в экономике.

На установившемся в 2022 году уровне потребление угля останется до 2025 года, считают в IEA, поскольку снижение на зрелых рынках компенсируется сохраняющимся устойчивым спросом на развивающихся рынках стран Азии.

Уголь «временно» растет в Европе

В том же отчете по углю IEA отмечает, что в Евросоюзе потребление угля увеличивается

второй год подряд. В 2022 году потребление выросло на 6% по сравнению с предыдущим годом, достигнув рекордного уровня в 478 млн тонн. Сильный рост отмечен в Германии и Польше.

В качестве фактора, способствующего использованию угля в ЕС, агентство указало на зависимость Франции от атомной энергетики с вытекающей из нее потребностью в импортных мощностях. Поскольку часть французских ядерных реакторов уже некоторое время не работает, в любой момент времени требуется импорт мощности в объеме 15 ГВт.

Кроме того, в Германии возобновили работу 27 угольных электростанций общей мощностью 10 ГВт. Как пишет Euroactiv, это реальность, которую, по словам министра экономики и климата Германии Роберта Хабера, «трудно проглотить».

Германия: «Нет!» атому и «да»... углю

Германия стремится стать углеродно-нейтральной к 2045 году. Как сообщает агентство AP, правительство Германии признало, что в краткосрочной перспективе стра-

не придется в большей степени полагаться на загрязняющую окружающую среду уголь и природный газ для удовлетворения своих энергетических потребностей. Это происхо-

дит несмотря на предпринимаемые правительством шаги для значительного увеличения производства электроэнергии за счет солнечной и ветровой энергии.



Атомная электростанция Emsland в Германии закрылась 15 апреля 2023 года в числе трех последних АЭС страны

В апреле 2023 года Германия отключила три последние работающие АЭС Isar 2, Neckarwestheim 2 и Emsland в Нижней Саксонии.

Но поскольку другие промышленно развитые страны, такие как США, Япония, Китай, Франция и Великобритания, рассчитывают, что атомная энергия заменит ископаемые виды топлива, решение Германии прекратить использование обоих видов топлива вызвало скептицизм внутри страны и за рубежом.

Сторонники ядерной энергетики раскритиковали решение Германии, указывая, что это может нанести удар по технологии, которую они считают чистой и надежной альтернативой ископаемому топливу. Десятки ученых, в том числе Джеймс Хансен, бывший эксперт НАСА по климату, которому приписывают привлечение внимания общественности к глобальному потеплению в 1988 году, направили канцлеру Германии Олафу Шольцу письмо с призывом сохранить работу атомных станций.

Защитники атомной энергии считают, что в первую очередь следует отказаться от ископаемого топлива в рамках глобальных усилий по сдерживанию изменения климата, поскольку ядерная энергетика производит гораздо меньше парниковых газов и безопасна при правильном управлении.

Премьер-министр Баварии Маркус Зёдер, поддержавший

первоначальный крайний срок, установленный в 2011 году, когда лидером Германии была канцлер Ангела Меркель, назвал остановку атомных станций «абсолютно ошибочным решением».

«В то время как многие страны мира развивают ядерную энергетику, Германия делает противоположное, – сказал Зёдер. – Нам нужны все возможные виды энергии. В противном случае мы рискуем повысить цены на электроэнергию и уйти из бизнеса».

Уголь с ветром

В 2022 году, как и в предыдущие годы, основным источником для производства электроэнергии в Германии был уголь. На основании предварительных результатов в марте 2023 года Destatis сообщил, что ровно треть (33,3%) электроэнергии, произведенной и подаваемой



в сеть в Германии, в 2022 году была выработана угольными электростанциями, тогда как в 2021 году – 30,2%. Выработка электроэнергии на угле выросла на 8,4%.

На втором месте по объему выработки оказалась энергия ветра. После относительно безветренного предыдущего года ее доля увеличилась на 9,4%, почти до четверти от общего объема производства электроэнергии (24,1% против 21,6% в 2021 году).

Всего в 2022 году в Германии было произведено и передано в сеть 509 млрд кВт-ч электроэнергии – на 1,9% меньше, чем в 2021 году.

Кто за, кто против

Германия планирует заменить примерно 6% электроэнергии, вырабатываемой закрывшимися в апреле 2023 года тремя атомными электростанциями, энергией возобновляемых источников, а также газа и угля. При этом более 30% энергии в Германии до сих пор производится из угля, самого грязного из ископаемых видов топлива. Поэтому принятые правительством решения о переходе на уголь для обеспечения энергетической безопасности являются довольно противоречивыми. Авторы статьи в CNN, посвященной окончательному закрытию эры атомной энерге-

тики в Германии, кратко коснулись аналогичных тенденций в других государствах.

Многие страны идут по тому же пути, что и Германия, отказываясь от атомной энергетики, констатируют авторы. В 1980-х годах Дания приняла резолюцию не строить атомные электростанции, в 2017 году Швейцария проголосовала за поэтапный отказ от атомной энергетики, Италия закрыла свои последние реакторы еще в 1990 году, а единственная атомная станция в Австрии никогда не использовалась.

Однако в контексте событий на Украине, резкого роста цен на энергоносители и давления, направленного на сокращение выбросов углекислого газа, ряд стран по-прежнему хочет иметь атомную энергию в своей энергетической корзине.

Так, Великобритания в процессе строительства атомной электростанции заявила в своей недавно выпущенной климатической стратегии, что атомная



АЭС Vogtle, США

энергетика играет решающую роль в «создании безопасной, доступной и чистой энергии».

Франция, которая получает около 70% энергии от атомной энергетики, планирует построить шесть новых реакторов. Финляндия в прошлом году открыла новую атомную электростанцию. Даже Япония, все еще

борющаяся с последствиями Фукусимы, рассматривает возможность перезапуска реакторов.

В США, крупнейшей в мире стране по выработке электроэнергии АЭС, также инвестируют в атомную энергетику и в марте запустили новый атомный реактор Vogtle 3 в Джорджии, первый за многие годы.

Нефтесервис: Ковать железо, пока горячо

Потенциальные проблемы в области глобальной энергетической безопасности вызвали всплеск инвестиций в нефтегазовую отрасль. Однако он носит временный характер, и сервисным компаниям следует извлекать прибыль прямо сейчас, прежде чем внимание будет снова сосредоточено на энергетическом переходе, считают в Rystad Energy. По данным исследования компании, с начала событий на Украине ожидаемые инвестиции в ископаемое топливо в 2022 и 2023 годах выросли на \$140 млрд. Ранее общая сумма за два года прогнозировалась на уровне \$945 млрд, но поскольку ситуация вызвала

дефицит и заоблачные цены, ожидаемые расходы подскочили почти до \$1,1 трлн.

