



ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

№ 1
•
2024



- 2 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ: глубокая трансформация
- 10 Отжившие идеи и новые тренды развития УГЛЕРОДНОГО РЫНКА
- 92 НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЛЮДИ: как привлечь молодежь и подготовить качественные кадры?



www.gazo.ru



Absun Zolal Khavarmianeh Company, Иран
Asia Behin Barq Co., Иран
BARON Energy Technology Developer Group, Иран
Beijing Ray Power Environmental Protection Technology Co, Ltd. (Китай)
CHN-RUN (CHN-RUN Group Limited)
IPS-KAVOSH, Иран
Iranian Industrial Equipment Manufacturers Association SATSA, Иран
Houpu Clean Energy Co., Ltd
Management Aban air cooler Shiraz Co, Иран
Management Energy Gostaran Rastak, Иран
Rojin Sanat Pars Engineering Company, Иран
«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
Астраханский государственный политехнический колледж ГБПОУ АО
«АУ «Правосознание» СРО СОЮЗ
«Ачимгаз» АО
«Битривер» УК ООО
«Бузулукский строительный колледж» ГАПОУ
«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
«Газхолдтехника» ООО
«Гефест Групп» ООО
«Гипрониогаз» АО
«ГРАД» Московская Коллегия Адвокатов
«Имеральд» ООО
«ИРЗ ТЭК» ООО
«Иркутская нефтяная компания» ООО
«КРИОГАЗ-Челябинск» ООО
«Леманс» ООО
«Мехмаш» ПП 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
«Научно-исследовательский институт современных телекоммуникационных технологий» АО
«Национальная газомоторная ассоциация» Ассоциации организаций в области газомоторного топлива
«НД» ООО
«НефтеГазИнвест» ООО
«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» ООО
«Нефтяная компания «Роснефть» ПАО
«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО
«ОМВ Раша Апстрим ГмБХ» (Австрия) Представительство
«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО
«Премиум Энерджи» ООО
«Прометей» ИСК ООО
«ПРОММАШ ТЕСТ» ООО
«Промприбор-Р» ООО
«РАО Энергетические системы Востока» АО
«РНГ Газ» ООО
«Росгеология» АО
«Российское энергетическое агентство» ФГБУ
«РОТЕК» АО
«Русспройсгаз» ООО
«Рэд Энерджи» ООО
«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО
«Саратовгаз» АО
«СК «МИР» ООО
«СОХО» ООО
«СП ВИС-МОС» ООО
«Средневолжская газовая компания» ООО
«ССПЭБ» ООО
«Стильинжиниринг» ООО
«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО
«СтройНафтаСервис-М» ТОО
«Сургутнефтегаз» ПАО
«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО
«Трансгаз» ООО
«Техно» 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

СТРАТЕГИЯ

Газовая отрасль справляется с вызовами и активно трансформируется 2

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ

Развитие водородной энергетики неизбежно
О перспективах и мерах государственной поддержки водородной энергетики в России..... 6

Концепция развития углеродного рынка в России
Как эффективно использовать передовую международную практику? 10

РЫНКИ

Ценовые индексы
природного газа и сжиженных углеводородных газов СПбМТСБ 18

Рекордная проходка
О чем говорит рост эксплуатационного бурения на нефть?..... 20

Мейджор верит в СПГ
Спрос на природный газ в мире начнет падать, но рынок СПГ будет расти 24

СПГ

Многое придется менять
Перспективы арктического СПГ зависят от конструктивных переговоров по всем звеньям логистических цепочек 32

ГАЗМОТРОЕ ТОПЛИВО

Карьерный драйвер
Тяжелая техника может стать наиболее перспективным и развивающимся сегментом автопарка на метановом топливе 42

ЗАРУБЕЖЬЕ

О сложностях решения накопленных проблем газовой отрасли Казахстана 50

Стабильный рост в нестабильном мире 62

Ограничения на экспорт СПГ из США: последствия и тренды 70

Геологи заявляют о начале водородной «золотой лихорадки» 74

Латинская Америка: энергетическая карта региона меняется на глазах 78

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЛЮДИ

Кадровый резерв нефтегаза и его проблемы
Старая школа, новые вызовы, опыт партнеров и свежие идеи 92

Программа «Школа линейного руководителя»
как инструмент развития производственного менеджмента 108

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:
10.04.2024

В журнале использованы фотографии компаний «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК», «Газпром нефть», Wintershall, «Татнефть», «Совкомфлот», «Росатом», «РусГидро», «Транснефть», СПбМТСБ, «СИБУР», «Нефтегазхолдинг», Equinor, BP, CNH 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»

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ СПРАВЛЯЕТСЯ С ВЫЗОВАМИ И АКТИВНО ТРАНСФОРМИРУЕТСЯ

Павел Завальный,

председатель Комитета Государственной Думы по энергетике, президент Российского газового общества

Прошедший 2023 год, пожалуй, можно назвать одним из самых сложных для российской газовой отрасли за последние три десятилетия. Введенные в 2022 году блокирующие финансовые и технологические санкции, уход подрядчиков, отказ от выполнения контрактов, от поставок российского газа и т. д. Перечислять все трудности можно долго. Каковы же вкратце результаты?

Больше всего пострадал трубопроводный экспорт, снизившийся более чем на 120 млрд м³, что приводит к ухудшению экономики лидера газовой отрасли «Газпрома», снижает возможности субсидирования экономики через цену газа для внутреннего рынка.

Добыча природного газа в России за 9 месяцев 2023 года снизилась на 11,4%, но в последние месяцы года наметилась обратная тенденция и вновь начала расти добыча «Газпрома». По итогам года добыча газа составила 638 млрд м³ против 672 млрд годом ранее.

Экспорт российского СПГ в 2022-2023 годах показал устойчивость, как и поставки на внутренний рынок, где снижение поставок год к году по итогам 2022-го составило порядка 4%. Россия стала четвертым крупнейшим производителем СПГ с долей на мировом рынке 8%.

На внутреннем рынке драйвером спроса выступает газификация регионов, средний уровень которой вырос до 74%. Как сообщил в конце года вице-премьер Александр Новак, до 2025 года планируется направить на эти цели почти 800 млрд рублей, провести природный газ в 3600 населенных пунктов. Запущена бессрочная программа социальной догазификации, в том числе для медицинских и образовательных учреждений. Стратегическая задача – связать газотранспортные сети запада и востока России, сделать ЕСГ действительно единой на всем пространстве страны. Правительством приняты меры поддержки развития рынка газомоторного топлива, прежде всего в части субсидирования строительства необходимой инфраструктуры и перевода автомобилей на газ.

Несмотря на выпадающие объемы и доходы, в целом можно говорить о том, что отрасль справляется с вызовами и продолжает развитие.

Экспортные стратегии

Удержание позиций на внешних энергетических рынках и увеличение экспортного потенциала газовой отрасли в нынешних условиях является одной из важнейших наших задач. Ее реализация связана с несколькими направлениями: диверсификацией и развитием новых трубопроводных коридоров на восточном направлении; ускоренным развитием СПГ-мощностей с использованием отечественных технологий и выходом на новых потребителей; расширением присутствия в секторе газохимии, производства «голубых» водорода и аммиака, другой продукции высоких переделов.

Про европейский рынок, бывший для отрасли основным источником дохода в течение как минимум трех десятилетий, можно забыть по целому ряду причин. Это и очевидная невозможность нормализации политических и экономических отношений между Россией и ЕС в среднесрочной перспективе, и явная деиндустриализация европейской экономики, и намерения Европы продолжить реализацию радикальных низкоуглеродных сценариев.

В связи с этим большее значение приобретает кооперация с Китаем, среднеазиатскими соседями, Турцией. В этих направлениях имеется транспортная инфраструктура. Есть также значительный потенциал с точки зрения перспектив поставок через турецкий хаб продукции высоких переделов – «голубого» водорода, того же аммиака. Начались поставки российского газа в Узбекистан через Казахстан.

Государство видит большие перспективы сотрудничества в газовой сфере между Китаем и Росси-

ей. Поставки российского трубопроводного газа, по прогнозу, вырастут с 15,5 млрд м³ в 2022 году до 30 млрд м³ в 2024-м, а с 2025 года объем поставок по «Силе Сибири» будет ежегодно составлять 38 млрд м³. В феврале 2022 года был заключен новый долгосрочный договор на поставки газа с Дальнего Востока России в Китай. В ходе весенней сессии Госдума ратифицировала соответствующее межправительственное соглашение. «Дальневосточный» маршрут увеличит объем поставок российского газа в Китай на 10 млрд м³, общий их объем достигнет 48 млрд. На завершающей стадии находится определение маршрута газопровода «Сила Сибири-2» мощностью 50 млрд м³. Проект «Сахалин-2» играет все более весомую роль в поставках нефти и СПГ в адрес китайских потребителей. Российско-китайское сотрудничество в сфере СПГ реализуется и в рамках проектов «НОВАТЭК» на Гыданском полуострове. К Амурскому ГПЗ, производящему в том числе СУГ и гелий, китайская сторона проявляет реальный интерес. Перспективен и проект по газопереработке и газохимии в Усть-Луге.

СПГ выходит в авангард

Нарастить поставки газа на более удаленные внешние рынки и монетизировать соответствующие запасы возможно только за счет сжиженного природного газа (СПГ), предоставляющего более гибкие логистические возможности.

Такие задачи поставлены документами стратегического планирования. Долгосрочной программой развития СПГ-сектора предусмотрено производство 102,5 млн тонн СПГ в Российской Федерации к 2030 году, а Энергостратегия-2035 ставит планку до 140 млн тонн в год к 2035 году. Для этого создается технологическая база. В 2023 году приняты законодательные решения, либерализующие экспорт СПГ, которые позволяют монетизировать запасы газа, расположенные севернее 67-го градуса северной широты. Россия планирует занять до 20% мирового рынка СПГ. Судя по тому, что США вводят санкции против проекта «Арктик СПГ 2», достижение этих целей представляется нашим конкурентам вполне реальными. Значит, нам нужно искать пути преодоления препятствий, которые нам чинят и будут чинить.

Поэтому нам нужно внимательно следить за тенденциями мирового рынка СПГ и быстро реагировать на любые события, способные повлиять на наши экспортные позиции уже в краткосрочной и среднесрочной перспективе. В мире продолжается активное строительство новых мощностей по сжижению газа, и конкуренция будет возрастать. Например, на азиатские рынки, целевые для наших производителей, уже скоро могут выйти новые объемы американского СПГ, когда будут построены запланированные заводы и терминалы на тихоокеанском побережье США и соседних стран.

Период глубокой трансформации



Александр Новак,
заместитель председателя
правительства РФ

– Газовая отрасль, как и весь топливно-энергетический комплекс, переживает период глубокой трансформации: меняется география экспортных поставок, создаются новые партнерские связи, возрастает роль внутреннего рынка газа в структуре потребления. Российская газовая промышленность успешно адаптируется к текущим изменениям, продолжается ввод новых месторождений, расширяется газотранспортная инфраструктура, развиваются новые экспортные маршруты. В фокусе внимания правительства остается индустрия сжиженного природного газа, в этой сфере особое внимание уделяется разработке и внедрению отечественных технологий, которые нацелены на достижение технологического суверенитета отрасли. По поручению президента Российской Федерации успешно реализуются программы газификации, что позволяет обеспечить наших граждан надежным экологичным энергоресурсом.

*Из приветственного слова
участникам форума «Газ России 2023»*

Экспорт высокого передела

Еще одно направление экспорта газа – в виде энергоемких удобрений и других продуктов высоких переделов. Он в меньшей степени зависит от создания специализированной логистической инфраструктуры, может быть востребован на многих рынках, включая европейский, где падает производство энергоемкой продукции. На рынках АТР ожидается двукратный рост практически по всем продуктам нефтегазохимии. Китай, безусловно, самый крупный рынок в Азии. При этом эксперты видят большой потенциал спроса на других рынках Юго-Восточной Азии, таких как Бангладеш, Вьетнам, Малайзия, Камбоджа, Индонезия. Также есть потенциал для наших продуктов на рынках Африки и Латинской Америки.

Одним из важнейших условий для ускоренного развития газопереработки и газохимии является повышение доступности газа для крупного потребления потенциальных инвесторов проектов переработки. Причем с возможностью экспорта продукции, которая будет производиться, чтобы за счет экспортной составляющей субсидировать потребности внутреннего рынка. Необходимо развитие механизмов «бери или плати» для того, чтобы можно было реализовать инвестиционные газохимические проекты там, где есть для этого необходимые ресурсы, добычная база, развитая транспортная структура или инвестиции в развитие транспортной структуры требуются незначительные. Соответствующие изменения в законодательство после полутора лет согласований были приняты



Волатильность мировой энергетики и роль газа в мировом энергобалансе



Николай Шульгин,
министр энергетики РФ

– Мировая энергетика проходит очень волатильный этап развития. Это объективные вызовы: энергопереход, неравномерное развитие экономик разных стран, непродуманные решения энергетической политики западных стран и разрушение традиционной системы взаимоотношений на мировом рынке. Газовая отрасль в этих условиях приобретает особую роль.

Газ является наиболее быстрорастущим ископаемым топливом в мировом энергобалансе. За 10 лет потребление газа в мире выросло более чем на 18%, торговля газом – на 25%, производство СПГ – более чем на 60%. Это дает газу невиданную ранее мобильность и доступ к удаленным рынкам.

Газ будет играть все более возрастающую роль на мировом рынке в условиях энергоперехода. Это не дань моде, это рациональный путь. Газ является наиболее чистым углеводородом с наименьшими удельными выбросами, а развитие СПГ-инфраструктуры делает его более доступным. В комбинации с высокой обеспеченностью запасами газ может стать тем самым топливом, который обеспечит реальное снижение выбросов парниковых газов.

Для реализации этого ресурсного потенциала, с учетом складывающихся рыночных тенденций, для газовой отрасли страны сейчас стоят три ключевые задачи: развитие трубопроводной экспортной инфраструктуры для переориентации в страны АТР; развитие СПГ-проектов для гибкой переориентации объемов на дружественные рынки; стимулирование внутреннего спроса за счет развития газификации, мини-СПГ и газомоторного топлива.

С учетом постепенного увеличения доли СПГ в мировой торговле газом, в перспективе до доминирующего уровня, мы оставляем цели по созданию СПГ-мощностей на прежнем уровне – 100 млн тонн к 2030 году. На эту задачу работают новые законы, либерализующие право на экспорт СПГ для «Роснефти» и «НОВАТЭКа».

Ключевой задачей газовой отрасли сегодня для нас является обеспечение внутреннего рынка, в том числе за счет газификации. С развитием магистральной инфраструктуры в Сибири доступ к газу получают новые регионы.

Также крупным проектом с ориентацией на потребителей является развитие газомоторного топлива, особенно большой потенциал у СПГ в качестве топлива для тяжелой техники. Мы планируем, что в целом будет потребляться более 10 млрд м³ в год в качестве моторного топлива после 2030 года.

Выполнить эти задачи невозможно без поддержания обычного потенциала, создания оборудования для газовой отрасли, обеспечения технологического суверенитета.

Из выступления на форуме «Газ России 2023»

Государственной Думой в конце ноября прошедшего года.

Внутренний рынок и ценообразование

Меняющиеся предпочтения рынков, планы конкурентов, новые технологии и климатические цели – это, к сожалению, далеко не единственные вызовы российской газовой отрасли в настоящий период и на многие годы вперед.

Стратегическая задача такой же важности, как и экспортная, если не большей – это необходимость сделать внутренний рынок газа источником средств для устойчивого развития отрасли.

Природный газ остается единственным энергоресурсом, цены на который на внутреннем рынке регулируются государством. При этом в сфере поставок населению и приравненным к ним категориям потребителей цены на газ сохраняются на уровне ниже промышленных, что усиливает социальную нагрузку на «Газпром», увеличивая масштаб внутреннего перекрестного субсидирования. При этом вызовы в сфере экспорта газа, о которых говорилось выше, снижают возможности субсидирования внутреннего рынка газа. А значит, сохранение статус-кво, сложившейся модели рынка невозможно или как минимум непродуктивно, особенно с учетом задач по ускоренной максимально возможной газификации регионов, в том числе за счет СПГ и СУГ, расширению использования газомоторного топлива, СПГ на транспорте, замещению им жидких топлив.

Я убежден, что нам нужно прийти к решению об изменении самой модели функционирования рынка газа, о переходе к конкурентному ценообразованию на газ для всех категорий потребителей кроме населения и ЖКХ. В его основе должна лежать конкуренция производителей и поставщиков газа в каждом регионе, а также межтопливная конкуренция. Это даст возможность создания источников финансирования программ газификации, обеспечит больший допуск потенциальных потребителей к природному газу, снимет многие другие ограничения.

Сегодня, когда есть устойчивое превышение предложения над спросом, в том числе за счет снижения экспорта, есть все условия для создания полноценного конкурентного рынка газа в нашей стране, которое не вызовет моментального роста цен на газ, а в перспективе цена установится в соответствии с межтопливной конкуренцией и конкуренцией производителей газа.

Для реализации всех важнейших стратегических задач требуются и время, и огромные инвестиции, и преодоление технологических ограничений. Их можно решить только в тесной кооперации как между участниками отрасли, так и между отраслью и государством. ●

Белоруссия была и будет надежным партнером по сотрудничеству в газовой сфере

Виктор Каранкевич,
министр энергетики Республики Беларусь

– На постсоветском пространстве Республика Беларусь занимает одно из ведущих мест по уровню газификации и является крупнейшим потребителем природного газа. Газификация составляет 83%, и эта работа продолжается.

Мы находимся в тесном взаимодействии с нашим поставщиком ПАО «Газпром», который обеспечивает надежное удовлетворение потребностей Беларуси природным газом.

Ярким примером применения новых технологий совместной работы ПАО «Газпром» и Республики Беларусь стало подписание на полях 12-го Петербургского международного газового форума соглашения о строительстве в Беларуси завода по производству сжиженного природного газа.

Нужна совместная стратегия ввиду угрозы рынкам традиционного топлива

Маджид Чегени,
заместитель министра нефти Ирана, генеральный директор Национальной газовой компании Ирана

– На международных конференциях отмечается момент угрозы радикальных решений в сфере энергетики, которые подвергают, в свою очередь, угрозе традиционные рынки топлива. В текущих условиях необходимо пересмотреть паттерны взаимодействия между поку-

Новые возможности для углубления сотрудничества в газовой сфере

Джанг Хеджен,
председатель исполнительного комитета CAIT, Китайская Народная Республика

– Отношения между Китаем и Россией развиваются стабильно и стремительно и открывают перед нами новые возможности для углубления сотрудничества



и экономические задачи. Это стало фундаментом для построения цифрового двойника газораспределительной системы страны, и эта работа продолжается с целью дальнейшей автоматизации и цифровизации отрасли.

Организация системы Минэнерго Беларуси также имеет высокие компетенции в проектировании, строительстве, производстве и монтаже газового оборудования и систем. Уверен, что компетенции наших организаций могут быть востребованы при решении вопросов газификации, как в Российской Федерации.

На всех уровнях взаимодействия у нас сложились дружеские, конструктивные отношения с российскими коллегами, коллегами по Евразийскому экономическому союзу. И белорусская сторона была и будет надежным партнером по вопросам сотрудничества в газовой сфере.

пателем и продавцом и выработать составные решения касательно различных видов топлива.

Нам надо двигаться к совместной стратегии. Наше сотрудничество необходимо усилить с учетом угрозы, которой подвергаются газовый сектор и ископаемые виды топлива.

Нужно создавать совместные нефтегазовые хабы, развивать технологии мини-СПГ, хранилища природного газа, работать в сфере гелия, технологий переработки газа. Выработать совместные модели для более перспективного развития газового сектора на долгосрочную перспективу.

в газовой сфере. Безусловно, для этого сотрудничества у нас сейчас есть огромный потенциал. Предприятия Китая надеются обрести более комплексное повсеместное взаимодействие на всех уровнях с российскими предприятиями газовой отрасли. Мы надеемся, что сможем организовать долгосрочный механизм сотрудничества между Китаем и Россией. Очень важно, чтобы этот механизм отвечал потребностям и китайских, и российских предприятий. Мы могли бы стать центром взаимодействия и координировать деятельность в области инвестиций, торговых отношений, технологического развития, финансовых услуг и обмена информацией широкого спектра. Все это способствовало бы дальнейшему углублению сотрудничества между китайскими и российскими предприятиями.

По материалам Международного форума «Газ России 2023»



РАЗВИТИЕ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НЕИЗБЕЖНО

О перспективах и мерах государственной поддержки водородной энергетики в России

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

Водородная энергетика как отрасль находится на этапе своего становления. Необходимость ее развития во многом связана с климатической повесткой. Большинство стран, принявших стратегические документы по развитию водородной энергетики, объявили о необходимости государственной поддержки производства водорода в качестве «низкоуглеродного» энергоносителя. ЕС, Индия, КНР и другие напрямую увязывают цели по снижению уровня выбросов парниковых газов с развитием водородных технологий, отдавая водороду значительную роль, в том числе, в качестве накопителя энергии в программах развития ВИЭ.

Пока сложно говорить, в каких объемах возможно нарастить производство водорода, каким будет спрос на него для использования в энергетике и промышленности в обозримом будущем, например, в горизонте до 2030 года.

На данный момент явно недостаточно необходимых технологических решений, которые сделают производство, транспортировку, хранение и использование этого ресурса экономически выгодным и безопасным. При текущих технологиях водородная энергетика в 3,5-5 раз дороже традиционной. Кроме того, фактически отсутствует нормативная база, как на национальном, так и на международном уровне.

Стратегическая цель

Тем не менее, развитие водородной энергетики является одним из важнейших направлений энергоперехода для нашей страны и всего мира. В Энергостратегии-2035 водородная энергетика выделена как инно-

вационная отрасль, входящая в приоритеты национальной энергетической политики.

Россия – энергетическая держава, более половины производимых первичных энергоресурсов мы направляем на экспорт, что дает более 50% валютной выручки, порядка 30% доходов федерального бюджета, положительное внешнеторговое сальдо даже в нынешних сложных условиях, и, в конечном итоге, способствует укреплению экономического суверенитета.

Развитие водородной энергетики является стратегически важным для подтверждения статуса энергетической сверхдержавы, наших позиций на мировых энергетических рынках.

Среди задач – создание технологий и мощностей для производства водорода из природного газа, а также с использованием ВИЭ и атомной энергии, интенсификация международного сотрудничества. Цель – занять до 20% мирового рынка водорода.

Финансирование инноваций

Государство придает большое значение вопросам развития технологий водородной энергетики посредством проведения НИОКР и последующей апробации пилотных образцов промышленной продукции. Объем бюджетных ассигнований, предусмотренных паспортом федерального проекта «Чистая энергетика» на период до 2030 года на данные цели, составляет порядка 16 млрд рублей из средств федерального бюджета.

В рамках реализации высокотехнологичного направления «Развитие водородной энергетики» утверждена «дорожная карта» на период до 2030 года. Правительство РФ, ПАО «Газпром» и госкорпорация «Росатом» в начале 2023 года подписали соответствующие соглашения о намерениях.

На весь период реализации «дорожной карты» предусмотрено внебюджетное финансирование: со стороны «Газпрома» в размере 2,26 млрд рублей по поднаправлению «Развитие водородной энергетики и декарбонизация промышленности и транспорта на основе природного газа» и со стороны «Росатома» в размере 34,33 млрд рублей



по поднаправлению «Развитие водородной энергетики и декарбонизация промышленности и транспорта на основе технологий атомной отрасли».

В настоящее время проводится актуализация «дорожной карты», включение в нее новых участников, в частности ПАО АФК «Система», правительства Хабаровского края.

Разработаны Правила предоставления субсидий на компенсацию части затрат на реализацию проектов в сфере технологий производства, транспортировки и хранения водорода для крупных экспортно ориентированных проектов.

Минпромторг России поддержал 13 НИОКР в сфере получения, транспортировки, хранения и применения водорода с выделением в 2022-2024 годах финансирования на общую сумму 2 197,76 млн руб. В 2023 году Минпромторг поддержал 7 технологий на общую сумму 1 610, 9 млн руб. в рамках зада-



Завод в рамках Восточного водородного кластера к 2030 году будет выпускать 100 тыс. т/г сжиженного водорода из природного газа (с улавливанием CO₂) для поставок на рынки АТР. Первые составы водородных поездов на топливных элементах начнут ходить на Сахалине в 2025 году.



В технологический состав МАС «Снежинка» войдут ветропарк, солнечная электростанция, электрохимический генератор на топливных элементах, комплекс ресиверов водорода и азота на 1200 м³, система водородопроводов, накопители энергии и другие объекты

чи «Создание оборудования для водородной энергетики» федерального проекта «Чистая энергетика».

Ведется работа по созданию полигонов водородной энергетики. Запуск Восточного (Сахалинского) регионального водородного кластера в Южно-Сахалинске намечен на 2024 год. Международная арктическая станция «Снежинка» в Ямало-Ненецком автономном округе должна быть введена в 2030 году.

Производство, инфраструктура и инвестиции

Дальнейшее внедрение результатов НИО-КР в промышленность, строительство новых объектов производства и потребления водорода, в том числе логистической инфраструктуры, требует реализации масштабных инвестиционных проектов. В отрасль, по оценкам экспертов, потребуются привлечь более 120 млрд руб. внебюджетного финансирования.

Для повышения инвестиционной привлекательности крупных проектов по производству и экспорту энергетического водорода, строительству заправочной инфраструктуры для водородного транспорта, строительству и модернизации заводских комплексов по выпуску инновационного оборудования для водородной энергетики требуются системные меры господдержки.

Комитет Государственной Думы по энергетике уделяет внимание этим вопросам. В январе 2024 года комитет провел рабочее совещание по вопросу расширения мер государственной поддержки проектов водородной энергетики. В дискуссии принимали участие

представители Минэнерго, Минпромторга, Минфина, РЭА, «Газпрома», «Росатома», Национального союза развития водородной энергетики, «Газпромбанка» и «Россельхозбанка».

Речь шла о возможных мерах налоговой поддержки, таких как:

- предоставление налогоплательщику права применять коэффициент 1,5 к расходам, формирующим первоначальную стоимость российского инновационного оборудования для водородной энергетики,
- установление пониженных ставок по налогу на прибыль для организаций, производящих оборудование для водородных проектов,
- установление единого пониженного тарифа страховых взносов для российских организаций, осуществляющих такие проекты.

На сегодня подобные меры действуют для двух категорий налогоплательщиков – ИТ-компаний и ор-



ганизаций, работающих в сфере радиоэлектронной промышленности, льготы по ним ограничены по срокам их применения.

Нужен консенсус

Минпромторг, Минэнерго и Минэк в принципе поддерживают такие подходы. Минфин указывает на появление в случае их реализации выпадающих доходов. Однако при этом нельзя не отметить, что поступления в федеральный и региональные бюджеты от деятельности водородных проектов отсутствуют, так как сами проекты еще не запущены.

Потенциальные преференции будут применяться к производителям оборудования, которое еще только планируется. Предлагаемые преференции позволят дополнительно стимулировать реализацию водородных проектов. Увеличение экономической активности в отрасли водородной энергетики принесет дополнительные доходы в бюджеты различных уровней за счет как прямых, так и косвенных налогов. На мой взгляд, это достаточно значимые аргументы «за».

На данном этапе мы договорились о том, что Минпромторг, Минэнерго и Минфин России рассмотрят предложения о внесении изменений в НК РФ с учетом состоявшегося обсуждения и представленных в его ходе расчетов возможного экономического эффекта, и представят позицию по ним в Комитет Государственной Думы по энергетике. Мы планируем еще раз рассмотреть предложений по расширению мер государственной поддержки проектов водородной энергетики в период осенней сессии 2024 года.

Мировая энергетика и технологический прогресс

Мировой энергопереход уже находится на достаточно продвинутом этапе и набирает обороты. Постоянно идет поиск новых низкоуглеродных и безуглеродных ресурсов и решений. Так, по мнению ряда экспертов, настоящим «поворотным моментом» в энергетике может стать освоение природного водорода, образующегося в естественных условиях.

Изыскания в этой области ведутся учеными разных стран на протяжении нескольких лет, и наиболее оптимистично настроенные исследователи уже заявляют о том, что успехи в этой сфере могут полностью изменить всю парадигму развития водородной энергетики, на сегодня основывающейся на химических процессах. Тем более, что себестоимость добычи «естественного» водорода прогнозируется на уровне 0,5–1 \$/кг, что сопоставимо с экономикой традиционного углеводородного топлива и значительно ниже



других технологий получения водорода (см. стр. 74).

На данном этапе это пока выглядит, скорее, как «светлые надежды» особо радикально настроенных последователей климатической политики. Данное направление все еще вызывает много вопросов, как с точки зрения технологий, так и с точки зрения безопасности, в том числе, экологической. Тем не менее нашим ученым, геологам и нефтегазовым компаниям стоит держать эту тему в поле зрения и тоже вести ее изучение.

Россия – энергетическая экспортно-ориентированная держава. Развитие водородных технологий, собственных передовых компетенций – это наш шанс не просто не отстать в глобальном энергетическом переходе, но занять и в нем значимое место, соответствующее поддержанию нашего статуса, укреплению экономического и технологического суверенитета страны. ●



КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ УГЛЕРОДНОГО РЫНКА В РОССИИ

Как эффективно использовать передовую международную практику?

Unsplash

Декарбонизация экономической деятельности – одна из основных глобальных тенденций современного мира. На сегодняшний день в России уже сформировано законодательство в сфере климатического регулирования и запущен собственный рынок углеродных единиц. Иван Рубанов, заместитель начальника управления углеродного рынка СПбМТСБ, кандидат экономических наук, кандидат географических наук, анализирует мировой опыт и роль биржевой торговли в развитии углеродных рынков, а также проблемные моменты, которые могут ограничить эффективность национальных решений.

Сегодня на глобальном уровне общепризнана необходимость существенного снижения потребления ископаемых углеводородов. Часть стран, преимущественно развитых, настаивает на полном отказе от их использования к 2050 году. Некоторые государства утвердили планы и мероприятия, предполагающие разрушение монополии ископаемых топлив в отдельных сферах применения или их полное замещение в более близкой перспективе.

Например, Великобритания и страны Скандинавии заявили о предстоящем запрете на продажи машин с двигателем внутреннего сгорания с 2025-2030 годов, отдельные страны Западной Европы реализовали или анонсировали полный отказ от угольной генерации. Европейский союз и ряд государств объединения приняли обязательные нормативы использования SAF (устойчивого авиационного топлива на основе биоматериалов) вместо традиционного авиакеросина: доля SAF будет регулярно расти, пока оно не превратится в основное топливо для авиации.



Иван Рубанов,
заместитель начальника
управления углеродного
рынка СПбМТСБ

Возможные эффекты и недооцененные преимущества

Ряд экспертных и научных исследований указывает на то, что без адаптации российской экономики к тренду декарбонизации в долгосрочной перспективе существенно возрастет вероятность кризисных явлений, которые будут выражаться в снижении и (или) стагнации ВВП и сокращении

объемов экспорта. Снижение экспорта углеводородов вследствие структурных изменений глобальной экономики к 2050 году составит десятки процентов или окажется кратным.

В то же время российская экономика обладает рядом «зеленых» преимуществ, которые пока слабо монетизированы. Так, российский энергобаланс отличается низкой долей угля и относительно высокой долей низкоэмиссионной генерации ГЭС и АЭС (около 40%). Географическое расположение и геологические условия залегания отдельных природных ресурсов зачастую предоставляет российским предприятиям возможность предлагать мировому рынку премиальную продукцию с лучшими экологическими свойствами, в том числе с точки зрения воздействия на климат.

Инструменты декарбонизации

В глобальной практике в настоящее время главными средствами достижения климатических целей являются обязательные инструменты регулирования, которые обеспечивают формирование так называемой «цены

углерода» («плата за углерод», англ. carbon price). Она представляет собой явную обязательную плату за загрязнение окружающей среды, взимаемую регулирующими органами (государством) с помощью специального налога, системы квотирования или их комбинирования. В то время как исполнение целей Парижского соглашения и национальных обязательств (ОНУВ) не является юридически обязывающим, с коммерческой точки зрения именно работа обязательных систем регулирования и формируемая на их основе цена углерода приобретают большое значение с коммерческой точки зрения.

Торговля выбросами

Наиболее распространенным обязательным регуляторным инструментом стали системы торговли сар-and-trade, основными признаками которой являются установление общего количественного ограничителя выбросов («верхний уровень» – сар, – «крышка») и рыночная торговля разрешениями / квотами на выброс.

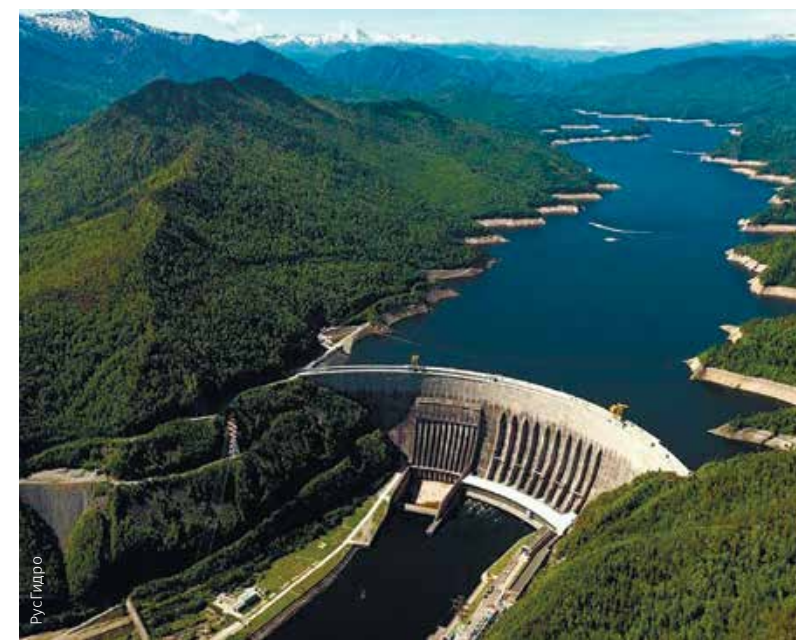
Научно доказано преимущество таких систем по сравнению с налогом. Именно они обеспе-

чивают минимизацию потерь благосостояния конечных потребителей. Поэтому данный инструмент распространился шире других: системы сар-and-trade действуют в ЕС, отдельных регионах США и Канады, в Австралии, Новой Зеландии, Швейцарии, Казахстане и других странах. В 2021 году крупнейшую по объемам регулируемых выбросов систему запустил Китай, в 2023 году запуск описываемого механизма анонсирован в Индии.