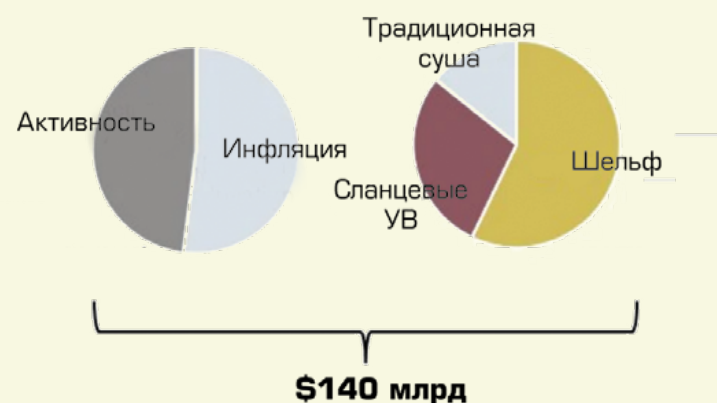
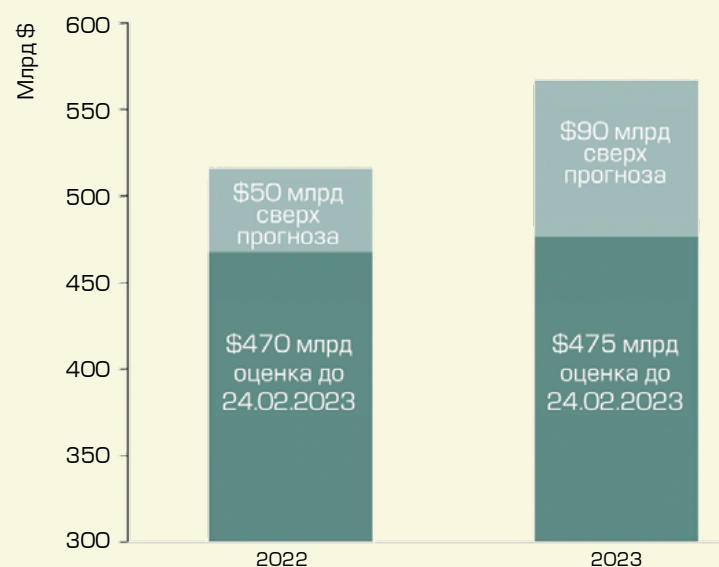
В росте на \$140 млрд центральное место заняла добыча из сланцевых пород, где дополнительное повышение составило \$80 млрд, поскольку активность выросла на 30%, а цены на нефтесервисные услуги рванули вверх, увеличившись почти на 50%. Добыча на шельфе выросла на \$40 млрд, по другим видам деятельности на суше увеличение составило \$20 млрд.

Использовать момент

«Сервисные компании должны максимально исполь-



Глобальные нефтегазовые инвестиции



Источник: Rystad Energy

зовать этот подъем сейчас, но при этом твердо смотрят в будущее. Энергетический переход не замедляется, уже приближаются огромные волны инвестиций в ВИЭ и чистые технологии. Сервисные компании должны адаптировать свои предложения сейчас, чтобы в полной мере извлечь выгоду из неизбежной «зеленой революции» и обеспечить себе долгосрочный успех», – говорит Аудун Мартинсен, руководитель отдела исследований цепочки поставок Rystad Energy.

Внезапно возникшая в 2022 году потребность в расширении деятельности

по разведке и добыче за счет большего количества буровых установок, законченных скважин и разрешений на разработку новых месторождений была настолько значительной, что цепочка поставок нефтесервиса не смогла удовлетворить рекордный спрос на услуги и оборудование на сланцевом, шельфовом и традиционном рынках. В результате цены на сервис выросли; более половины дополнительных расходов на данный момент привели скорее к увеличению прибыли поставщиков на пять процентных пунктов, чем к увеличению активности.

Низкоуглеродное отставание – временно

Озабоченность энергетической безопасностью привела к значительным дополнительным инвестициям в нефть и газ, скорректировав прогнозы по расходам в сторону увеличения и отодвинув ожидаемые сроки пикового спроса на нефть во времени. Первая волна дополнительных расходов за последние 15 месяцев в основном пришлась на нефть и газ, в то время как низкоуглеродные отрасли столкнулись с замедлением из-за высокой инфляции и дефицита в цепочке поставок.

Разумеется, объемы расходов на низкоуглеродные источники восстановятся, поскольку энергетическая безопасность заключается не только в гарантировании безопасности поставок нефти и газа здесь и сейчас, но и в обеспечении более чистой энергии в будущем.

Закон США о снижении инфляции и недавно объявленные в Европейском союзе законы о важнейших сырьевых материалах и технологиях (закон «О чистой промышленности» направлен на преодоление зависимости от третьих стран в поставках зеленых технологий, закон «О важнейших сырьевых материалах» – на повышение самообеспечения ЕС в поставках сырья; законопроект представлен ЕК в середине марта 2023 года. – Прим. ред.) призваны усилить крупный инвестиционный цикл, намечающийся в секторах ВИЭ и чистых технологий. Солнечная энергия, ветер, улавливание углерода, водород и аккумуляторы – все это рынки, которые выигрывают от политики поддержки, направленной на ускорение внедрения низкоуглеродных технологий и создание местных цепочек поставок.

Режим экономии газа в Европе продлили на год

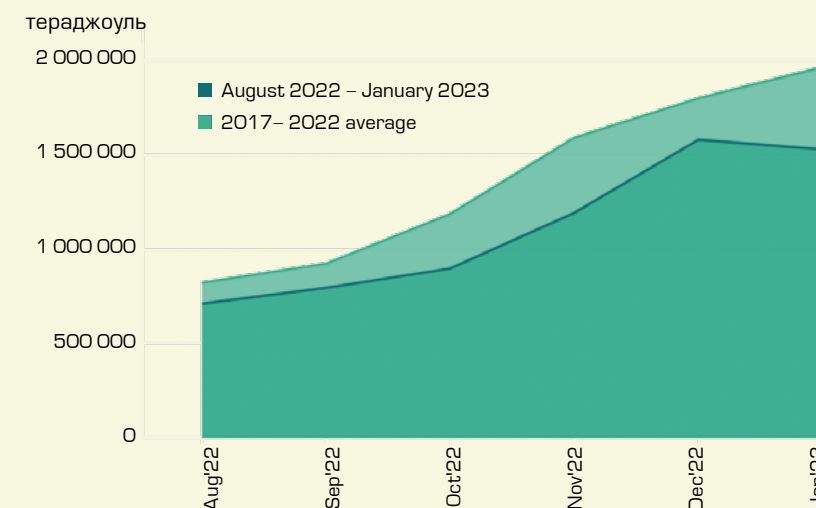
С 1 апреля вступило в силу постановление Совета ЕС, продлевающее добровольное сокращение потребления газа государствами-членами на установленном уровне 15% на один год. Как и в первоначальном, прошлогоднем постановлении, действовавшем с 9 августа, документ сохраняет за Советом возможность инициировать «предупреждение союза» о безопасности поставок – в этом случае сокращение потребления газа станет обязательным (см. «Страны ЕС обязались сократить потребление газа зимой на 15%», «Газовый бизнес» № 2, 2022, с. 60).

Новый регламент распространяется на сокращение потребления в период с 1 апреля 2023 по 31 марта 2024 года относительно аналогичного среднего показателя в период с 1 апреля 2017 по 31 марта 2022 года. Государства-члены могут самостоятельно выбрать меры для достижения цели.

Регламент включает новое положение, касающееся определения эталонного потребления газа для решения проблемы увеличения потребления газа в государстве-члене, вызванной переходом с угля на газ в централизованном теплоснабжении.

За период с августа 2022 по январь 2023 года страны ЕС в общей сложности сократили объем потребляемого природного газа на 19%, около 41,5 млрд м³. Объем экономии природного газа сильно отличается для разных государств-членов: у одних он незначителен, у других – более чем на 40%.

Сокращение потребления газа в Евросоюзе



Источник: Eurostat

Коллективный тендер ЕС по закупке газа

Еврокомиссия в середине мая 2023 года отчиталась об успешном проведении первого в истории международного тендера на совместную закупку газа государствами ЕС, объявленного ЕК за неделю до этого.