Системы сар-and-trade являются наиболее значимыми элементами глобального углеродного рынка, их общий оборот приближается к \$1 трлн. Цена углерода в их рамках формируется в основном или исключительно в формате биржевых торгов, то есть на рыночной основе.

Так, в крупнейшей в мире по денежному обороту европейской системе торговли выбросами EU ETS оборот квот («разрешений», англ. allowance, равных 1 тонне CO₂-экв.) осуществляется в форме поставочных фьючерсов. Обращаются годовые, квартальные, месячные и даже однодневные фьючерсы, торговля осуществляется с высокой частотой и ликвидностью на трех крупных и нескольких мелких биржах. В 2022 году общий оборот EU ETS составил €751 млрд, он был связан с перепродажей 9,2 млрд квот при средней цене около €85 за 1 шт. Обязательный биржевой клиринг предписан даже при проведении двусторонних сделок – для устранения «притворных» договоров и иных «серых» практик.

В Китае обращение квот осуществляется на нескольких региональных биржах для региональных пилотных проектов и на уполномоченной бирже для общенациональной системы. В Казахстане торги в основном осуществляет биржа ССХ, которая использует ЭТП «Каспий».





Биржевая инфраструктура

Биржевая торговля с использованием клиринга и производных инструментов обеспечивает высокочастотную торговлю и возможность хеджирования, способствует формированию признаваемого бенчмарка. По оценкам европейских регуляторов, три четверти сделок на вторичном рынке разрешений заключается с целью хеджирования: таким образом, биржа не просто является посредником в торговле, а обеспечивает возникновение ликвидности и большинства сделок (рис. 1). Фьючерсы и дру-

гие производные инструменты активно используются не только в ЕС, но и в Китае, а также на других развитых климатических рынках.

С точки зрения регулирования биржевой торговли квотами на них распространяются правила торговли финансовыми активами в части «антиотмывочного» законодательства и анти-террористических правил. Однако ценными бумагами данный актив не признается, например, в Германии он прямо называется товаром.

Регулируемая организация, допустившая избыточный вы-

брос парниковых газов без покрытия его квотами, обязана уплатить штраф, который, однако, не освобождает от необходимости приобретения квоты в следующем периоде, иногда – с повышающим коэффициентом (США, регулируемый рынок Калифорнии) или иными рестрикциями (страны Скандинавии).

В соответствии с заключениями ОЭСР и ряда экспертных организаций, эффективной платой за эмиссию парниковых газов, обеспечивающей необходимое для декарбонизации изменение инвестиционных приоритетов, рассматривается уровень не менее €40-60 за тонну CO₂-экв. Для сравнения, эта величина в 2 раза меньше текущей цены углерода в ЕС, но в 5 раз больше ожидаемой верхней ценовой планки на российском рынке.

Для недопущения переизбытка предложения и в целом снижения волатильности рынка практикуется создание специальных балансирующих фондов, которые могут адсорбировать и переносить на следующие периоды избыточное предложение. Так, в ЕС таким фондом является Market Stability Reserve, который действует с 2019 года и активирует депонирование квот при достижении определенных порогов предложения.

Все больше стран формируют трансграничное углеродное регулирование, чтобы лишить импортеров тех преимуществ, которые возникают у них из-за отсутствия эффективных климатических платежей в стране происхождения товара. Если не внедрять аналогичные инструменты у себя, платежи «перетекут» в бюджеты других стран.

Кейсы и опыты

С точки зрения механизмов систем торговли выбросами и их фискального эффекта пока-зательна эволюция и текущий статус крупнейшей глобальной системы регулирования выбросов – упомянутой EU ETS. На начальном этапе (с 2005 года, в рамках «фазы 1») в данной системе допускалось ограниченное использование единиц добровольного рынка (офсетов), первичная эмиссия квот осуществлялась на бесплатной основе. Из-за избыточного предложения в сочетании с возникшим пониманием худшего качества и слабой достоверности эффекта климатических проектов применение единиц добровольного рынка в несколько этапов было ограничено, а затем полностью запрещено.

Кроме того, было введено и постепенно расширялось платное первичное размещение квот на уполномоченной бирже (немецкой EEX) в рамках односторонних аукционов. Оно превратило механизм квотирования в крупный источник бюджетных поступлений. В 2022 году на платной основе было размещено 55% их первичной эмиссии на сумму €39 млрд. В среднесрочной перспективе этот показатель будет плавно повышаться вплоть до 100% платной первичной эмиссии квот.

В России обязательный сегмент углеродного рынка с платежами и торговлей будет запущен только в 2025-2026 годах и в рамках одного региона – Сахалинской области. Распространение так называемого «сахалинского

эксперимента» на другие регионы не запланировано.

Неизбежность трансграничного регулирования

После формирования обязательных инструментов, возникновения внутренней платы за углерод, национальные юрисдикции переходят к формированию систем трансграничного углеродного регулирования (ТУР), которые должны лишить импортные товары преимуществ, связанных с отсутствием платежей за загрязнение. Такая система с 2024 года вводится в ЕС (механизм CBAM) и обязывает импортеров оплачивать специальными сертификатами CBAM углеродный след продукции. Системы ТУР, схожие с европейской, планируются к вводу и в иных юрисдикциях, в том числе, например, в Казахстане.

В рамках ТУР плата за углеродный след импортируемой продукции может быть сокращена или не будет взиматься при наличии его верифицированной оценки с низким значением и в том случае, если «цена углерода» была установлена в качестве обязательной к уплате предприятиями соответствующей отрасли в юрисдикции производителя. То есть в стране экспортера должна на рыночной основе формироваться аналогичная «явная плата за загрязнение парниковыми газами» (англ. explicit carbon price). Таким образом, отсутствие «платы за углерод» не избавит от необходимости платежей при экс-

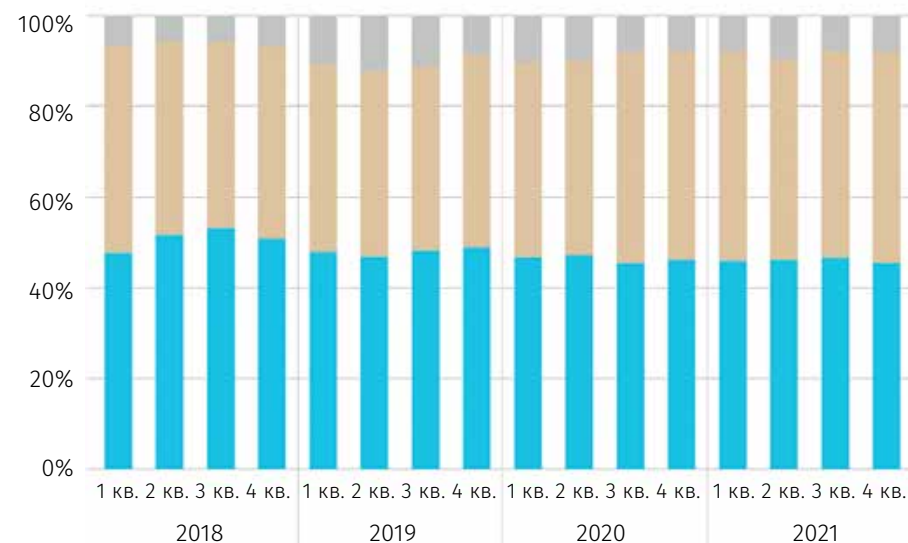
порте российской продукции, они «перетекут» из российского бюджета в бюджеты других стран.

Поэтому консервация старых технологий с высоким углеродным следом для удовлетворения потребностей собственного рынка и отстающих в углеродном регулировании юрисдикций в перспективе в возрастающей степени будет ограничивать экспортный потенциал российской продукции. По оценкам аналитических организаций и экспертов, прямые потери для России в результате введения ТУР могут составить по меньшей мере миллиарды евро ежегодно, а косвенные будут составлять от 0,5% до нескольких процентов ВВП (рис. 2).

Как отмечено в докладе Банка России «Переход к низкоуглеродной экономике: издержки и риски финансового сектора», авторы ряда научных исследований, включающих моделирование и прогнозирование влияния климатических рисков на российскую экономику (например, Russia and Global Green Transition. Risks and Opportunities. World Bank, HSE University, 2021), приходят к выводу, что негативный эффект в основном будет связан не с введением внутреннего регулирования, а с внешними изменениями глобальной экономики (ТУР, изменение структуры спроса). Отсутствие же собственного обязательного регулирования, существенных адаптационных изменений усилит такого рода негативный эффект.

Рисунок 1. Структура открытых позиций на фьючерсы EUA на биржах CE и EEX

- Регулируемые и другие нефинансовые организации
- Инвестиционные компании
- Фонды, финансовые организации



Источники: ESMA, Preliminary report Emission Allowances and derivatives thereof, 2021

Механизм углеродных единиц уходит на задний план

Что касается добровольного сегмента углеродного рынка (российский аналог – углеродные единицы), изначально, в рамках Киотского протокола, ему отводилась роль главного инструмента декарбонизации мировой экономики. Однако в последние 30 лет после серии кризисов избыточного предложения и скандальных ситуаций, связанных с негативной оценкой эффективности данного инструмента, его роль последовательно снижалась. В научной среде и на уровне ключевых международных организаций отмечаются серьезные проблемы с качеством и достоверностью этого инструмента (см., например, CarbonDirect. Assessing the State of the Voluntary Carbon Market in 2022) и признается его второстепенная, дополнительная по отношению к обязательным действиям по сокращению загрязнения, роль.

Так, в программных документах известной инициативы по развитию добровольного рынка и климатических проектов TSVCМ (Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets, инициировано специальным по-

сланником ООН по климату и финансам Марком Карни, около 250 участников) говорится, что «приоритетом для компаний должны быть действия, непосредственно направленные на снижение выбросов, их «оффсет» (зачет с использованием единиц климатических проектов добровольного рынка) играет дополнительную роль...».

Оборот единиц климатических проектов добровольного рынка оценивается в сумму немногим более €2 млрд. Эта величина на порядки меньше размеров других климатических рынков. В 2022-2023 годах в добровольном сегменте в отличие от других климатических рынков, которые быстро росли, наблюдалось снижение оборотов и цен. Эмиссия единиц устойчиво превышает объемы зачета (использования).

Устойчивое развитие, имидж и гринвошинг

Из данных программы Gold Standard (частная программа с реестром оффсетов, занимающая второе место в мире по объемам торгов) следует, что эффекты климатических проектов в действительности связаны с большим числом социальных

и экологических аспектов устойчивого развития, при этом их собственно климатический эффект обычно не является основным, а для некоторых типов проектов – отсутствует или близок к нулю.

Единицы добровольного рынка используются преимущественно в имиджевых, маркетинговых целях. Чаще всего – по отношению к организации для декларирования целей и действий в рамках нефинансовой отчетности, к трудно снижаемой части углеродного следа организации. Реже они применяются к товару в рамках процедуры компенсации углеродного следа – для «озеленения» рыночного представления о продукте.

Обе практики, в особенности второй подход, подвергаются критике со стороны экологических организаций, гражданских активистов и научного сообщества. Указанные стороны предъявляют корпорациям, излишне активно использующим данные практики и маскирующие с их помощью действия по загрязнению окружающей среды, обвинения в гринвошинге. (В определении ЦБ РФ, гринвошинг – это недобросовестная практика, заключающаяся в распространении организацией ложных или недостоверных сведений

В России до сих пор делается ставка на рынок углеродных единиц, роль которого в мире за последние 30 лет неуклонно снижалась и стала лишь дополняющей. Этот инструмент показал низкую эффективность: он формирует мотив для ухода от регулирования и дает широкие возможности минимизации налогообложения

об учете ESG-факторов и/или вопросов устойчивого развития в своей деятельности и/или в характеристиках продукта (в том числе финансового), а также в непредоставлении или предоставлении неполной информации по указанным вопросам в целях введения клиента в заблуждение и получения необоснованной выгоды.) В юрисдикциях развитых стран уже приняты судебные решения такого рода в пользу истцов. В 2023 году Европейская комиссия приняла решение о признании гринвошингом ряда практик декларирования зачета углеродного следа.

При этом на добровольном рынке наблюдается конкуренция между разными программами/реестрами климатических единиц. Конечные потребители этой виртуальной сущности приобретают их на добровольной основе, в том числе в зарубежных юрисдикциях и программах, и предъявляют высокие требования к качеству и удобству использования данного инструмента. Наиболее популярные реестры единиц и проектов добровольного рынка чаще всего ведутся частными компаниями, некоммерческими партнерствами, которые одновременно выполняют функции контроля качества и занимаются развитием такого рода систем на конкурентной, рыночной основе. Именно на таких принципах построены ведущие с точки зрения объемов зарегистрированных проектов и реализованных единиц программы/реестры – Gold Standard, VERA.

Российская практика: в точке риска

В российской юрисдикции сейчас сложилась специфичная конфигурация углеродного рынка, которая создает серьезные риски и в долгосрочной перспективе приведет к утечке части платежей из российского бюджета в иностранные юрисдикции. Сделана ставка на развитие добровольного сегмента – рынка единиц климатических проектов (углеродных единиц), причем с решающим участием государства. Обязательный сегмент ограничен одним регионом. При этом объектом регулирования является организация как юридическая единица, критерием отнесения к числу регулируемых организаций является объем выбросов.

Данное обстоятельство формирует мотив для ухода от регулирования и минимизации налогообложения путем юридических манипуляций – дробления бизнеса, а также не позволяет регулировать малые и средние производства, отличающиеся высокой интенсивностью выбросов загрязняющих веществ (удельной эмиссией на единицу продукции в физическом или стоимостном выражении и т. п.), но не отличающихся масштабом. Такой подход не совпадает с международной практикой: объектом регулирования в крупных обязательных системах обычно являются стационарные эмитирующие установки – неделимые технологические единицы, промышленные предприятия.

Еще более значительная проблема – многовариантность действий компаний в обязательной системе регулирования. Они могут использовать любую (в реальности – наименее затратную) из трех предусмотренных законодательством возможностей погашения сверхквотной эмиссии. Для этих целей могут применяться единицы выполнения квоты (ЕВК), платеж в 1000 рублей за 1 тонну CO₂-эквивалента эмиссии или углеродные единицы без каких-либо ограничений.

В отличие от других рынков в России статус и возможные сферы применения единиц добровольного рынка (углеродных единиц) оказываются выше и шире, чем у инструмента обязательного рынка (ЕВК). С учетом данной специфики российская система cap-and-trade не сможет выполнять основные функции – ограничения выбросов (можно наращивать их ограниченно, выплачивая ограниченный по размеру штраф или закупая углеродные единицы) и формирования экономически чувствительной «цены углерода».

Организация-загрязнитель всегда будет выбирать наиболее дешевую альтернативу из трех возможностей, при этом стоимость этой самой дешевой альтернативы будет играть роль верхнего ограничителя «цены углерода», формируемого на свободном рынке. Уже сейчас можно утверждать, что последняя не будет превышать размера установленного законодательством платежа за сверхквотный выброс, величина ко-

Рисунок 2.
Платежи российских хозяйствующих субъектов в рамках механизма ТУР ЕС

■ Верхняя граница платежей
■ Нижняя граница платежей

Источники: «Актуальность климатической повестки в ключевых экономиках Евразии». ЦМИ НИФИ Минфина России, 2022

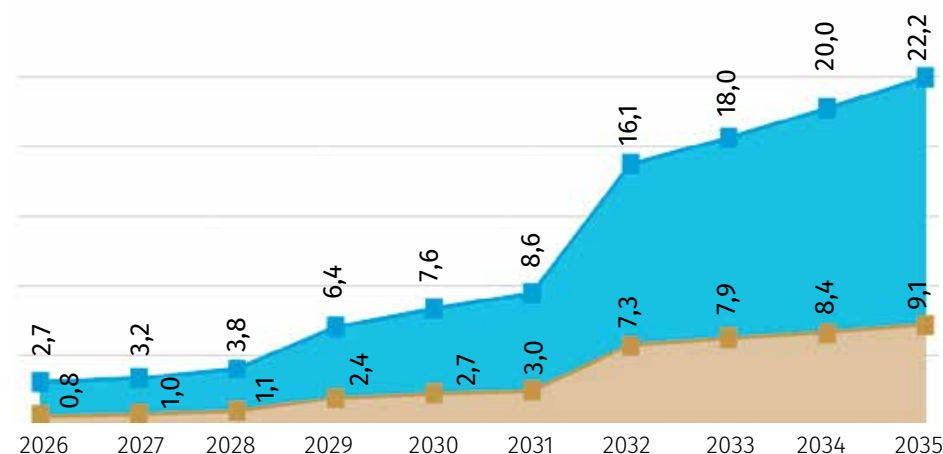


Рисунок 3.
Баланс спроса и предложения на углеродные единицы
климатических проектов Механизма чистого развития ООН



Источники: Всемирный банк, КРМГ, РККИ ООН

торого – 1000 рублей за единицу или тонну CO₂-экв. эмиссии парниковых газов, что в пять раз меньше оценочной необходимой для декарбонизации платы за углерод и приблизительно на порядок меньше платы за выбросы в EU ETS.