Объединение спроса и совместные закупки – инициатива в рамках Энергетической платформы ЕС, созданная для отработки диверсификации поставок газа в страны Евросоюза. Предусматривающий организацию совместных закупок природного газа компаниями стран ЕС механизм AggregateEU был запущен ЕК 25 апреля 2023 года. Он управляется немецкой компанией Prisma European Capacity Platform GmbH.

Используя общий коммерческий вес, ЕС удалось привлечь заявки от 25 компаний-поставщиков, эквивалентные более 13,4 млрд м³ газа.

Предложения международных поставщиков на платформе уже согласованы с запросами европейских потребителей на 10,9 млрд м³. Этот объем включает 8,7 млрд м³ трубопроводного газа и 2,2 млрд м³ СПГ. Далее компании ЕС смогут обсудить условия контрактов на поставку напрямую с компаниями-поставщиками, без участия Еврокомиссии.

Заместитель председателя ЕК Марош Шефчович сообщил, что на платформу закупки газа и агрегации спроса

AggregateEU, представляющую операторов и промышленных потребителей газа, подписались более 110 компаний.

ЕС установил агрегирование спроса как обязательное, при этом государства – члены ЕС должны были представить через платформу 15% от своих



90-процентных целевых показателей хранения на предстоящий сезон заполнения хранилищ 2023/2024.

По данным ЕК, закупки газа устанавливаются на уровне не менее 5 ГВт·ч в рамках тен-

деров по национальным точкам балансировки и 300 ГВт·ч в тендерах на СПГ, в обоих случаях в зависимости от местоположения и месяца.

Предполагается, что тендеры будут проводиться каждые два

месяца до конца года. ЕК рассчитывает, что платформа позволит агрегированным покупателям добиться более выгодных цен на газ после их взлета в Европе до рекордно высокого уровня прошлым летом.

Расследование подрыва «Северного потока» планируют завершить осенью

Косени 2023 года Швеция рассчитывает установить, кто стоял за диверсией на газопроводе «Северный поток», сообщил каналу Sveriges Radio прокурор Матс Лjungквист, ведущий расследование в стране, передает Reuters. По словам шведского прокурора, он встретился с немецким коллегой, была проведена совместная работа.

Разрыв газопровода «Северный поток» и недавно построенного «Северного потока – 2», соединяющих Россию и Германию через Балтийское море, произошел в сентябре 2022 года в результате нескольких подводных взрывов. Взрывы случились в экономических зонах Швеции и Дании, обе страны заявляют об их преднамеренном характере.

Германия подтвердила, что в январе 2023 года был проведен обыск на судне, которое, возможно, использовалось для перевозки взрывчатых веществ, предназначавшихся для взрыва трубопроводов. Немецкие СМИ сообщали, что судно могла использовать небольшая украинская или проукраинская группировка.

Как говорил Лjungквист в апреле Reuters, основной сценарий заключался в том, что за нападением стояло государство или группа, поддерживаемая государством.

«Я думаю, что эта гипотеза подтверждается в ходе расследования», – сообщил он шведскому радио.



Engie отводит газу «ключевую роль» к 2050 году

Для удовлетворения потребностей Европы в декарбонизированной электроэнергии к 2050 году производство энергии ветра и солнца необходимо увеличить в шесть раз, подсчитала французская энергетическая компания Engie. Компания впервые обнародовала свое видение энергетического будущего для Европы (15 стран) с сокращением выбросов в ЕС к 2030

году минимум на 55% по сравнению с 1990 годом и достижением углеродной нейтральности к 2050 году, отмечает ресурс DayFREuro. При этом компания отстает «ключевую роль» газа в сценарии, описывающем траекторию декарбонизации для Европы.

Согласно моделям Engie, производство солнечной и ветровой энергии достигнет 78% от общего производства элек-

троэнергии в Европе в 2035 году (3772 ТВт·ч) и 90% в 2050 году (4772 ТВт·ч) в сравнении с 39% сегодня.

По причине нестабильного характера этих видов генерации электричества к 2050 году также необходимо будет в четыре раза увеличить балансирующие мощности, до 820 ГВт, прибегнув к аккумуляторным накопителям, гидроаккумуляторам в гидроэлектростанциях

и электростанциям, работающим на безуглеродном газе.

Компания верит в «прагматичный» подход. «Нам придется задействовать абсолютно все возможные рычаги, чтобы обеспечить эту декарбонизацию», – сказала гендиректор компании Кэтрин МакГрегор.

Наряду с действиями в направлении энергоэффективности группа заявляет о «ключевой роли» в энергопереходе газа, который будет «полностью безуглеродным к 2050 году» (245 ТВт·ч). Engie, исторически ориентированная на газ, выступает против возможного запрета на установку газовых котлов в пользу электрических тепловых насосов и отстаивает преимущества биометановых

и гибридных котлов (газовых и электрических). Аргументом в пользу гибридного решения также служит возможность его реализации местной промышленностью, тогда как тепловые насосы зачастую импортируются из Китая.

По сценарию компании газу будет отводиться не только балансирующая роль. В частности, Engie отстаивает сохранение доли газа для отопления домов.

Продвижение газа идет вразрез с планами правительства Франции, недавно начавшего публичные консультации по постепенному запрету газовых котлов, которыми в настоящее время оборудовано 12 млн домохозяйств страны, что вызвало возмущение в отрасли.



Планируется, что потребление метана к 2050 году будет сокращено вдвое, при этом две трети потребления составит биометан.

FTI: Безопасность газоснабжения Европы – кто сколько за нее заплатит

Консалтинговая компания FTI Consulting провела обзор правительственных мер, направленных на укрепление безопасности газоснабжения в Европе и возложенных на участников газового рынка. Из 23 основных новых мер, реализованных с начала событий на Украине, 14 были направлены на совершенствование газовой инфраструктуры, в частности на увеличение мощностей по регазификации и хранению СПГ, а также мощно-

стей по транспортировке газа. Из оставшихся девяти мер наиболее заметными были заключение контрактов на поставку нового газа не из России и обеспечение заполнения существующих газохранилищ.

Европейские правительства поручили различным организациям внедрить новые меры безопасности поставок без учета единого подхода в рамках блока. За исключением мер по заключению контрактов на поставку,

осуществляемых национальными газовыми компаниями, санкционированные правительством меры были реализованы операторами ГТС либо другими участниками газового рынка.

Затраты на реализуемые меры оказались различны. Так, в части новых мощностей по регазификации СПГ правительство Германии заплатило самую высокую среднюю стоимость – €218 млн за 1 млрд м³ добавленной годовой мощности, что в три раза больше, чем соседние Нидерланды (€63 млн/млрд м³), отмечает FTI Consulting.



Наращивание мощностей регазификации

Ставшее самой популярной мерой, принятой правительствами 10 стран (включая Германию, Грецию, Италию, Испанию и Нидерланды), увеличение мощностей по регазификации

Затратность наращивания регазификационных мощностей для отдельных стран ЕС*

Страна	Удельные расходы на 1 млрд м ³ , млн €	Общая сумма затрат, млн €	Объемы увеличения мощности, млрд м ³
Германия	218	6,650	30.5
Финляндия	92	460	5.0
Италия	73	730	10.0
Нидерланды	63	500	8.0
Хорватия	52	180	3.5
Эстония	38	100	2.6
Греция	34	700	20.6

* Ожидаемые показатели, оценка.

Источник: FTI Consulting

СПГ вылилось в аренду в общей сложности 17 плавучих хранилищ и регазификационных установок (ПРГУ), а также в рост мощностей на двух существующих ПРГУ и двух неплавучих терминалах СПГ. Все это повысило годовую мощность регазификации Европы на 100 млрд м³.

Кроме того, греческому оператору национальной газотранспортной сети DESFA было поручено увеличить мощность имеющегося хранилища СПГ, зафрахтовав на 12 месяцев плавучее хранилище.

В плане газопроводной инфраструктуры новые меры включали увеличение пропускной способности продления Южного газового коридора в направлении Центральной Европы до 20 млрд м³/г, содействие строительству Балтийского трубопровода пропускной способностью 10 млрд м³/г, соединяющего Норвегию, Данию и Польшу, а также активацию реверсных режимов между Францией и Германией.

Германия заплатит по двойной цене

По оценкам FTI Consulting, затраты правительства Германии, достигшие в среднем €218 млн на каждый млрд м³ добавленных мощностей по регазификации, примерно на 150% выше, чем в среднем по Европе, и более чем в шесть раз превышают стоимость расширения мощностей по регазификации в Греции, где, по оценкам, расходы, понесенные в расчете на один дополнительный млрд м³, составили €34 млн.

В большинстве стран затраты на новые меры ложатся на потребителей газа за счет повышения сетевых тарифов и/или налогов. Например, в Германии увеличение мощности по регазификации за счет плавучих регазификационных установок (FSRU, ПРГУ) оплачивается исключительно налогоплательщиками, аналогичные расходы распределяются между налогоплательщиками и потребителями газа в Польше, Хорва-

тии и Греции и возлагаются исключительно на потребителей газа во Франции, Нидерландах или Италии. Также в Италии налогоплательщики несут расходы исключительно на наполнение газовых хранилищ, а в Австрии они разделяют эти расходы с потребителями газа.

Перекосы и вероятность внутренней конкуренции

Неравномерные подходы к возмещению затрат на меры по обеспечению газовой безопасности могут привести к возможным перекосам в конкуренции между европейскими потребителями газа, поскольку с потребителей газа (на некоторых странах (например, в Германии, Италии, Польше) не будет взиматься (вся) стоимость обеспечения поставок газа, а в других им придется оплачивать все эти расходы через счета за газ, заключает FTI Consulting.

IEEFA: Перестраховка. Риск избыточности СПГ-мощностей в Европе

Институт экономики энергетики и финансового анализа (IEEFA) в конце марта 2023 года запустил новый информационный продукт European LNG Tracker – первый полностью общедоступный интерактивный набор данных для визуализации быстрого распространения СПГ в Европе.

Аппетит Европы к СПГ сегодня подталкивает к увеличению мощностей по его импорту на треть. Вместе с тем несоответствие между будущим спросом на СПГ и возможностями импорта может привести к тому, что к 2030 году неиспользуемые мощности составят 200–250 млрд м³, отмечает институт в своем исследовании. Это эквивалентно примерно половине общего спроса ЕС на газ в 2021 году, составлявшего 413 млрд м³.

Исходя из текущих планов развития инфраструктуры, мощность СПГ-терминалов в Европе в 2030 году может превысить 400 млрд м³. Спрос на СПГ к этому моменту будет колебаться от 150 млрд м³ по прогнозу IEEFA до 190 млрд м³ по прогнозу S&P Global.

Значительное расхождение между строящейся инфра-

структурой регазификации и запланированным и прогнозируемым спросом на СПГ наблюдается во всех странах, для которых проводился анализ. Самый высокий риск появления незадействованных активов в 2030 году ожидается в Испании (50 млрд м³), Турции (44 млрд), Великобритании (40 млрд), Франции (14 млрд), Италии (10 млрд) и Германии (9 млрд м³).

Несколько стран объявили о новых проектах СПГ или расширении существующих в попытке разорвать связи с Россией, включая Германию (3 наземных и 6 плавучих установок), Италию (2 ПРГУ), Грецию (2 ПРГУ), Нидерланды (1 ПРГУ) и Францию (1 ПРГУ).

К 2030 году IEEFA прогнозирует коэффициент использования европейских терминалов СПГ на уровне 36%, включая те, которые в настоящее время планируются и строятся.

«Дорого и бесполезно»

«Это самая дорогая и бесполезная политика страхования в мире. Европа должна тщательно

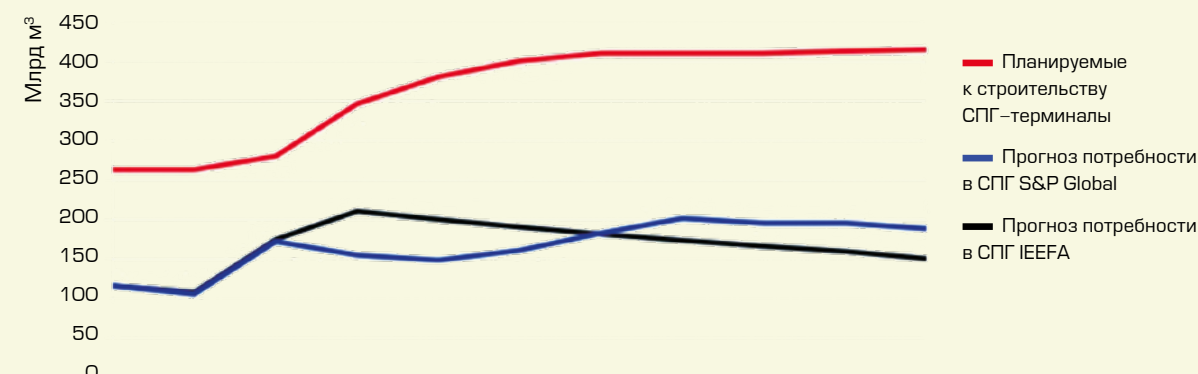
сбалансировать свои газовые и СПГ-системы, не допуская перекоса от надежности к избыточности. Расширение европейской инфраструктуры СПГ не обязательно повысит надежность, есть реальный риск того, что активы могут оказаться незадействованными», – отметила Ана Мария Джаллер Макаревич, автор анализа и аналитик по энергетике IEEFA Europe.

«Сети со слишком сложными техническими характеристиками обходятся дорого в строительстве и обслуживании. Решения о расширении европейской инфраструктуры СПГ должны основываться на будущих потребностях спроса и учитывать, что ЕС планирует сократить спрос на газ как минимум на треть к 2030 году», – добавила она.

Рост закупок российского СПГ

Хотя поставки российского трубопроводного газа в 2022 году значительно сократились, импорт СПГ увеличился до 20,2 млрд м³ против 18 млрд м³ годом ранее.

Планы повышения мощностей регазификации в Европе в сравнении с прогнозами потребности в СПГ*



* 2020–2030 гг.

Источники: S&P Global, GIE, IEEFA

Крупнейшими импортерами российского СПГ в 2022 году были Франция (7,4 млрд м³), Испания (5,2 млрд м³) и Бельгия (3,0 млрд м³). Импорт СПГ из России увеличился на 58% во Франции и Бельгии и на 50% в Испании.

Спрос на СПГ в Европе начнет снижаться

В целом импорт СПГ в Европу увеличился на 60% в 2022 го-

ду, поступаая в основном от трех крупнейших экспортеров: США (+143%), Катара (+23%) и России (+12%).

Крупнейшими импортерами СПГ в прошлом году были Франция (35,7 млрд м³), Испания (29,5 млрд) и Великобритания (26,5 млрд), за которыми следуют Нидерланды (17,1 млрд), Турция (15,5 млрд), Италия (14,8 млрд) и Бельгия (12,9 млрд м³).