Как повысить эффективность

С учетом изложенного, а также требований максимальной эффективности в части достижения климатических целей, декарбонизации экономики и зарубежного признания, представляются целесообразными следующие законодательные изменения обязательного (регулируемого) углеродного рынка в России в соответствии с мировой практикой.

Добровольный и обязательный сегменты углеродного рынка должны быть регуляторно разделены – не следует допускать возможность неограниченного использования углеродных единиц вместо единиц выполнения квоты. Штрафы

не должны освобождать эмитирующие парниковые газы организации от необходимости приобретать ЕВК.

По опыту зарубежных рынков предприятия должны оплачивать значительную часть общей эмиссии парниковых газов (от десятков процентов вначале до 100% на завершающем этапе) с плавным увеличением рыночных цен до уровней, сопоставимых с зарубежными рынками (от 1-2 тыс. рублей на начальном этапе до 4-8 тыс. рублей в среднесрочной перспективе). При этом логично сформировать механизм, обеспечивающий возврат части полученных бюджетных средств предприятиям промышленности, для стимулирования реализуемых ими приоритетных проектов декарбонизации.

Как показывают примеры наименее успешных решений, если отдельные параметры системы cap-and-trade (размер квот относительно фактических объемов загрязнения, темп их снижения с течением времени, объем бесплатной эмиссии) бу-

дут определены неэффективно, то есть льготным для загрязнителей образом, то затраты на оплату разрешений окажутся незначительным в сравнении с доходами регулируемых организаций. В таком случае описываемый механизм не приобретет функцию экономического стимула и не сможет играть роль инструмента декарбонизации.

Стоит обратить внимание на механизмы биржевой торговли применительно к формированию данного рынка и предусмотреть возможность их обязательного применения в регулируемом сегменте рынка – для обеспечения прозрачности сделок и формирования рыночных бенчмарков. В рамках крупнейшей в стране товарной биржи СПБМТСБ уже создана специализированная секция «Углеродный рынок», где планируется организовать торговлю ЕВК с использованием полного инструментария биржевой торговли, включающего двусторонний анонимный аукцион и проведение клиринга. ●



XXII Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2024 Российское Газовое Общество

500+ УЧАСТНИКОВ

ДЕКАБРЬ 2024

RADISSON COLLECTION
HOTEL MOSCOW

ключевая тема форума:

РОЛЬ ГАЗОВ В СОЗДАНИИ УСТОЙЧИВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Организатор мероприятия:

Российское Газовое Общество

При поддержке:

Комитет Государственной Думы
по энергетике

Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

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

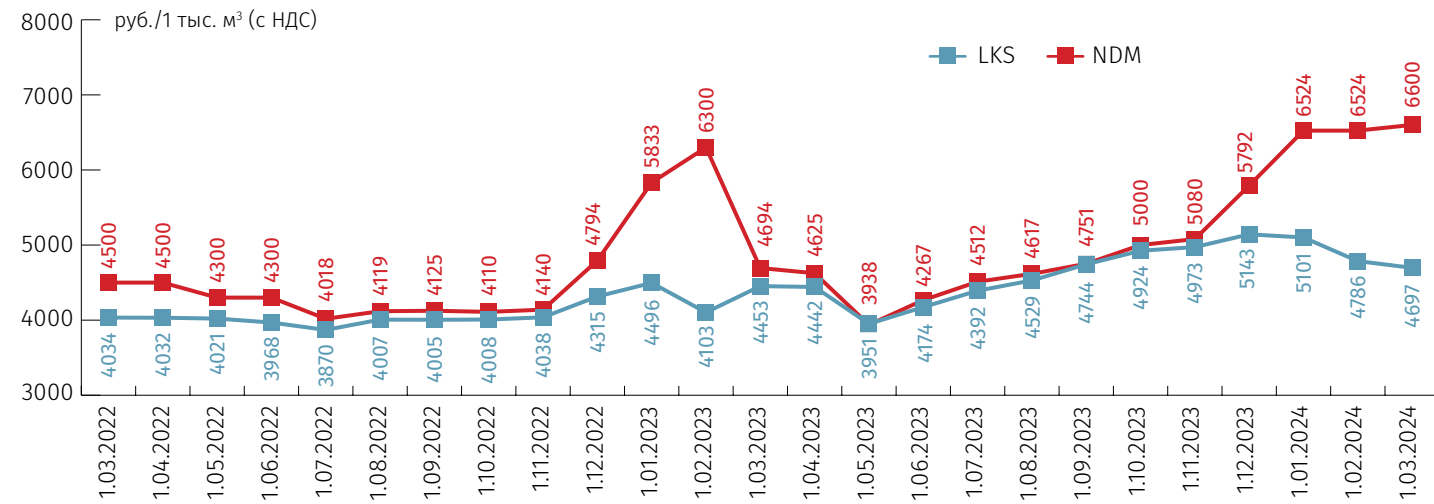
ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

WWW.GAZO.RU



ГАЗ • БИРЖА • ЦЕНЫ

Сводные биржевые цены природного газа на балансовых пунктах Локосово и Надым



Источник: СПбМТСБ

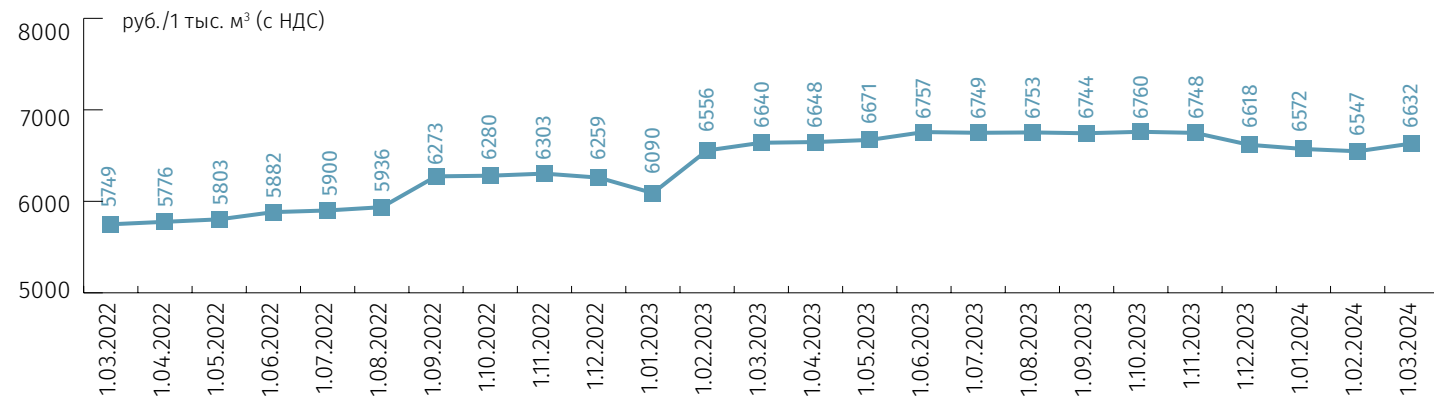
Биржевой региональный индекс природного газа для Московского региона*



* Цена на балансовом пункте плюс транспорт до центра потребления.

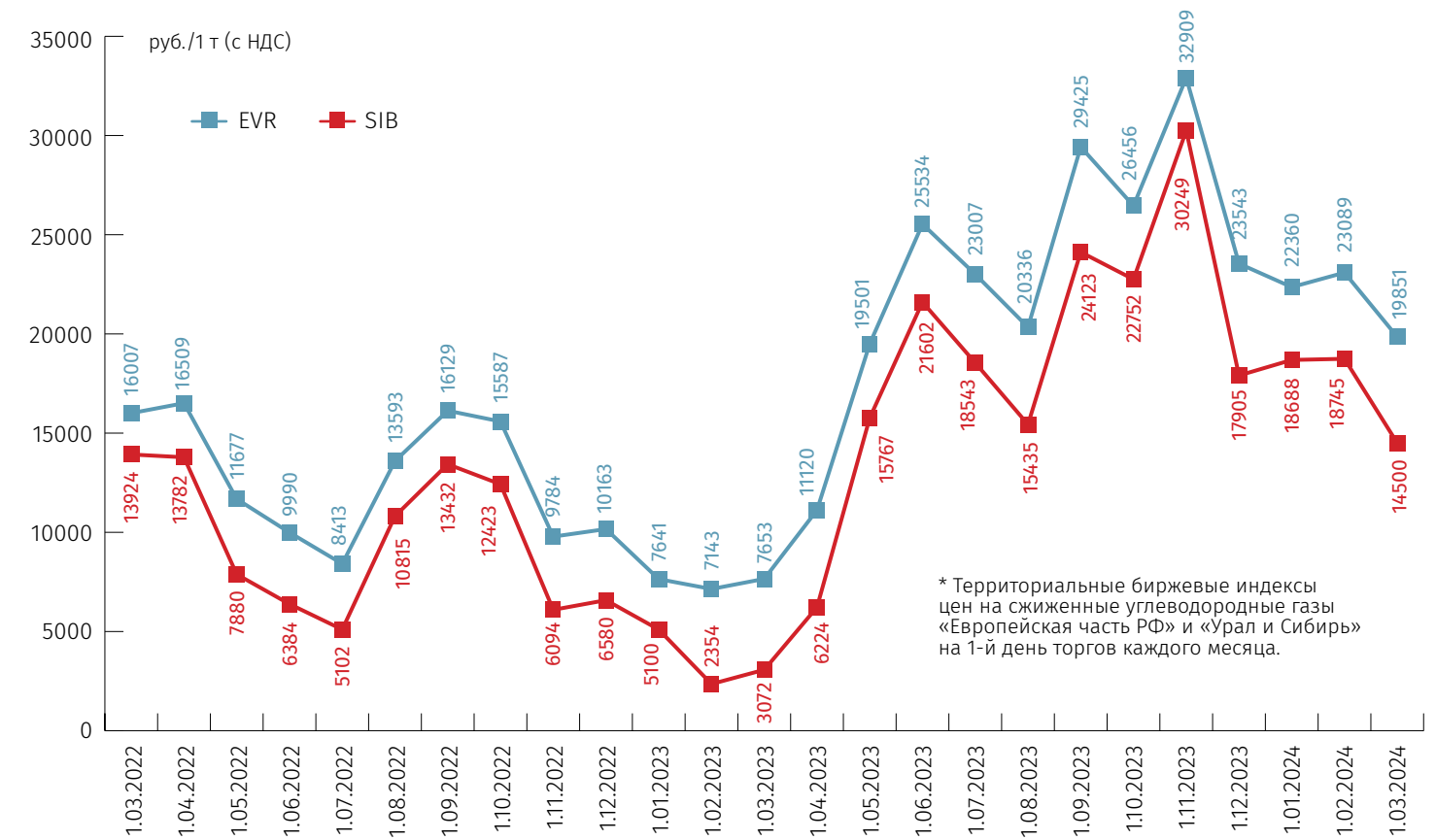
Источник: СПбМТСБ

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.

РЕКОРДНАЯ ПРОХОДКА

О чем говорит рост эксплуатационного бурения на нефть?

Итоги 2023 года

Кратко: абрис нефтяного рынка

Спрос на нефть в мире продолжает оставаться под давлением из-за замедления экономического роста, что отражается в ухудшении экономической активности в крупных развитых странах. Особенно высокий риск связан с ситуацией в еврозоне, где промышленная активность в крупных экономиках ухудшилась до уровня, сравнимого с пандемическими показателями 2020 года. Добровольные ограничения добычи и экспорта со стороны России и Саудовской Аравии в 2023 году были направлены на предотвращение падения цен ниже отметки в \$70 за баррель. Однако воздействие этих мер на цены оказалось не таким сильным, как ожидалось, в связи с более слабыми по сравнению с прогнозируемыми показателями экономики Китая и замедлением темпов роста других потребителей нефти на мировом рынке.

Динамика буровых работ на нефть тесно связана не только с балансом нефтяного рынка и общей ситуацией в секторе нефтегазодобычи. На буровую активность недропользователей и работу подрядчиков влияет множество факторов – от макроэкономических до состояния ресурсной базы.

В контексте принятых ограничений добыча нефти в России в 2023 году составила 530,6 млн тонн, что на 5 млн тонн меньше по сравнению с показателем предыдущего года. Прогноз Минэнерго РФ на 2024 год предполагает дальнейшее сокращение добычи – до 523 млн тонн. Однако в перспективе до 2028 года ожидается рост производства нефти, особенно на месторождениях Восточной Сибири в рамках проекта «Восток-Ойл».

Спрос на российскую нефть за рубежом стабилен, однако ее стоимость остается ниже из-за дисконтов, которые определяются географическим расположением рынков и расходами на транспортировку, отягощенными текущими логистическими трудностями. Поставки нефти из России в 2023 году составили 243,3 млн тонн, что на 3,3% меньше уровня

2022 года. Ключевым изменением за последние два года стало перераспределение структуры поставок. Если в 2021 году соотношение экспорта на восток и запад составляло 40/60, то сейчас на восточное направление приходится 85%. Основные рынки сбыта – Китай и Индия.

Бурение-2023: прямые и относительные показатели

Динамика буровых работ тесно связана с балансом спроса на рынке нефти и ситуацией в секторе добычи, но не всегда это означает совпадение темпов проходки и производства нефти. Так, за последние пять лет лишь дважды (в 2020 и 2022 годах) эти показатели двигались в одну сторону.

По предварительным данным, в 2023 году проходка в эксплуатационном бурении росла и превысила 30 тыс. км, что эквивалентно рекордному для России уровню (статданные по эксплуатационному бурению представлены именно по нефтедобывающему сегменту НГК).

Активный рост проходки продолжается второй год подряд. С одной стороны, это указывает на относительную устойчивость сектора нефтесервиса, в частности его бурового сегмента, к западным санкциям. С другой стороны, налицо необходимость увеличивать проходку для поддержания уровня добычи в условиях постоянного ухудшения условий добычи и высокой степени выработанности запасов.

Количественным подтверждением последней тенденции служит соотношение эксплуатационной проходки к уровню добычи нефти – уже долгие годы оно демонстрирует



Антон Троицкий,
ведущий аналитик
консалтинговой
группы «Текарт»

устойчивый рост. Для сравнения, если в 2010 году это соотношение находилось на уровне 32,7 тыс. м на 1 млн тонн, то средний уровень за последние пять лет составил 52,4 тыс. м/млн тонн, а в 2023 году – 57,7 тыс. м/млн тонн. При этом добыча нефти в период 2010-2023 годов была в пределах 500-560 млн тонн, а объемы бурения выросли практически в два раза.

Естественным образом за ростом проходки следует ввод новых скважин, который, по предварительным данным, в 2023 году превысил 8 тыс. единиц.

Драйверы роста

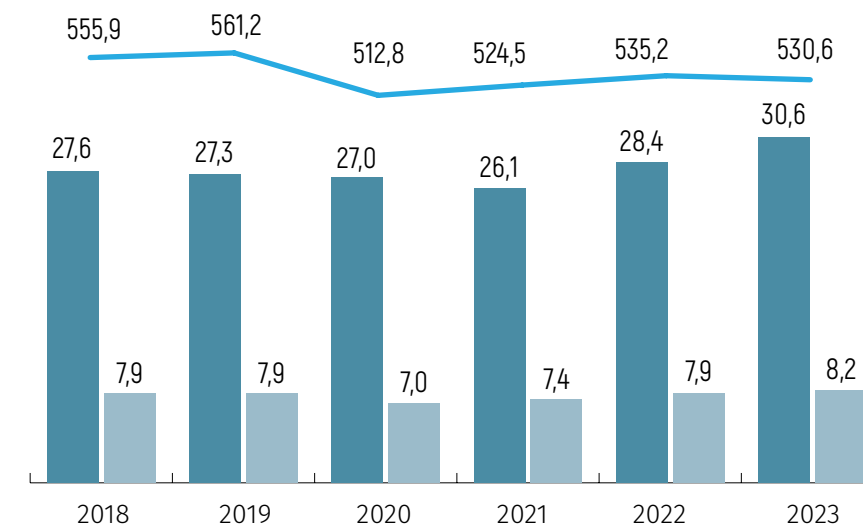
Рост проходки в бурении в прошедшем году обусловили следующие предпосылки:

- на старых месторождениях Западной Сибири (Самотлорском и Приобском) проводилось стимулирование разработки за счет льгот в виде налоговых вычетов на НДС для основного оператора – «Роснефти»;
- компании продолжили реализацию новых проектов («Роснефть» и «Славнефть» в Восточной Сибири, «ЛУКОЙЛ» на шельфе);

Проходка в эксплуатационном бурении, ввод новых скважин и добыча нефти и газового конденсата в РФ

■ Эксплуатационное бурение, тыс. км
■ Ввод новых скважин, тыс. ед.
— Добыча, млн тонн

Источники: ЦДУ ТЭК, Kpler, «Яков и партнеры»



Соотношение проходки в эксплуатационном бурении к добыче показывает, какой объем буровых работ компании необходимо проводить для поддержания добычи. Этот показатель значительно выше общеотраслевого у «Сургутнефтегаза», который традиционно бурит в больших объемах. Похожей стратегии придерживается «Газпром нефть».