В Бельгии отмечен самый большой рост импорта СПГ в 2022 году по сравнению с 2021 годом (136%), за ней следуют Франция (96%), Нидерланды (94%), Литва (88%) и Великобритания (71%).

Ожидается, что спрос на СПГ вырастет в 2023 году, но в последующие годы будет снижаться, в основном из-за прогнозируемого сокращения спроса на газ в странах ЕС.

Wood Mackenzie: Поможет ли Африка решить проблему газоснабжения Европы?



Coral, Мозамбик

Планы удвоить поставки СПГ из Африки в ближайшее десятилетие будут приветствоваться европейскими покупателями. Но за коммерциализацию богатых природных ресурсов Африке при-

ходиться бороться, отмечает Wood Mackenzie. Проекты, как правило, сопряжены с существенными рисками, которые ограничивают экспорт, задерживают запуск проектов и даже препятствуют принятию ОИР.



Tortue, Сенегал/Мавритания

Почему Африке сложно экспортировать газ?

Корень проблем достаточно глубокий, вряд ли они будут решены в ближайшее время. Африка страдает от хронической нехватки инвестиций, а энергопереход ведет к снижению долгосрочного спроса на ископаемые виды топлива.

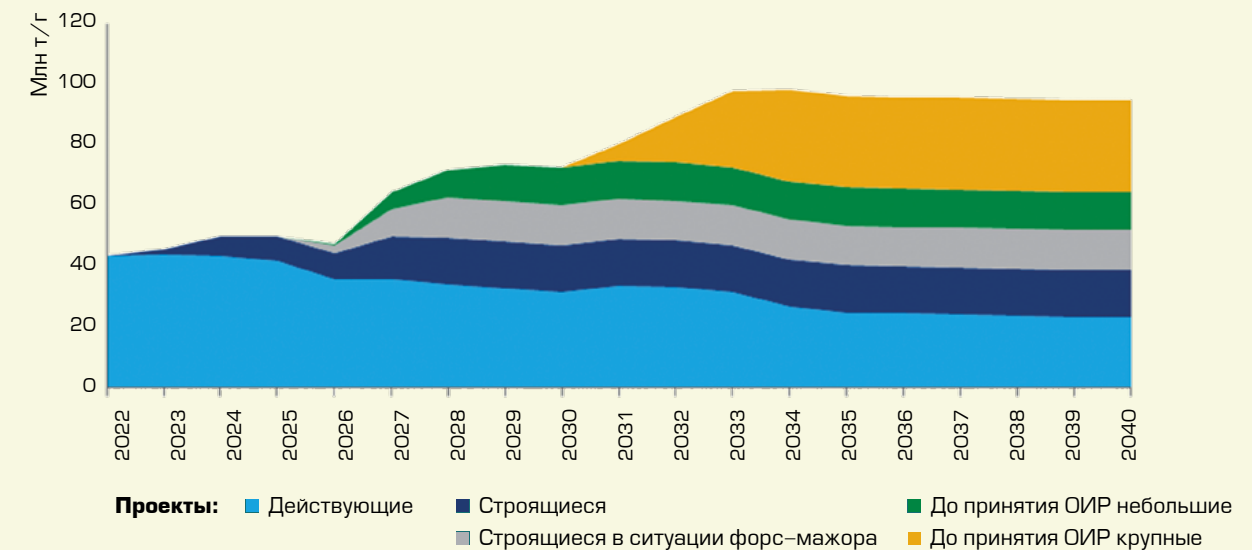
Некоторые богатые газом регионы ненадежны из-за вооруженных конфликтов. Инфраструктура часто отсутствует и уязвима для саботажа. Добавьте к этому растущую приоритетность отечественного газа в качестве источника энергии – и станет понятна проблема экспортного потенциала.

Возможен рост, но не сразу

Дополнительным источником газа для Европы может стать Северная Африка, особенно если удастся оптимизировать существующую трубопроводную инфраструктуру.

Кроме того, новые проекты СПГ запланированы в странах Африки к югу от Сахары, но рост до 2030-х годов будет зависеть от своевременных инвестиций в разведку и добычу. Потребуется несколько лет

Потенциал производства СПГ в Африке



Источник: Wood Mackenzie

для начала производства на новых проектах СПГ.

Если две трети будущих мощностей Африки приходятся на крупномасштабные проекты с высокой степенью риска, то в краткосрочной перспективе мощность будет обеспечиваться плавучими проектами по производству СПГ. По прогнозам, они обеспечат 100% роста до 2026 года. Ожидается, что к 2025 году проекты Tortue на границе Мавритании и Сенегала и Coral в Мозамбике будут экспортировать около 6 млн тонн в год.

Эти небольшие проекты плавучих СПГ-заводов имеют ряд преимуществ, включая более короткие сроки выполнения заказов и повышенную гибкость для реагирования на рыночные условия. Они также удалены от наземных рисков, отмечает Wood Mackenzie.

В качестве примера можно привести проект Eni Marine XII FLNG в Конго, который считается ведущим новым плавучим проектом СПГ. Ожидается, что с использованием современной технологии сжижения, двух прибрежных барж СПГ и пла-

вучего хранилища объем производства составит 3 млн тонн в год в ближайшие три года.

Плавучие проекты перспективнее

В Северной Африке имеется газовая инфраструктура, связывающая ее с Европой, но доставлять газ из региона непросто, а существующие трубопроводы используются далеко не полностью. Напряженность в отношениях между Марокко и Алжиром привела к сокращению экспорта в Испанию, трубопровод Greenstream в Италию используется недостаточно из-за отсутствия безопасности и ограничений на подачу газа в Ливии.

Длительные сроки поставки делают создание новых газопроводов рискованным занятием. На строительство протяженного трубопроводного соединения Африки с Европой уйдут десятилетия, что не привлекает инвесторов.

Восточная Африка располагает потенциалом удвоения предложения к 2035 году, но остается «темной лошадкой». Несмотря на признаки возмож-



Tango FLNG, Конго

ного перезапуска Mozambique LNG и Rovuma LNG, безопасность – это не единственная проблема, требуется улучшение экономики проектов.

Намибия – новый фронт африканского СПГ?

В 2022 году Намибия дважды «взяла золото», пишет Wood Mackenzie. В первый раз – с ме-

сторожением Graff, крупнейшим открытым в регионе с 1996 года, которое впоследствии превзошло месторождение Vepus, возможно, крупнейшее открытие в Африке к югу от Сахары. Недавнее открытие Jonker подтвердило огромный потенциал бассейна Orange.

Эти находки еще предстоит точно оценить, но речь идет о нескольких миллиардах баррелей и нескольких триллио-

нах кубических футов ресурсов. Хотя нефтяное месторождение в таком сверхглубоком пограничном регионе можно освоить достаточно быстро, ввод в эксплуатацию залежей газа способен занять более 15 лет.

Несмотря на то, что Намибия необязательно предложит немедленные решения, она указывает на то, как много способно дать Африка и как быстро может измениться картина.

Rystad Energy: Глобальный рынок СПГ и временный дефицит

Напряженность на международных рынках природного газа и СПГ сохраняется, несмотря на риск краткосрочного избытка предложения. По этой причине в Rystad Energy ожидают, что цены будут расти с приходом зимы.

В течение следующих нескольких лет Европе придется продолжать сдерживание спроса на 12% по сравнению со средним показателем за пять лет, что может оказаться сложным в случае холодной зимы. Разница между мягкой и холодной зимой имеет выражение в объеме до 30 млрд м3, около 6–7% от общего потребления Европы. Таким образом, в ближайшие три года напряженность на рынке сохранится в ожидании появления новых



поставок СПГ недавно утвержденных проектов. Иными словами, в будущем ожидается волатильность рынка с реакцией на события или шоковыми потрясениями из-за действий Китая, европейских предприятий или простоев СПГ-заводов.