- в предыдущие годы (2020-2021) была высока доля бездействующих скважин, наращивание или поддержание добычи требует компенсации выбывших или приостановленных ранее скважин. Необходимым условием развития буровых работ является активное освоение ресурсной базы. В 2023 году в России было открыто 43 месторождения углеводородного сырья, из которых 35 находятся в Приволжском федеральном округе. Суммарный прирост запасов нефти и газового конденсата составил 68,1 млн тонн. По оперативным оценкам, объем проходки в разведочном бурении достиг 1 тыс. км, превысив уровень 2022 года более чем на 20%.

Заказчики буровых работ

В структуре буровых работ по компаниям-недропользователям три четверти объема обеспечивают четыре крупнейшие ВИНК. Лидером по эксплуатационной проходке с 2013 года является компания «Роснефть» – на ее долю в 2023 году пришлось 39%. Традиционно высокие показатели в бурении у «Сургутнефтегаза» (15%). Еще по 10-11% обеспечивают «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть». Что касается динамики, то лидером роста в 2023 году стали «Татнефть» и «Газпром нефть». «Татнефть» в 2020 году больше всех среди крупных ВИНК сократила фонд действующих скважин (на 27,3%). Наряду со спецификой

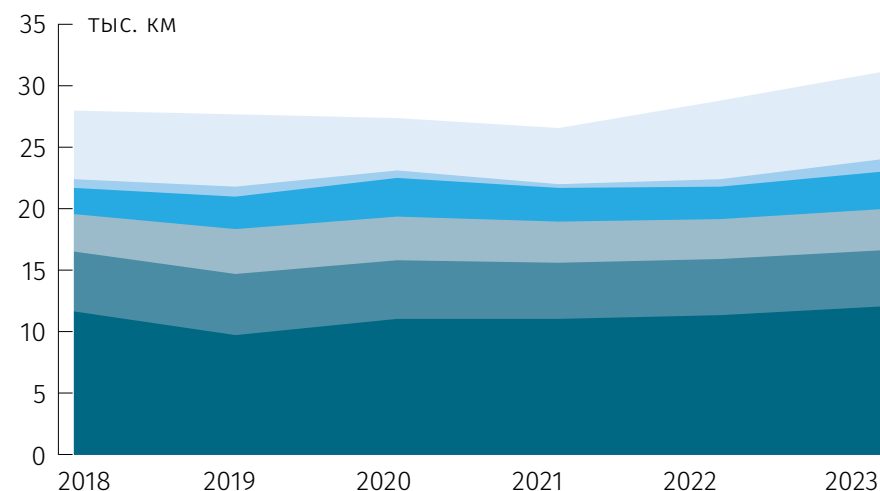
фонда, которая проявляется в высокой доле низкодебитных скважин, этот фактор приводит к тому, что компании для сохранения производственных показателей требуется бурить опережающими темпами. В пределах общеотраслевого наблюдался рост у «Роснефти». «Сургутнефтегаз» и «ЛУКОЙЛ» сохранили проходку на уровне 2022 года, причем в ретроспективе последних пяти лет объем эксплуатационной проходки у этих компаний сокращается.

Разные обстоятельства, разные практики

Для анализа практики бурения и обращения с фондом скважин крупнейшими российскими ВИНК рассмотрим ключевые относительные показатели проходки и фонда скважин. Так, соотношение проходки в эксплуатационном бурении к добыче нефти и газового конденсата на протяжении времени показывает, какой объем буровых работ компании необходимо проводить для поддержания добычи. Этот показатель значительно превосходит общеотраслевой у «Сургутнефтегаза». Компания сохраняет самую низкую долю бездействующих скважин (в сред-

Проходка в эксплуатационном бурении российскими ВИНК

- Роснефть
- Сургутнефтегаз
- ЛУКОЙЛ
- Газпром нефть
- Татнефть
- Прочие



Источники: ЦДУ ТЭК, данные компаний, «Текарт»

Относительные показатели активности в эксплуатационном бурении российских ВИНК *

Компания	Проходка к добыче, тыс. м/млн т	Проходка к вводу новых скважин, тыс. м/ед.	Добыча к действующему фонду скважин, тыс. м/ед.	Ввод новых скважин к действующему фонду, %
Роснефть	58,9	3 637	3,7	6,0%
Сургутнефтегаз	79,6	3 815	2,4	5,3%
ЛУКОЙЛ	41,9	2 993	2,8	3,6%
Газпром нефть	69,8	4 014	5,0	7,9%
Татнефть	22,8	956	1,5	2,6%
Всего в России	52,4	3 648	3,5	5,0%

* В среднем за последние пять лет.

Источники: ЦДУ ТЭК, данные компаний, «Текарт»

нем 5%) и традиционно бурит в больших объемах.

Похожей стратегии придерживается «Газпром нефть». Она демонстрирует высокую эффективность по показателям проходки и фонда скважин. Средняя глубина новых скважин превышает 4 км, коэффициент добычи к фонду действующих скважин (упрощенный аналог дебита скважин) находится на самом высоком среди ВИНК уровне – 5,0 тыс. тонн на скважину, а доля новых скважин в действующем фонде близка к 8%.

Логичным выглядит совпадение средних по стране показателей с характеристиками «Роснефти». Компания занимает от 30% до 40% в основных метриках (проходка, добыча, фонд и ввод скважин, капиталовложения и т. д.) и, собственно, в наибольшей степени формирует средние значения по отрасли.

Особенностью Волго-Уральской НГП является большое количество низкодебитных скважин малой глубины, что соответствующим образом отражается в показателях «Татнефти», а также «ЛУКОЙЛа», около 20% деятельности которого приходится на Волго-Уральский регион.

Взгляд в будущее: относительный рост

Развитие буровой отрасли в среднесрочной перспективе зависит от комплекса факторов, которые могут оказывать разнонаправленное влияние.

Ожидаемый профицит на нефтяном рынке, вызванный снижением темпов роста спро-

Сложившиеся в отрасли условия способствуют сохранению высокого результата в эксплуатационном бурении в 2024 году, которое может составить 29-30 тыс. км. В долгосрочной перспективе можно ожидать сохранения тенденции роста проходки относительно объемов добычи.

са на нефть, будет сдерживать объемы добычи. Параллельно с этим постепенное снижение цен на нефть, представляющее собой глобальный консенсус как российских органов власти и участников отрасли, так и мировых аналитических агентств, будет ограничивать рентабельность разработки новых месторождений. С другой стороны, поддержание имеющихся операционных показателей требует от нефтяных компаний ежегодного увеличения объема буровых работ, которое, в свою очередь, отражается на динамике ввода и средней глубине скважин.

По оценке КГ «Текарт», сложившиеся условия в российской нефтяной отрасли способствуют сохранению высокого результата в эксплуатационном бурении в 2024 году, которое может составить 29-30 тыс. км. При этом отраслевой рекорд 2023 года может быть не повторен.

В более долгосрочной перспективе, с учетом прогноза Минэнерго об умеренном росте добычи нефти до 2040 года, можно ожидать сохранения тенденции роста эксплуатационной проходки относительно объемов добычи и выхода отраслевых показателей по бурению на уровень в 35 тыс. км. ●

МЕЙДЖОР ВЕРИТ В СПГ

Прогноз Shell:

Спрос на природный газ в мире начнет падать,
но рынок СПГ будет расти

Андрей Турецкий, обозреватель

Согласно очередному ежегодному прогнозу рынка СПГ до 2040 года Shell LNG Outlook 2024, мейджор с уверенностью смотрит на перспективы сжиженного природного газа до и даже после 2040 года, предвещая при этом скорое падение спроса на природный газ в мире в целом. В ряде регионов пик спроса уже пройден, по мнению компании, навсегда.

Компетенции прогнозиста

Опыт Shell в СПГ-бизнесе насчитывает 60 лет, с 1964 года, когда этот международный мейджор в партнерстве с Sonatrach реализовал первый коммерческий СПГ-проект в Алжире.

Сегодня Shell – один из крупнейших производителей, трейдеров и перевозчиков сжиженного природного газа на миро-

вом рынке. Как указывает компания на своем веб-сайте, она контролирует около 11% мирового флота СПГ-танкеров.

В 2023 году, согласно сообщению Reuters о годовых результатах компании, доля Shell в объеме мировой торговли СПГ оценивается в 17%. Объем производства СПГ составил 28,3 млн тонн; из-за выхода в середине 2022 года из проекта «Сахалин-2» производство СПГ сократилось на 5%, но на снижении доходов компании в целом сказались, судя по отчетности, внешние экономические факторы, а объем продаж СПГ даже несколько вырос.

Газовый пик?

К 2040 году Shell ожидает роста общего потребления природного газа в мире примерно на 13%: с чуть менее 4 трлн м³ в 2023 году до почти 4,5 трлн м³

в 2040 году. После чего наступит стагнация и пойдет спад.

Что касается сжиженного природного газа, то объем глобальной торговли им в 2023 году Shell оценила в 404 млн тонн, что на 2% больше показателя предыдущего года (397 млн тонн в 2022 г.). К 2040 году спрос на СПГ в мире вырастет более чем на 50%, считает компания.

Однако все отраслевые эксперты отметили, что в новом отчете Shell снизила прогноз роста спроса на СПГ к 2040 году до 625–685 млн тонн; предыдущий прогноз мейджора говорил о планке до 700 млн тонн.

Причина снижения ожиданий, по мнению Shell, заключается в том, что крупные потребители СПГ уже прошли пик потребления природного газа и спрос на него сокращается. В первую очередь речь идет о Европе и Японии, где пик спроса был пройден еще в 2010-

х годах. В США и Канаде прохождение пика с последующим спадом ожидается в 2030-х годах. В остальных регионах снижение спроса начнется в 2040-х, хотя для таких стран, как Россия, Нигерия, Индия и Индонезия, прогноз Shell предусматривает вероятный сдвиг начала спада спроса на природный газ на более отдаленное будущее (рис. 1).

Итак, в целом в 2040-х годах практически весь мир начнет снижать потребление природного газа, считает Shell.

Надо отметить, что прогнозировать пики спроса/производства дело неблагоприятное. Как известно, Мэрион Кинг Хабберт, предложивший в 1956 году (на тот момент геофизик в Shell, кстати) теорию нефтяного пика, долгие годы предрекал, что мировая добыча нефти достигнет максимума к 2000 году и начнет падать. Реальность, в отличие от математической модели Хабберта, «включила в свои расчеты» различные экономические,

политические, технологические и прочие факторы, и за двадцать лет с момента прогнозируемого спада уровень мировой нефтедобычи вырос еще примерно на 50%. В 2013 году Citibank в отчете «Глобальный рост спроса на нефть – конец уже близок» (Global Oil Demand Growth – The End Is Nigh) предположил, что рост мирового спроса на нефть может прекратиться навсегда уже «к концу этого десятилетия».

Ситуация с прогнозами прохождения газового пика аналогична в главном: такие прогнозы – это уравнения с неизвестным множеством неизвестных.

Структура поставок и потребления газа

По сравнению с результатами 2019 года объем мировой торговли СПГ в 2023 году прибавил примерно на 70 млрд м³, тогда как за тот же период глобальные объемы трубопроводного

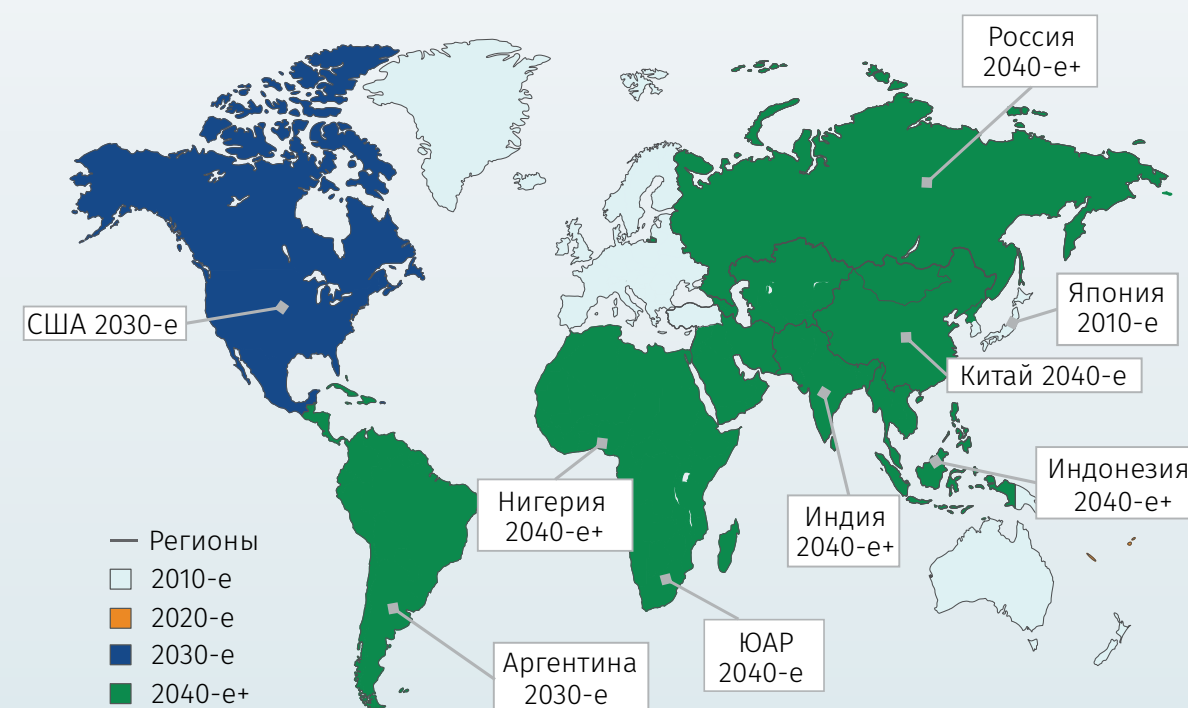
Терминал «Арзев» в Алжире в 1986 году



импорта (не включая североамериканские трубопроводы) потеряли 100 млрд м³. До 2024 года, согласно прогнозу Shell, поставки СПГ будут расти в среднем на 3,6% в год, а трубопроводный импорт – сокращаться на 0,2% в год. Рост собственной добычи будет незначительным – лишь на 0,5% в год (рис. 2).

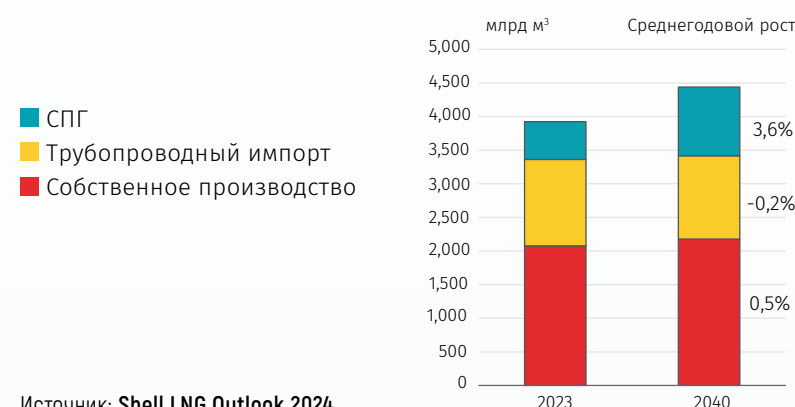
В структуре потребления газа по секторам экономики электроэнергетика сохранит лидерство, преодолев планку

Рисунок 1. Прохождение пиков спроса на природный газ в регионах мира



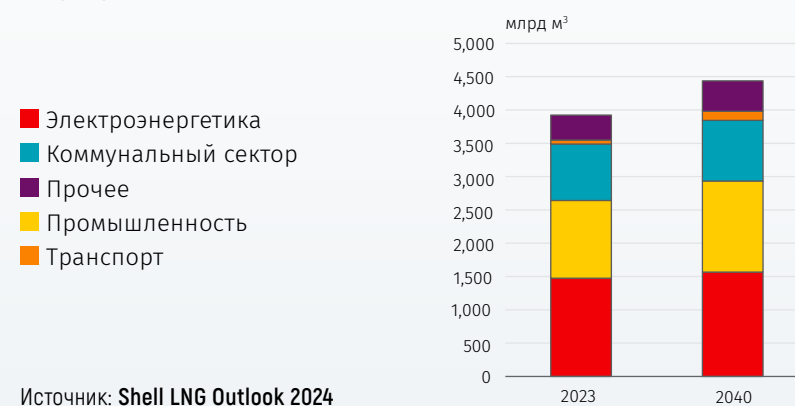
Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Wood Mackenzie

Рисунок 2.
Структура поставок природного газа в мире



Источник: Shell LNG Outlook 2024

Рисунок 3.
Структура спроса на газ по секторам экономики



Источник: Shell LNG Outlook 2024

1,5 трлн м³ в год (рис. 3); несмотря на растущую долю генерации за счет ВИЭ, газ обеспечивает энергосетям стабильность. Подрастет также спрос со стороны промышленности, второго крупного потребителя газа. В коммунальном секторе изменения будут практически незаметны в целом по миру, но большой рост в этом сегменте ожидается в Китае. Shell отмечает также, что газ по-прежнему играет большую роль в структуре спроса энергосистем для отопления на разных рынках – в США, ЕС и Великобритании, Китае. Доля транспорта в структуре спроса по-прежнему невелика, однако рост в этом сегменте будет кратным и в целом по миру, и в Азии.

Лидеры поставок СПГ и борьба за азиатские рынки

Первая пятерка поставщиков СПГ на мировой рынок в 2023 году выглядит так: США (86 млн тонн), Австралия (81 млн), Катар (80 млн), за ними с большим отрывом – более чем вдвое – Россия и Малайзия (чуть более и чуть менее 30 млн тонн соответственно) (рис. 4). Вероятно, США и далее сохраняют лидерство в отрасли. Мировой рынок ранее пережил два сильных всплеска прироста мощностей СПГ-производства: первый в 2009-2011 годах более чем на 30% был вызван вводом в строй мега-проекта в Катаре, второй подстегнули Австралия и США (на 23%). И, судя по всему, США наряду с Катаром вызо-

вут очередную надвигающуюся волну прироста сжижающих мощностей, которая придется на 2025-2027 годы и даст в совокупности дополнительные почти 80 млн т/г, или до 18% прироста.

В целом североамериканские мощности СПГ смогут удовлетворять около 30% всего мирового спроса, считают в Shell. Однако СПГ-отрасль региона, опирающаяся на четыре добычных бассейна (формация Montney в Канаде, Аппалачи, Пермский бассейн и Haynesville в США), может столкнуться с проблемами транспортировки газа.

Немаловажно, что новые североамериканские мощности сжижения газа предполагаются к строительству на побережье Тихого океана, с прямым путем поставок в Азию, без необходимости терять время на проход Панамского канала, который к тому же снижает свою пропускную способность. В последние два года в Центральной Америке наблюдаются сильные засухи, снижается уровень воды в водохранилищах Гатун и Алахуэла, снабжающих шлюзы канала водой. Это требует меньшей осадки судов для прохождения канала. Даже в благоприятных условиях она ограничена 12 метрами (класс судов Panamax); суда с большей осадкой (Suezmax, VLCC, ULCC) не ходят через Панамский канал именно из-за недостаточной его глубины (рис. 5).

«Панамская» проблема усиливает мотивацию для развития американских СПГ-проектов на Тихоокеанском побережье, поэтому очевидно, что уже через несколько лет на привлекательных и емких рынках Азии предстоит обострение конкуренции среди продавцов. Это не может не тревожить российских поставщиков СПГ, у которых и без того возможности сбыта и логистика ограничены политическими обстоятельствами.

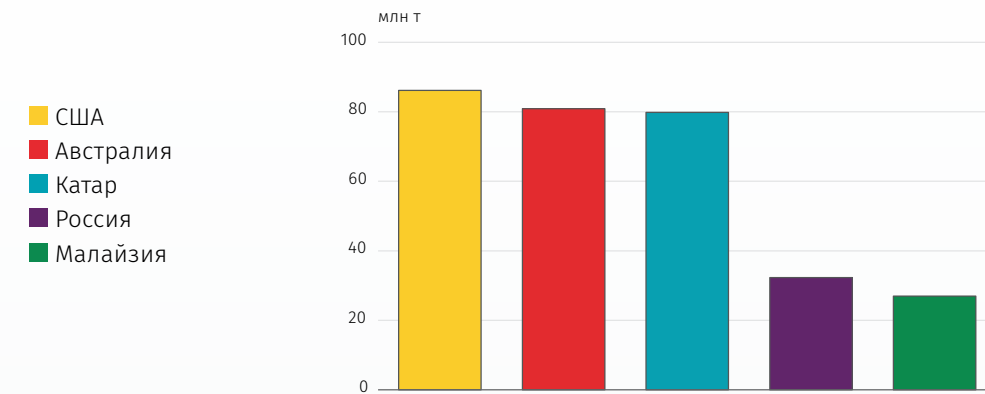
На карте спроса

В региональном разрезе структуры импорта СПГ в 2023 году наблюдаются разнонаправленные векторы на различных рынках Азии – в этом регионе отмечен и наибольший в мире рост, и наибольшее в мире падение.

Так, материковый Китай в прошлом году увеличил закупки СПГ на 7,9% – вопреки скромным темпам восстановления экономики и благодаря проводимой в стране политике декарбонизации экономики. Рост спроса на газ в целом в КНР Shell оценивает в более чем 50% к 2040 году. Скромнее нарастили импорт сжиженного природного газа Таиланд – на 2,9%, Индия – на 2%, Сингапур – на 1,3%, Бангладеш – на 0,8%, Филиппины – на 0,6%.

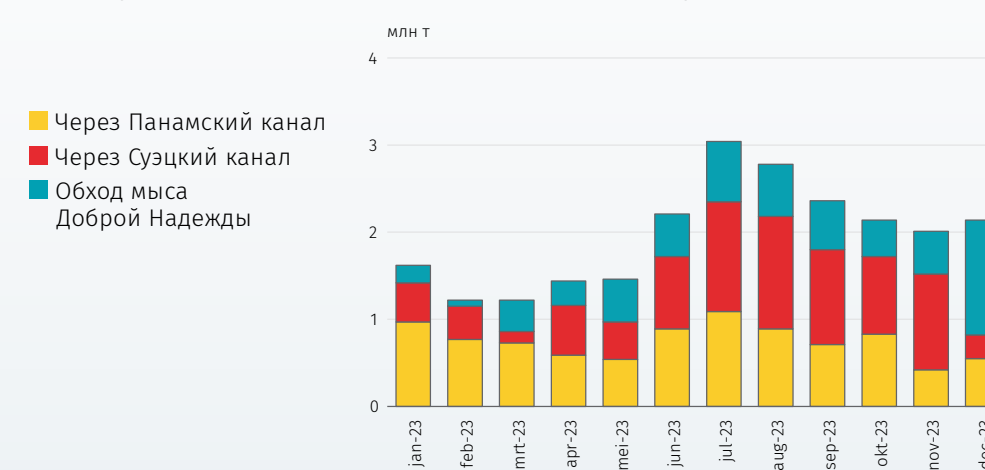
Лидером падения закупок СПГ в Азии и в целом в мире стала Япония, снизив их на 6% (рис. 6). В перспективе японский спрос на газ и импорт СПГ продолжит снижаться, насколько быстро – будет напрямую зависеть от атомной энергетики страны, от того, сколько энергоблоков восстановят работу. Также снизила импорт СПГ в 2023 году Южная

Рисунок 4.
Страны – лидеры экспорта СПГ в 2023 году



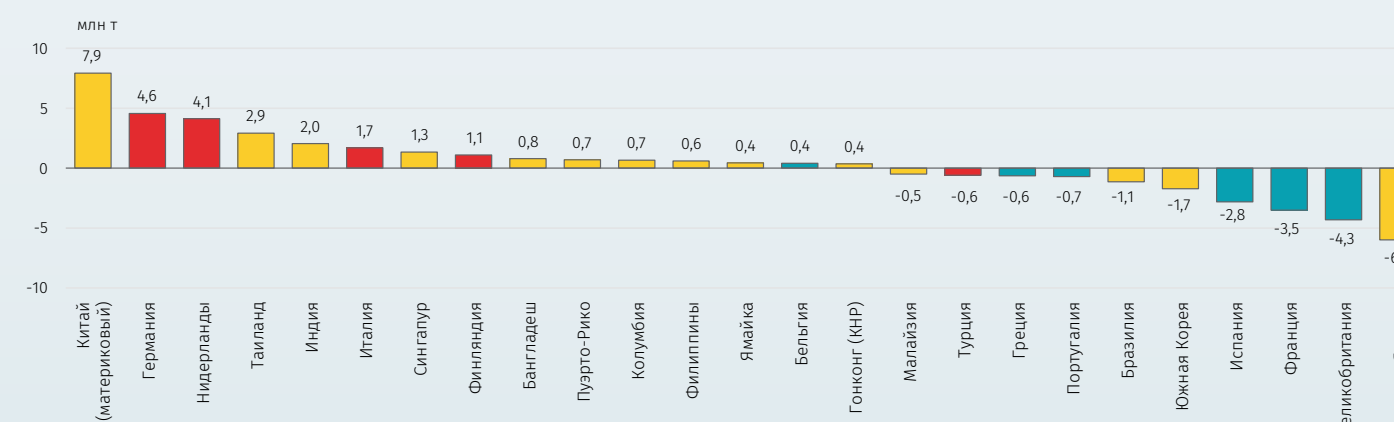
Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Kpler

Рисунок 5.
Маршруты поставок СПГ из США в Азию в 2023 году



Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Kpler

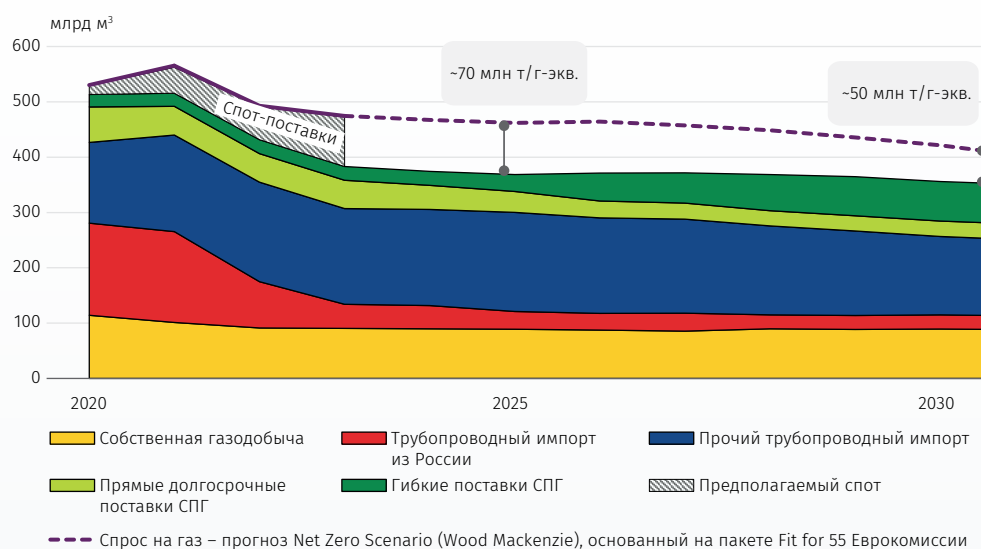
Рисунок 6.
Лидеры роста и снижения: изменение импортных закупок СПГ по странам в 2023 году



■ Европейские страны с существующей ранее регазификационной инфраструктурой
■ Европейские страны с введенной новой регазификационной инфраструктурой
■ Прочие

Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Kpler

Рисунок 7.
Прогноз динамики газового баланса в Европе



Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Wood Mackenzie

Корея – на 1,7%; дальнейшая динамика здесь будет зависеть от того, насколько быстро будут вводиться мощности ВИЭ и АЭС.

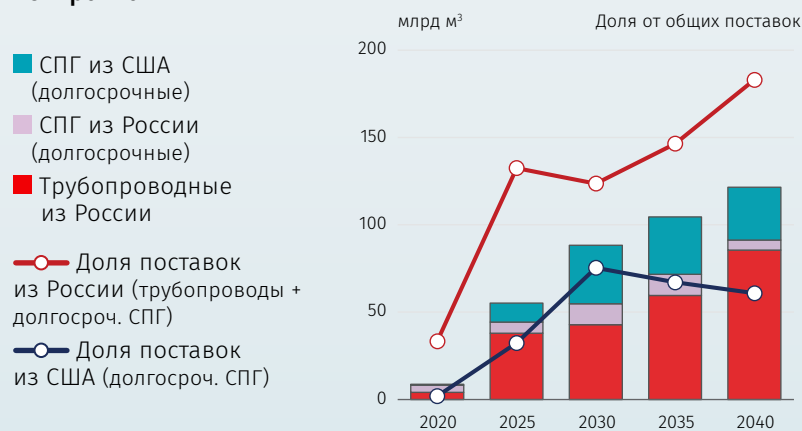
Европа в прошлом году снизила спрос на природный газ на фоне растущих цен. В структуре спроса по секторам экономики сильнее всего упал спрос на газ в электроэнергетике, в наименьшей степени – в промышленности. В структуре источников поставок наибольшая часть падения европейского спроса пришлась на российский трубопроводный газ.

Shell отмечает, что СПГ продолжает играть важную роль в обеспечении энергетической безопасности в Европе, импортировавшей в 2023 году 120 млн тонн СПГ. В дальнейшем СПГ все еще будет необходим Европе, несмотря на снижение европейского спроса в целом на природный газ. При этом предпочтение будет отдаваться гибким поставкам, после 2025 года именно они начнут превалировать в структуре закупок, тогда как объемы долгосрочных контрактов снизятся (рис. 7).

Привлекательный китайский рынок развивается

В структуре газового баланса Китая по источникам прогнозируется рост собственной добычи и трубопроводного импорта, тогда как закупки СПГ вырастут к 2030 году и затем стабилизируются и даже снизятся на фоне замедления роста спроса. Доля импорта газа, составляющая сейчас 43%, подрастет до 47-48% и в 2035-2040-х годах будет

Рисунок 8.
Поставки газа в Китай из России и США по долгосрочным контрактам



Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Wood Mackenzie

оставаться на этом уровне. Shell приводит сравнение прогнозных объемов газа, поставляемого в Китай по долгосрочным контрактам из России и США. Прогноз показывает значительный рост поставок из России как по трубопроводам, так и в виде СПГ, в целом к 2040 году он будет занимать около 14% в общей структуре поставок, тогда как поставки из США к 2030 году вырастут и займут долю более 5%, а впоследствии эта доля несколько сократится. Однако надо понимать, что здесь речь идет только об объемах в рамках долгосрочных контрактов (рис. 8).

Впрочем, в отчете отмечается склонность Китая именно к такому виду закупок: в 2022-2023 годах он резко сократил объемы спота на фоне сокращения импорта СПГ в целом, увеличив при этом прием СПГ по долгосрочным поставкам.

Общий импорт СПГ Китаем с 2019 года вырос с 60 млн до 80 млн тонн в 2021 году, в «постпандемийный» период снизился почти до прежнего уровня и в 2023 году подрос, превысив планку в 70 млн тонн.

Рост спроса на газ в Китае подтверждается развитием инфраструктуры его приема и потребления. Прирост новых



мощностей газовой генерации, согласно прогнозу Shell, ускорится с введенных в 2023 году 10 ГВт до почти 25 ГВт в 2025-м (для сравнения: все имеющиеся мощности газовой генерации Великобритании составляли в 2023 году 37 ГВт). Темпы ввода инфраструктуры регазификации вырастут с введенных в прошлом году 14 млн т/г до 52 млн т/г в 2024-м (это почти на уровне всех имеющихся регазификационных мощностей Индии) и 28 млн в 2025 году. В последующие два года в Китае также значительно увеличатся объемы вводимых мощностей хранения газа – почти по 10 млрд м³ в год в примерно паритетном соотношении СПГ-танков и ПХГ.

Юго-Восточная Азия

На фоне растущих потребностей в газе и производстве электроэнергии страны Южной и Юго-Восточной Азии, как ожидает Shell, в разы нарастят объемы закупок СПГ, чтобы заместить выпадающие объемы добычи газа. К 2040 году Вьетнам и Филиппины увеличат импорт с нуля до 8 млн и 10 млн тонн в год соответственно; Таиланд и Бангладеш – с 5 млн и 4 млн т/г до 25 и 26 млн т/г соответственно.

При этом регазификационная инфраструктура этих четырех стран на сегодня (функ-

ционирующая и строящаяся) очевидно недостаточна, чтобы «переварить» объемы закупок, прогнозируемые на уровне 70 млн т/г к 2040 году.

Инфраструктура СПГ: спрос и строительство

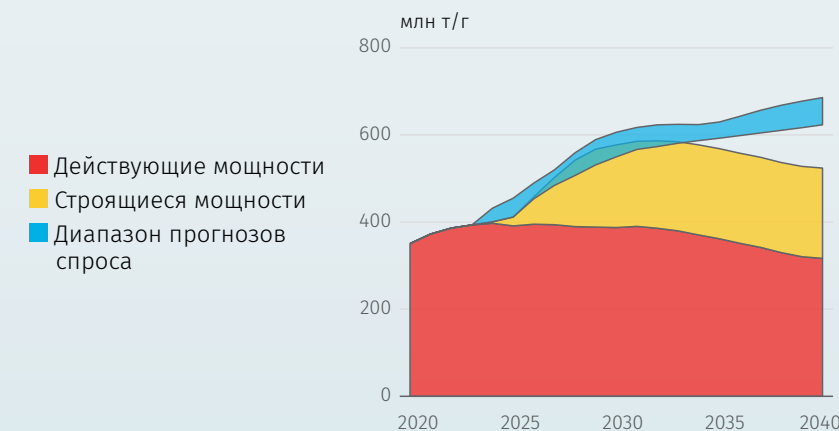
Инвестиции в строительство новых заводов по сжижению природного газа в мире опираются на растущий спрос на СПГ в Китае, Южной и Юго-Восточной Азии. При этом анализ Shell показывает, что глобальный спрос на СПГ уже до 2035 года не сможет быть удовлетворен теми мощностями его производства, которые сейчас действуют и находятся в стадии строительства, а к 2040 году этот разрыв достигнет 100 млн

тонн. Следовательно, актуально появление новых проектов (рис. 9).

В 2024 году, считает Shell, импортная инфраструктура справится с растущим рынком. Прирост общего спроса в объеме 7-20 млн тонн будет обеспечен соответствующим приростом объемов производства – в основном в Америке, а также в Африке и России. Основной вклад в рост спроса принесут аппетиты Китая и других стран Азии, которые в 2024 году покажут кратное увеличение вводимых мощностей регазификации (рис. 10).