За первые пять месяцев 2023 года было выведено из строя около 4,2 млн тонн мощности по сжижению, из них 3,2 млн тонн – незапланированно. Проект Freeport LNG, где в июне прошлого года из-за взрыва были выведены мощности объемом 15,3 млн тонн в год, в феврале постепенно возобновил работу. Норвежский Snøhvit LNG (Hammerfest LNG, год назад возобновивший работу после крупного пожара и двухлетнего восстановления. – Прим. ред.), австралийский Prelude и Corpus Christi в США в 2023 году также сталкивались с перебоями в работе. Ожидается, что крупномасштабные перебои окажут сильное влияние на рынок в будущем, особенно зимой.



Новые проекты

В 2023 году окончательное одобрение инвестиций в США получили проекты Port Arthur LNG компании Sempra (производительность 13,5 млн тонн в год) и Plaquemines LNG компании Venture Global (10 млн т/г). Катар также продвинулся вперед с линиями 12 и 13 расширения North Field, которые добавят 15,6 млн т/г новых мощностей к 2028 году. Хотя в 2023 году были подписаны долгосрочные контракты на 11,6 млн т/г, заключение новых контрактов может замедлиться из-за более мягких рыночных условий и более низких цен.

Поскольку мировые цены на газ вернулись к однозначным показателям, внимание обращается на следующий этап разработки проекта и надвигающийся переизбыток предложения в конце этого десятилетия. Гонка ОИР, начавшаяся в 2022 году, по-видимому, замедлилась, поскольку постоянная инфляция и нехватка рабочей силы повысили оценки капиталовложений на фоне ужесточения процент-

ных ставок. Недавнее ужесточение политики Министерства энергетики США в отношении продления разрешений на экспорт в страны, не входящие в соглашение о свободной торговле (FTA), делает более туманными перспективы реализации проектов на побережье Мексиканского залива США. Так, проекту Energy Transfer в Лейк-Чарльзе мощностью 18 млн т/г, газ которого продан более чем на 50% по долгосрочным контрактам, недавно было отказано в продлении на этом основании.

В перспективе ввод объектов Golden Pass и Plaquemines Phase 1 в США приведет к увеличению производства СПГ, но это произойдет не раньше 2024 года. Таким образом, дополнительные объемы вряд ли окажут поддержку мировым рынкам в этом году.

Дефицит СПГ к концу года?

В условиях недостатка поставок при отсутствии новых заводов по производству СПГ к кон-

цу 2023 года на мировом рынке с большой вероятностью образуется дефицит предложения, считает Rystad Energy. Ожидается, что Европа и Азия продолжат конкурировать.

Из-за продолжающегося снижения мировых эталонных показателей по газу (TTF и JKM) участники рынка рассмотрели возможность отмены поставок СПГ из США. По мнению Rystad Energy, это сценарий с очень низкой вероятностью, поскольку мировые цены по-прежнему остаются намного выше уровней, которые могут привести к остановке производства.

Мировой спрос на газ может упасть до нижнего предела ожиданий, поскольку восстановление промышленного спроса в ЕС остается недостижимым, но прогнозируется, что во второй половине 2023 года спрос на газ будет выше, чему поспособствует спрос в Европе и Азии, обусловленный погодными условиями.

Риск высокого спроса этим летом будет оказывать повышающее давление на рынок СПГ.

Прогноз: Водород не согреет

Метаанализ, проведенный консорциумом немецких научно-исследовательских институтов от имени правительства Германии, показал, что использование водорода для декарбонизации «станет неизбежным... при дости-

жении 80% порога сокращения выбросов парниковых газов по сравнению с уровнем 1990 года», рассказывает Recharge.

Однако к 2050 году водород будет обеспечивать лишь 4–11% конечного мирового энергопотребления, при этом основным

фактором климатической нейтральности является «резкое снижение конечного энергопотребления за счет мер по повышению энергоэффективности и прямой электрификации».

«Фактическое увеличение использования водорода будет



зависеть от страны, поскольку оно определяется амбициями государств по климатической нейтральности и существующей инфраструктурой», – отмечается в исследовании под названием «Спрос на водород в будущем: межотраслевой глобальный метаанализ».

Наибольшая доля водорода и его производных в общем энергопотреблении будет приходиться на транспорт, включая судоходство и авиацию. Средняя доля водорода в конечном энергопотреблении для этого сектора составит в мире 16%, а, например, в ЕС – 28%.

Дорожные транспортные средства на топливных элементах, работающие на водороде, имеют «энергоэффективность полного цикла» 34% по сравнению с 77% для аккумуляторных

электромобилей. Иными словами, каждые 100 кВт·ч потребляемых ресурсов дают на дороге 34 кВт·ч и 77 кВт·ч для «водородо-» и электромобилей соответственно. Но все-таки H₂ «потенциально может быть экономически эффективным решением» для дальних и тяжелых грузовых перевозок за счет дополнительного веса аккумуляторов и более длительного времени зарядки/заправки.

«Больше определенности по спросу на водород в качестве синтетического топлива может быть в международной авиации и морском секторе», – отмечается в анализе. Причиной этого является отсутствие конкуренции со стороны чисто электрических решений.

В качестве промышленного источника тепла глобальная

средняя доля водорода оценена в 3%.

В области отопления зданий метаанализ исследований дал долю водорода 1–2%. Причем авторы отмечают небольшой диапазон оценок в различных исследованиях, что, по их мнению, «указывает на относительную уверенность в использовании в нем [отоплении зданий] водорода».

«Аргументами против использования водорода в зданиях является наличие более подходящих технологий декарбонизации», – говорится в отчете. «Цепочка создания стоимости водорода в строительном секторе характеризуется низкой общей эффективностью (например, отопление на топливных элементах – 57%, водородный конденсационный котел – 64% по сравнению с тепловыми насосами с КПД 300% или электрическими котлами с КПД 95%)».

«В целом водород будет играть важную роль в смягчении последствий изменения климата, но не станет доминирующим конечным энергоносителем» – таков вывод отчета. В качестве основных рычагов сокращения выбросов обычно рассматриваются энергоэффективность и прямая электрификация.

ные магистральные трубопроводы, причем большего диаметра, более высокого давления и из более качественной стали.

В мировом масштабе Европа находится в авангарде усилий по производству и импорту зеленого водорода, и ее внимание направлено на создание необходимой инфраструктуры для доставки в центры спроса. Согласно исследованию Rystad Energy, Испания, Франция и Германия входят в число стран, которые уже решили использовать или рассматривают трансграничные трубопроводы для энергопоставок; Великобритания с ее развитой газовой сетью находится в выгодном положении для перехода с природного газа на водород.

«Неуклонное увеличение числа водородных трубопроводных проектов является ранним признаком того, что энергетический переход набирает обороты. Европа с ее развитой газовой сетью имеет все возможности для скачка. Переключение инфраструктуры с газа на водород возможно и экономически эффективно. Но самый большой барьер – не финансовый. Это физические свойства самого водорода, существенно отличающиеся от свойств нефти и газа», – говорит Лейн Манн Бергсмарк, старший аналитик по водороду Rystad Energy.