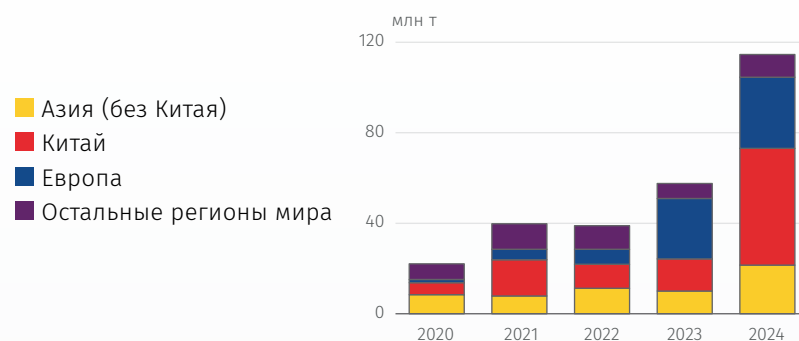
Инвестирование в новые СПГ-проекты исторически очень неравномерно из года в год, пики объемов мощностей, по которым были приняты окончатель-

Рисунок 9.
Прогноз поставок СПГ в сравнении с прогнозами спроса



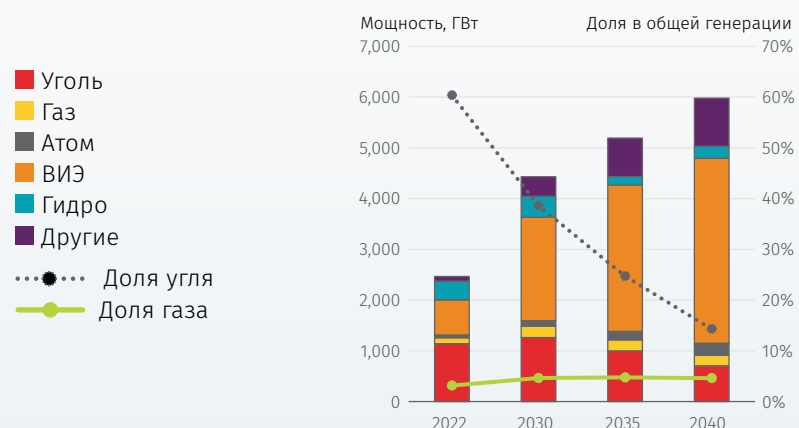
Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Wood Mackenzie и Poten & Partners

Рисунок 10.
Прирост мощностей регазификации в мире



Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Wood Mackenzie, Poten & Partners, S&P Global, FGE

Рисунок 11.
Прогноз изменения структуры электрогенерации в Китае



Источник: Shell LNG Outlook 2024 по данным Wood Mackenzie

ные инвестиционные решения, наблюдались в 2005 году (на 45 млн т/г), 2019 (на рекорд-

ные 70 млн т/г), 2021 годах (на 50 млн т/г). В 2023 году этот показатель был скромнее, поряд-

ка 35 млн т/г, но примечательно, что, как и в отдельные предыдущие годы, он представлен практически полностью проектами в Северной Америке, уже ставшей лидером глобальных поставок СПГ. Новые проекты позволят североамериканским производителям более чем вдвое нарастить предложение сжиженного газа – до 190 млн тонн в 2030 году.

СПГ и выбросы метана

Большая часть отчета Shell посвящена роли СПГ в декарбонизации мировой экономики и отдельных стран, а также возможностям декарбонизации в самой СПГ-отрасли.

Помимо растущих потребностей в энергии сильным драйвером роста спроса на СПГ в Азии, в первую очередь в Китае, является необходимость решения экологических проблем и достижения климатических целей.

Опираясь на данные IEA, Wood Mackenzie и других организаций, Shell сравнивает объем выбросов только металлургической промышленности Китая с совокупными выбросами трех крупнейших европейских эмитентов CO₂ – Германии, Великобритании и Турции – в сумме около 1,4 млрд тонн в год. Япония выбрасывает 1,2 млрд т/г, вся мировая авиа-

ция – до 800 млн, международное судоходство – 700 млн т/г. Переход на газ, по мнению аналитиков, может обеспечить 35% в объемах декарбонизации китайской металлургии.

Структура электроэнергетики Китая в прогнозе до 2040 года показывает многократный рост генерации ВИЭ, доля которых в стране уже достаточно велика, но меньше угольной; прогнозируется умеренный рост газовой генерации (рис. 11). Тем не менее к 2040 году доля угля будет по-прежнему превалировать над долей газа (14% и менее 5% соответственно). Очевидно, что в электроэнергетике КНР акцент делается на дальнейшем развитии сектора ВИЭ при поддержке газовой генерацией.

Странам Южной и Юго-Восточной Азии, также делающим ставку на ВИЭ, по прогнозу, не удастся достичь такого снижения угольной генерации, доля ее составит к 2040 году 40% и 30% соответственно. Позиции газа в прогнозе структуры генерации на уровне 5% – для Южной Азии и 30% – для Юго-Восточной.

Морской транспорт, являющийся одним из крупных эмитентов выбросов, движется в направлении декарбонизации. Суда на традиционном нефтяном топливе все еще составляют большую часть мирового флота – более 60%, однако четверть уже приходится на суда, ходящие на СПГ-топливе. В 2023 году в мире насчитывалось в эксплуатации 469 судов на СПГ-топливе и еще 537 судов заказаны к постройке. Объемы бункеровки судов СПГ-топливом вырастут с чуть больше 3 млн тонн до почти 10 млн к 2028 году.

СПГ как топливо и энергоноситель обеспечивает минимальные выбросы, но дальнейшее их снижение возможно, в том числе технологически: за счет развития производства и применения биоСПГ, сжиженного синтетического газа, водорода, улавливания углекислого газа, за счет



повышения энергоэффективности и перехода энергоснабжения СПГ-производств за счет ВИЭ и т.д.

Прогноз Shell и перспективы российского газа

Shell поставляет СПГ собственного производства в различных проектах и приобретенный у третьих сторон в основном по долгосрочным контрактам. Поэтому оценка будущего рынка напрямую влияет на бизнес компании. Ее прогноз оптимистичный. Впрочем, нет компаний или консалтинговых фирм, которые бы отрицали рост спроса на СПГ по крайней мере на горизонте двух десятилетий.

Тезис о том, что центры потребления газа смещаются в Азию, – хорошая новость для российских газовых компаний, потерявших европейские рынки, и без того сужающиеся. Однако в объявленном «повороте на восток» им нужно торопиться, чтобы застолбить свои позиции на азиатских рынках – с появлением на американских берегах Тихого океана новых производств конкуренция по-

ставщиков в Азию возрастет, а преимущества логистики арктического СПГ по восточному вектору Северного морского пути испарятся.

Несмотря на это, Shell видит хорошие перспективы российского газа, и не только СПГ, в Китае, предпочитающем долгосрочные договоренности (которые сейчас, кстати, больше привлекают покупателей ради безопасности энергообеспечения). Не известно, на чем основано такое видение авторов прогноза, но наращивание поставок российского газа в КНР сдерживается недостаточно развитой трубопроводной инфраструктурой. Потенциальный крупный экспортный проект «Сила Сибири-2» по-прежнему далек от практической реализации и в сущности, надо признать, зависит исключительно от настроения Китая, имеющего сейчас по нему куда более сильные переговорные позиции.

В итоге: рынок сбыта под будущие мощности российского СПГ точно будет, но за место на нем, за рентабельность и, вероятно, даже за самую возможность поставок предстоит сурово побороться. ●



МНОГОЕ ПРИДЕТСЯ МЕНЯТЬ

Перспективы арктического СПГ зависят от конструктивных переговоров по всем звеньям логистических цепочек



Михаил Григорьев, директор ООО «Гекон», вед. науч. сотр. ИМЭМО РАН, член Научного совета РАН по изучению Арктики и Антарктики

Для актуальной оценки направлений развития логистики арктического СПГ проанализируем ситуацию 2023 года, заявленные параметры в программных документах по развитию производств, а также векторы конкуренции на целевых для России рынках с учетом сложившейся системы санкционного давления на российские СПГ-проекты.

Направления вывоза СПГ в 2023 году

Вывоз СПГ в 2023 году осуществлялся преимущественно напрямую на экспорт (93%), а также по челночной схеме в каботаже с последующей перевалкой на экспорт – так называемый «каботаж в экспорте» (7%).

Из порта Саббета вывоз производился в четырех направлениях – три варианта на запад и один на восток для доставки на разные рынки:

- на запад в европейские порты (79% перевозок);
- для перевалки в районе морского порта Мурманск (7%);
- на запад для доставки в Азию через Суэцкий канал (около 1%);
- по восточному маршруту Севморпути в Азию (13%).

Эти направления вывоза различаются не только объемами СПГ, но и сезонностью (рис. 1).

Из поставленных в европейские порты объемов (15,9 млн тонн) часть СПГ отгружалась из европейских портов на азиатский рынок. Судя по косвенным данным, была выполнена первая поставка российского СПГ (67 тыс. тонн) в Бразилию – именно продукции проекта «Ямал СПГ».

Европейские поставки почти полностью (93%) были осуществлены в порты Франции, Бельгии и Испании; только в единственный бельгийский порт Зебрюгге – 66 прямых поставок (4,8 млн тонн). Главными портами поста-

вок в Испанию явились Бильбао (31 поставка, 2,3 млн тонн) и Ферроль (17 поставок, 1,2 млн тонн). Во французский порт Монтуар было сделано 58 поставок (4,3 млн тонн), в Дюнкерк – 13 поставок (0,96 млн тонн). При этом порты Зебрюгге, Монтуар и Дюнкерк обеспечивали основную последующую перевалку СПГ на азиатский рынок.

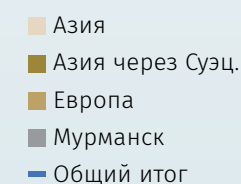
Для перевалки на временном рейдовом перевалочном комплексе (ВРПК) Кильдин Восточный (ООО «Арктическая Перевалка», дочернее предприятие ПАО «НОВАТЭК») было направлено 1,5 млн тонн. Дальнейшее направление экспорта СПГ не определено.

На азиатский рынок прямым вывозом в летне-осенний период (с июня по ноябрь) было отгружено 2,6 млн тонн, основная часть груза была перевезена по Севморпути в восточном направлении, однако были выполнены и три рейса западным/южным маршрутом – через Суэцкий

канал. По Севморпути на восток СПГ направлялся главным образом в Китай (91% грузов), небольшое количество СПГ было поставлено в Тайвань (9%).

Главный поток СПГ в Азию был направлен в порты западного побережья Китая – Таншань (Хэбэй, на севере страны) и Цзянцзу (22 поставки, или 69% всего грузопотока на китайские порты). Три поставки были выполнены в тайваньский порт Юнг Ан (0,2 млн тонн).

Рисунок 1. Динамика вывоза СПГ по направлениям в 2023 году



Источник: ООО «Гекон»

Работа флота газовозов

В 2023 году из порта Саббета 273 рейсами было вывезено 20,06 млн тонн СПГ. Снижение на 0,7 млн тонн по сравнению с итогом 2022 года связано с проведением планово-профилактических работ на технологических линиях завода СПГ.

Перевозки СПГ в 2023 году осуществляли: 15 танкеров типа Christophe de Margerie арктического ледового класса

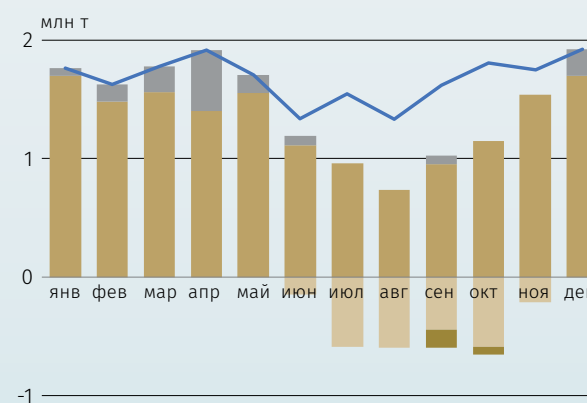
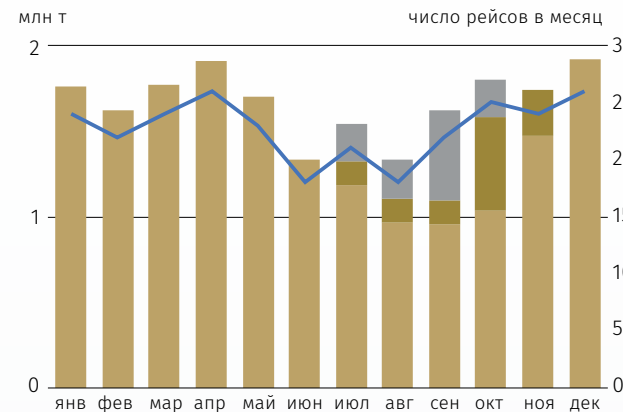


Рисунок 2.
Динамика перевозок СПГ газозовами различных ледовых классов

■ Arc7
■ Arc4
■ Без ледового класса
— Рейсы

Источник: ООО «Гекон»



Кильдин Восточный (газовоз LNG Merak).

Сезонно используемые газозовы обеспечивают дееспособность транспортной системы проекта, формируя «компенсационный» флот и участвуя в осуществлении прямых поставок в Азию наряду с газозовами типа Christophe De Margerie. На долю этого «сезонного» флота приходится 16% прямых перевозок СПГ на восток по Севморпути.

Планы и реалии

В «План развития Северного морского пути на период до 2035 года», утвержденный распоряжением правительства РФ от 01.08.2022 N 2115-р (ред. от 28.04.2023), вошли 4 проекта ПАО «НОВАТЭК», прогнозный объем производства которых к 2031 году должен выйти на стабильный уровень 67 млн

тонн в год, включая небольшие объемы газового конденсата (рис. 6). Начало производства на «Арктик СПГ 2» было запланировано на 2023 год, на «Обском СПГ» – 2024-й, на «Арктик СПГ 1» – 2027-й.

В соответствии с «Долгосрочной программой развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации», утвержденной распоряжением правительства РФ от 16.03.2021 г. № 640-р, они относились к проектам с наибольшей вероятностью реализации: «Ямал СПГ» – действующий, «Арктик СПГ 2» – строящийся, «Обский СПГ» (ГХК) и «Арктик СПГ 1» – вероятные. Остальные учтенные в «Долгосрочной программе...» проекты (возможный проект «НОВАТЭКа» «Арктик СПГ», потенциальные проекты «Роснефти» «Таймыр СПГ» и «Кара СПГ» и «Газпрома» на Штокмановском и Тамбейском месторождениях) при планировании грузопотока Севморпути до 2035 года не учтены.

Прогнозные объемы грузопотока проектов, указанных в приложении к «Плану...», подлежали уточнению по результатам заключения до 1 октября 2022 года соглашений, направленных на установление взаимных обязательств между Минвостокразвития России, ГК «Росатом» и ПАО «НОВАТЭК». Но по результатам подписания соглашений изменений в заявленных объемах опубликовано не было.

Средняя продолжительность круговых рейсов в европейские порты составила 21 сутки. Использование ВРПК Кильдин Восточный позволяет сократить время круговых рейсов до 12 суток, что обеспечивает более эффективное использование газозовов высокого арктического класса в зимне-весенний период. Направление газозовов на восток резко увеличивает

длительность круговых рейсов (в 2023 году она составила в среднем 41 сутки), что приводит к потере провозной способности группировки.

Для обеспечения устойчивой отгрузки СПГ на временной основе в летне-осенний период с июля по ноябрь привлекались суда арктического ледового класса Arc4 (рис. 4) и с июля по октябрь – без ледового класса (рис. 5).

Газозовы ледового класса Arc4 на протяжении всего периода работы обеспечивали вывоз в европейские порты и прямые поставки в Азию по Севморпути, также был выполнен рейс и через Суэцкий канал.

Газозовы без ледового класса в основном обеспечивали вывоз в Европу на протяжении всей навигации, во второй ее половине – в Азию по Севморпути и через Суэцкий канал. Был выполнен один рейс на ВРПК

«План ...» был утвержден в то время, когда основные европейские, американские и азиатские поставщики уже заявили о прекращении работ по арктическим проектам СПГ. Это касалось как проведения дноуглубительных работ, так и поставок оборудования, строительства грузовых судов, буксиров и т. п. В сложившихся условиях новой геополитической реальности произошло ожидаемое изменение ожидаемых объемов и сроков производства.

«План ...» был утвержден в то время, когда основные европейские, американские и азиатские поставщики уже заявили о прекращении работ по арктическим проектам СПГ. Это касалось как проведения дноуглубительных работ, так и поставок оборудования, строительства грузовых судов, буксиров и т. п. В сложившихся условиях новой геополитической реальности произошло ожидаемое изменение ожидаемых объемов и сроков производства.