С учетом предлагаемых проектов зеленого водорода в ЕС, в настоящее время объем местных поставок с запуском к 2030 году можно оценить на уровне 7,9 млн тонн (то есть всего на 2,1 млн тонн ниже целевого показателя). Поставки в ближайшее время оцениваются в 1 млн тонн в год в остальной части Европы за пределами ЕС (в основном в Великобритании и Норвегии) и еще 1 млн тонн на Ближнем Востоке. Кроме того, мощности в 3,4 млн тонн в год предлагаемых проектов приходятся на Африку, которая может поставлять наибольшие объемы водорода в Европу.

Чтобы спланировать распределение поставок внутри блока, инициатива «Европейская водородная магистраль» (EHV), которая представляет собой группу из 31 европейского оператора ГТС, опубликовала концепцию развития будущей инфраструктуры водородных трубопроводов. Она основана на национальном анализе доступности существующей инфраструктуры природного газа, будущих изменений на рынке природного газа и водорода (см. «Водородные магистрали панъевропейского рынка планируют создать к 2030 году», «Газовый бизнес» № 2, 2022, с. 69–71).

Согласно карте водородной инфраструктуры EHV, общая

протяженность трубопроводов составит 28 тыс. км в 2030 году и 53 тыс. км в 2040 году в 28 европейских странах. Внедрять водородные трубопроводы в Европе планируется постепенно, запуск проектов магистральных или распределительных трубопроводов будет зависеть от спроса.

Франция, Испания и Германия

Европа занимает лидирующие позиции в мире по планированию водородных трубопроводов на суше и на море. По недавно анонсированному подводному водородному трубопроводу H2Med Барселона – Марсель заложено в бюджет около \$2,1 млрд для участка протяженностью 450 км, было также объявлено о продлении его до Германии. Четыре сетевых оператора, испанская Enagas, португальская REN и французская пара GRT и Terega, в настоящее время выполняют технические исследования, разработку схем трубопроводов и оценку затрат.

Первый в Германии проект морского водородного трубопровода AquaDuctus будет транспортировать в страну зеленый водород от морских ветряных установок в Северном

ВОДОРОД Rystad Energy: Водородопроводы в Европе становятся реальностью

Простое переключение существующей нефтегазовой инфраструктуры на водород не всегда осуществимо, констатирует Rystad Energy. Причиной тому физика: водород имеет высокую удельную энергию на единицу массы и низкую объемную плотность энергии. Но для его перемещения на короткие и средние расстояния во-

дородные трубопроводы предпочтительнее судов.

Сегодня уже имеется более 4300 км инфраструктуры для транспортировки водорода, более 90% которой приходится на Европу и Северную Америку. По оценкам Rystad Energy, в мире запланировано около 91 проекта трубопроводов общей протяженностью 30,3 тыс. км с вводом

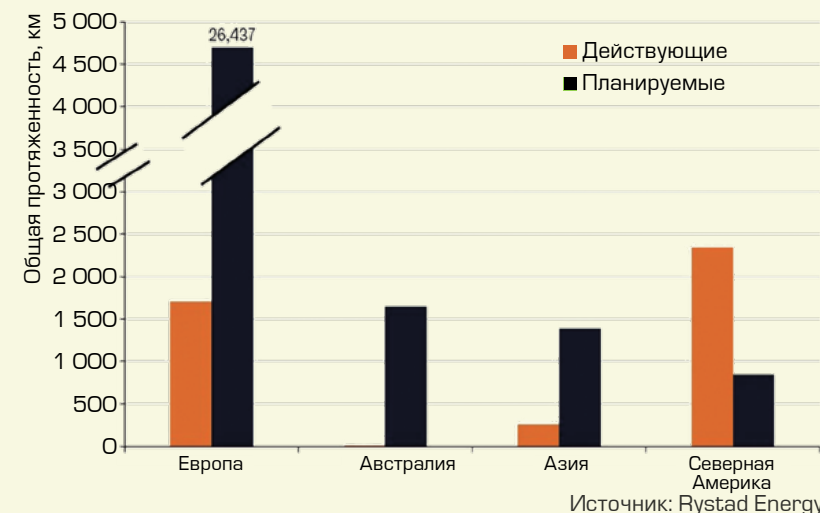
в эксплуатацию примерно к 2035 году.

Водородные трубопроводы уже используются для снабжения промышленных хабов (например, нефтехимических заводов). С ростом предложения и его перемещением из районов с избыточными и возобновляемыми источниками энергии в центры спроса потребуются протяжен-

Общеввропейская сеть

Водород является ключевым элементом декарбонизации ЕС, как было отмечено в водородной стратегии в 2020 году, его внедрение получило импульс благодаря пакету Fit for 55. Он также играет центральную роль в плане REPowerEU по поэтапному отказу от импорта российского ископаемого топлива, целью которого является производство 10 млн тонн возобновляемого водорода к 2030 году и импорт такого же количества в те же сроки.

Действующие и планируемые водородопроводные мощности





море. Протяженность трубопровода составляет более 400 км, и, по словам одного из партнеров по проекту, RWE, он считается более рентабельным вариантом для транспортировки больших объемов энергии на расстояние свыше 400 км по сравнению с системой передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения.

Греция

Строительство нового газопровода West Macedonia началось в Греции в начале 2023 года. Он рассчитан на безопасную транспортировку 100%-го водорода под высоким давлением по трубам большого диаметра из высокопрочной стали. Этот 163-километровый трубопровод, являющийся частью инициативы ЕНВ, будет эксплуатировать греческий оператор нынешней газотранспортной системы DESFA.

Строительство или перепрофилирование

По данным ЕНВ, 60% существующих газовых сетей могут быть перепрофилированы к 2040 году. Строительство необходимых новых трубопроводов может натолкнуться на ряд препятствий, связанных с движением транспорта, управлением строительством и защитой окружающей среды, особенно для трубопроводов, протянутых на боль-

шие расстояния и проходящих через жилые районы.

Например, проект нового 125-километрового трубопровода HyNet North West оператора крупнейшей газораспределительной сети компании Cadent в Великобритании может затормозиться. Проект HyNet будет производить, хранить и распределять водород, а также улавливать и хранить промышленный углерод на Северо-Западе. Потенциальный первый масштабный трубопровод для 100%-го водорода в Великобритании предназначен для доставки водорода, произведенного на комплексе Стэнлоу, нескольким потребителям промышленного газа в регионе. Однако модель регулирования водородных трубопроводов в стране еще не согласована.

Экономическая привлекательность

С экономической точки зрения перепрофилирование трубопроводов представляется привлекательным. В Европе имеется обширная газовая сеть, и ее перепрофилирование под водород по мере снижения потребления газа вдохнет жизнь в систему, которая в противном случае могла бы заржаветь. После модификации перепрофилированные стальные газопроводы природного газа могут принимать 100%-й газообразный водород. Однако при смешивании водо-

рода с природным газом процентное содержание первого ограничивается на уровне 20%, тогда как целью его конечного потребления является прямой или косвенный нагрев.

По оценкам, использование существующих сетей природного газа для транспортировки водорода в четыре раза рентабельнее в сравнении со строительством новых трубопроводов. Различия в эксплуатационных расходах между ГТС водорода, основанной на перепрофилированных трубопроводах природного газа, и ГТС водорода, полностью состоящей из новых трубопроводов, незначительны.

Технические вызовы

Перепрофилирование газопроводов сопряжено с преодолением технических проблем, включая водородное охрупчивание стали и сварных швов, фильтрацию водорода и утечки. Способность водорода диссоциировать на металлических поверхностях, растворяться в металлической решетке и изменять механическую реакцию металла приводит к усталости и разрушению, процессу, называемому водородным охрупчиванием и представляющему собой серьезную проблему. Небольшие молекулы водорода могут проникать в материал, приводя к утечкам. Для преодоления этих проблем можно использовать покрытие, гильзы и кожух из материала с требуемой стойкостью к водородному охрупчиванию и фильтрации. Однако на сегодняшний день таких испытаний в промышленных масштабах в магистральных трубопроводах не проводилось.

Сталь или пластик

Большой потенциал использования в распределительных трубопроводах для водорода у армированных термопластичных труб (RTP), поскольку

они могут быть изготовлены значительно большей длины в сравнении со стальными трубами, при этом стоимость установки первых примерно на 20% ниже, чем вторых. В Великобритании 62,5% существующих газораспределительных сетей были модернизированы за счет полиэтилена, вставленного в стальную трубу, и в большинстве этих сетей рассматривается возможность использования водорода в будущем.

Из соображений безопасности большая часть распределительной сети стальных трубопроводов будет постепенно модернизироваться в рамках программы Великобритании по замене стальных газопроводов, и, по оценкам, к 2032 году 90% устаревшей газораспределительной сети будет использовать полиэтилен. Это означает, что по счастливой случайности Великобритания находится в выгодном положении в плане

возможности ускорения распределения водорода по трубопроводам в случае необходимости.

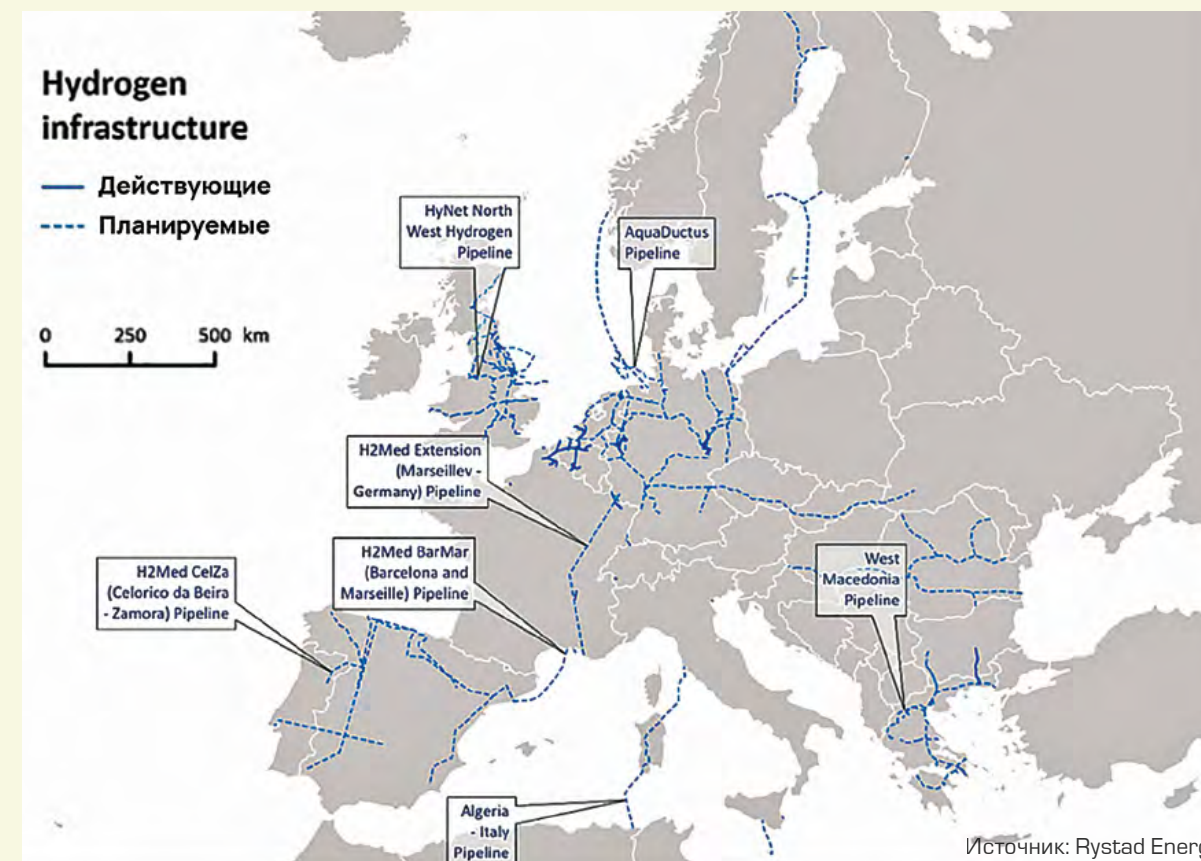
При этом недавнее исследование, проведенное Open Grid Europe совместно со Штутгартским университетом, показало, что существующие стальные трубопроводы, проложенные в газовой сети Германии, «готовы к работе с водородом» и уже могут передавать 100%-й водород. Было выявлено, что они «не имеют различий с точки зрения их базовой пригодности для транспортировки водорода по сравнению с природным газом». Это относится ко всем маркам стали, используемым в газопроводах на территории Германии и в некоторых других частях Европы.

В рамках исследования образцы сортов стали, используемых в немецких трубопроводах, были подвергнуты исчерпывающим методам измерения, кото-

рые, в отличие от предыдущих исследований, учитывали дополнительные переменные, такие как влияние давления водорода. Однако обсуждения с производителями труб показали, что некоторые из них считают выводы исследования оптимистичными. Водородное охрупчивание может повлиять на трубы в зависимости от их металлургических и механических свойств и текущего состояния трубы после многих лет эксплуатации.

Как результат Rystad Energy ожидает большего разброса по пригодности существующих трубопроводов для транспортировки водорода. Несмотря на то, что этот вывод касается только труб, а не компрессии, клапанов или других компонентов, в лучшем случае газопроводы можно подготовить к работе с водородом относительно небольшими усилиями по сравнению с тем, как это считалось ранее. ●

Система водородных трубопроводов Европы



Источник: Rystad Energy



GasSuf

24—26 октября 2023

Россия, Москва, Крокус Экспо

21-я Международная
выставка газобаллонного,
газозаправочного оборудования
и техники на газомоторном
топливе



Забронируйте
стенд
www.gassuf.ru

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

+7 (495) 252 11 07
gassuf@mvk.ru

Организатор:

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
«ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ»

MEMBER OF THE RUSSIAN
UNION OF EXHIBITIONS
AND TRADE



ЧЛЕН
РОССИЙСКОГО
СОЮЗА ВЫСТАВОК
И БИРЖ



Техническая поддержка:

EXPOTECH

vk.com/sngexpo

t.me/sngexpo

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2023



XXVIII INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT.
OIL & GAS
2023

27-29
СЕНТЯБРЯ

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

#приемзаявок #СНГ #СургутНефтьГаз2023
#выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК
#Сургутнефтьгаз #2023 #четвертьвекавместе
#ЮгорскиеКонтракты #Expotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVIII МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2023»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей
СМИ в Международной специализированной технологической
выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2023» принимаются до 13.09.2023
включительно следующими способами:

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



XXI Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2023

Российское Газовое Общество



500+
УЧАСТНИКОВ



ДЕКАБРЬ 2023



RADISSON COLLECTION
HOTEL MOSCOW

ключевая тема форума

ТРАНСФОРМАЦИЯ И НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ

Организатор мероприятия:



Российское Газовое Общество

При поддержке:



Комитет Государственной Думы
по энергетике

Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

По вопросам участия:

E-mail: verara@gazo.ru / journal@gazo.ru (для СМИ)
Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

WWW.GAZO.RU