Рисунок 3.
Работа газозовов ледового класса Arc7 в 2023 году

■ Европа
■ Мурманск перевалка
■ Азия
— Рейсы

Источник: ООО «Гекон»

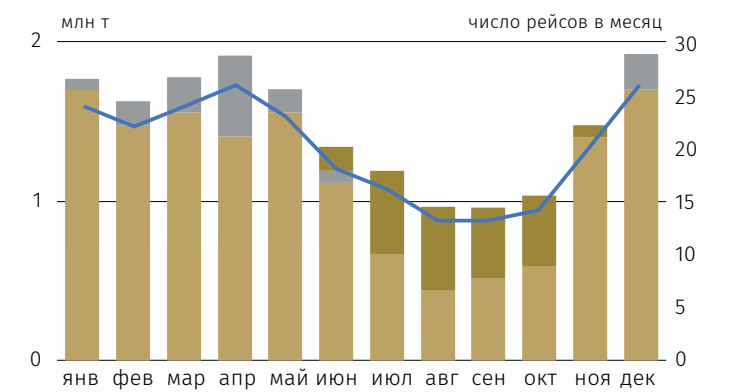


Рисунок 4.
Работа газозовов ледового класса Arc4 в 2023 году

■ Европа
■ Азия
■ Азия через Суэц.
— Рейсы

Источник: ООО «Гекон»

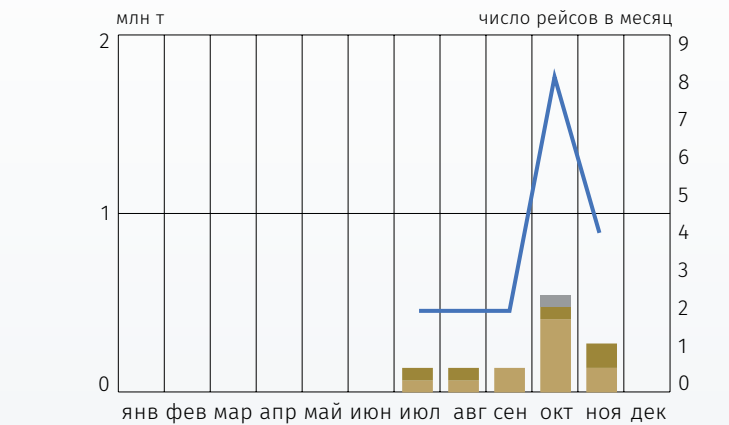


Рисунок 5.
Работа газозовов без ледового класса в 2023 году

■ Европа
■ Мурманск перевалка
■ Азия
■ Азия через Суэц.
— Рейсы

Источник: ООО «Гекон»

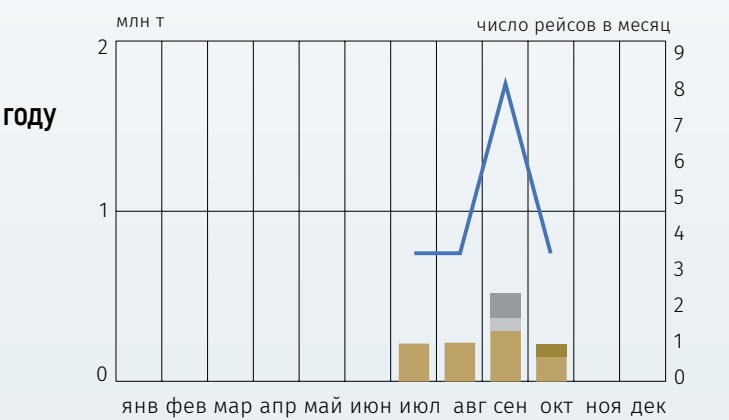
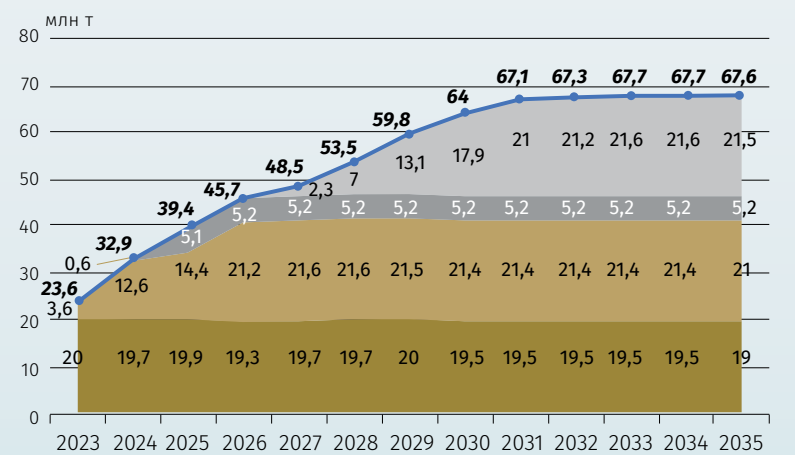


Рисунок 6.
Прогноз арктических грузопотоков проектов СПГ

■ Ямал СПГ
■ Арктик СПГ-2
■ Обский СПГ
■ Арктик СПГ-1
— Проекты СПГ всего

Источник: ООО «Гекон»



Перспективы арктических проектов. "To kill that project"

Завод «Арктик СПГ 2», флагманский проект «НОВАТЭКа», планировалось запустить в январе 2024 года и вывести на проектную мощность уже в первом квартале. Пока завершены установка и наладка первой очереди завода и ведется строительство второй очереди.

Ситуация резко усугубилась протекционистскими мерами США против этого проекта. Прямо и доходчиво помощник госсекретаря США по вопросам энергетики Джеффри Пайатт заявил на слушаниях в комитете Сената по иностранным делам 8 ноября 2023 года: «Наша цель – убить этот проект. И мы делаем это с помощью наших санкций, работая с нашими партнерами в G7 и за ее пределами»



("... we leveled new sanctions against a project in the Arctic, "Arctic LNG 2", which is NOVATEK's flagship LNG project, which NOVATEK set in motion with aspiration of developing Russia as the largest LNG exporter in the world. Our objective is to kill that project. And we are doing that through our sanctions working with our partners in the G7 and beyond") [1].

Принятие инвестиционно-го решения по проекту «Обский СПГ» перенесено с 2023 на первое полугодие 2024 года.

Наиболее сильно изменилась ситуация с третьим крупнотоннажным проектом «НОВАТЭКа» в Обской губе «Арктик СПГ 1», ввод которого планировался в 2027 году. Ограниченные возможности строительства газозовов высоких арктических ледовых классов, неопределенность с достаточностью ледоколов для обеспечения круглогодичной навигации, очевидный рост стоимости услуг ледокольного обеспечения в связи с резким ростом стоимости их строительства, сложности с энергообеспечением за счет газовых турбин, а также риски, связанные с функционированием морских перевалочных комплексов – все это привело «НОВАТЭК» к идее строительства нового производства за пределами ледяного покрова. Так появился проект «Мурманский СПГ» [2]. Его дополнительным преимуществом является использование не востребуемых мощностей Кольской АЭС (потребность завода оценивается в 400-500 МВт).

Мощность и сроки начала производства СПГ по данному проекту совпадают с планировавшимися для «Арктик СПГ 1» – три линии сжижения по 6,8 млн т/г (20,4 млн т/г в совокупности). Но теперь эти параметры основаны на полном использовании собственной технологии «НОВАТЭКа». Первые линии планиру-

ется запустить в конце 2027 года, третья – в конце 2029 года.

Ресурсной базой «Мурманского СПГ» называются действующие месторождения «НОВАТЭКа», поступающие сейчас в Единую систему газоснабжения (ЕСГ), а по мере исчерпания их запасов – месторождения проекта «Арктик СПГ 1», расположенные южнее залежей «Арктик СПГ 2», который могут быть подключены к газопроводам компании, соединенным с ЕСГ.

В настоящее время «НОВАТЭК» получил разрешение экспортировать СПГ, произведенный за счет получаемого из ЕСГ газа, без привязки к конкретным месторождениям (внесенными изменениями от 02.11.2023 № 515-ФЗ в Федеральный закон «Об экспорте газа» от 18.07.2006 N 117-ФЗ).

С «Газпромом» согласовано строительство «НОВАТЭКом» магистрального газопровода длиной 1,3 тыс. км и мощностью 40 млрд м³ с последующей его продажей госкомпания в рассрочку и оплатой тарифа на транспорт газа; при этом трубопровод будет обеспечивать газом не только завод СПГ, но также потребителей Мурманской области и Республики Карелия.

12 сентября 2023 года в рамках Восточного экономического форума «НОВАТЭК» и Россети подписали соглашение о стратегическом партнерстве для выполнения мероприятий по электроснабжению проекта «Мурманский СПГ».

В настоящее время можно констатировать, что к 2030 году гарантированные объемы крупнотоннажного производства арктического СПГ (при выполнении нынешних планов) составят не менее 52 млн тонн в год: «Ямал СПГ» – 19 млн т/г, «Арктик СПГ 2» 1-й и 2-й очереди – 13 млн т/г и «Мурманский СПГ» – 20 млн т/г.

Позиции арктического СПГ на мировом рынке

По данным последнего обзора развития мировой энергетики [3], Россия вышла на четвертое место в группе основных экспортеров СПГ, обеспечивающих 75% поставок на мировой рынок, уступая Катару, Австралии и США (рис. 7). Рост доли России на мировом рынке СПГ связан с реализацией проекта «Ямал СПГ».

Целевыми рынками России являются европейский и азиатский; на азиатский полностью поступает СПГ проекта «Сахалин 2», арктический СПГ проекта «Ямал СПГ» направляется как на европейский, так и на азиатский рынок. Две партии СПГ были отгружены со среднетоннажного завода КСПГ «Портовая» «Газпрома» (куда газ поступает по системе «Северных потоков», в основном из арктической зоны) в Китай – по Севморпути и через Суэцкий канал.

На европейском рынке конкурентами России являются США и Катар, на азиатском – они же плюс Австралия и Малайзия (рис. 8).

Рисунок 7. Динамика экспорта СПГ основными странами-экспортерами

— Катар
— Австралия
— США
— Россия
— Малайзия

Источник: Energy Institute
Statistical Review of World Energy, 2023

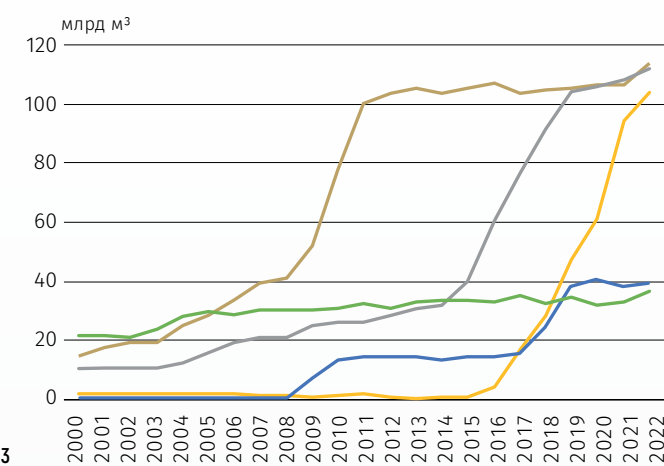
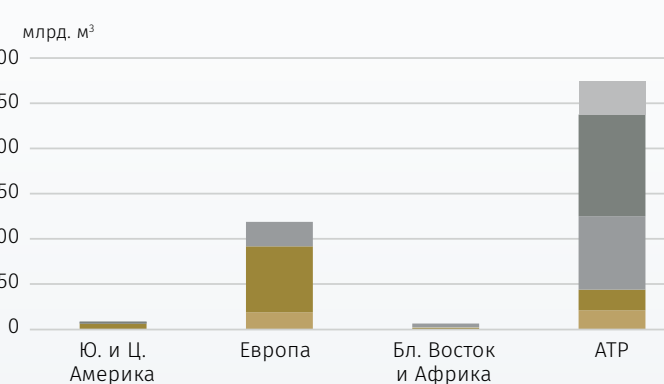


Рисунок 8. Конкурентная среда основных рынков СПГ

Экспортеры
■ Россия
■ США
■ Катар
■ Австралия
■ Малайзия

Источник: Energy Institute
Statistical Review of World Energy, 2023



Регионы экспорта СПГ

В настоящее время основной объем поставок арктического СПГ направляется в Европу, что выгодно как из-за разницы в ценах между азиатским и европейским рынками, так и ввиду близости поставок – длительность маршрутов в два раза короче, чем в Азию по Севморпути.

Инициативы ЕС по ограничению поставок российского газа

расчищают дорогу для американского СПГ; очевидно, что они согласуются с расширением американских санкций, нацеленных на создание ограничений для развития российских арктических проектов. Несмотря на долгосрочные контракты по поставкам российского газа в Европу, в ближайшие годы следует ожидать снижения объемов поставок на европейский рынок.

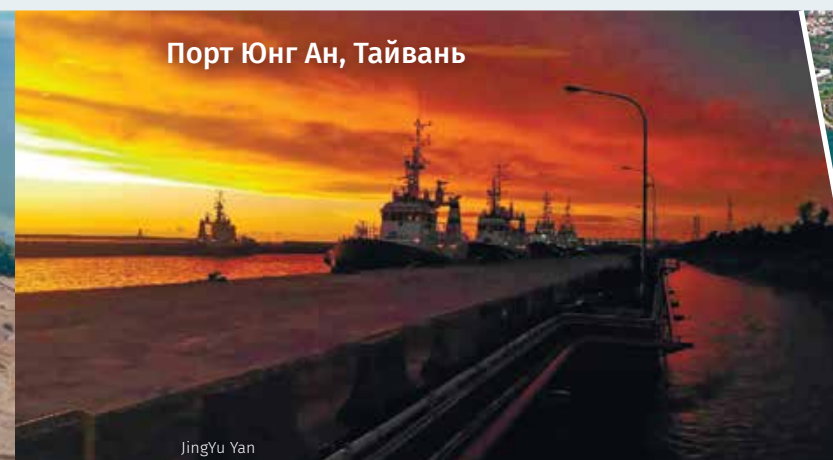
Мурманский морской торговый порт



КСПГ «Портовая»



Порт Юнг Ан, Тайвань



Порт Ферроль Испания



Развитие схем арктического вывоза

Концепция транспортировки СПГ-проектов «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2» изначально предполагала формирование двух перевалочных комплексов на Дальнем Востоке и Северо-Западе – на выходах с Северного морского транспортного коридора, что позволяло обеспечить эффективную эксплуатацию флота арктических газовозов за счет перевалки на конвенциональные суда [4].

Внесение Минфином США в санкционный список ООО «Арктик СПГ-2», ООО «Арктическая перевалка» (оператора двух морских перевалочных комплексов на Кольском полуострове и Камчатке), а также самих плавучих хранилищ газа Saam FSU и Koryak FSU, привело к отказу судоходной компании MOL предоставить услуги фрахта для вывоза СПГ. Поиск новых решений усугубился вводом в действие опубликованного 22 декабря 2023 года президентом США Байденом «Распоряжения о принятии дополнительных мер в отношении вредной деятельности Российской Федерации» (Executive Order on Taking Additional Steps With Respect to the Russian Federation's Harmful Activities). Оно практически вводит неограниченные вторичные санкции как для поставщиков услуг, материалов и оборудования для проектов, так и для обеспечивающих проведение платежей банков.

В связи с этим значимую роль играет начавшаяся с зимы 2020-2021 годов перевалка на ВРПК Кильдин Восточный морского порта Мурманск.

В сложившейся ситуации азиатский рынок, в первую очередь китайский, рассматривается руководством России как самый перспективный, поэтому наиболее важной задачей определено развитие логистики поставок в азиатский регион. Благоприятным обстоятельством является

Восточное направление по Севморпути экономически привлекательно для поставок СПГ только в страны Восточной Азии и не далее

Рисунок 9. Порты поставок СПГ на азиатские порты в 2023 году



Объем поставок

● 50 тыс. тонн
(Площадь круга пропорциональна объему поставок)

Источник: ООО «Гекон»

развитие газотранспортной инфраструктуры в Индии, планирующей увеличить закупки СПГ.

Оценивая целесообразность азиатских логистических схем, необходимо отметить следующее обстоятельство: Севморпуть привлекателен только для поставок в страны Восточной Азии; в 2023 году такими рынками стали Китай и Тайвань (рис. 9).

Восточная Азия является своеобразным водоразделом: экономика поставок в нее по Севморпути стоит на грани эффективности, далее – западнее на южной части маршрута – не рационально. Поэтому рынок, например, Индии достижим для арктического СПГ через западный вывоз и затем на юг по Суэцкому каналу (или вокруг Африки).

Начавшаяся пауза с реализацией проекта «Арктик СПГ 2» требует определения мест строительства флота. Очевидно, что его заказчиком должна выступить российская компания. Важной задачей является оптимизация структуры флота. Одним из решений может быть ставка на суда ледового класса Arc4, строительство которых обходится в среднем на 40% дешевле, чем судов класса Arc7.

Сезонное использование газовозов Arc4 в соответствии с «Правилами плавания в акватории Северного морского пути» может быть расширено до круглогодичной транспортировки в юго-западной части Карского моря. Они могут ходить круглогодично: самостоятельно при легком типе ледовых условий, а при среднем и тяжелом – под проводкой ледоколов.

В этом случае расширение мощностей действующего комплекса Кильдин Восточный сможет обеспечить перевалку новых объемов арктического СПГ. Но это направление наиболее эффективно для поставки в страны Атлантического океана, которые могут сформировать новые рынки арктического СПГ. И здесь знаковым событием стала отгрузка в 2023 году СПГ в Бразилию. Насколько будет перспективен и устойчив этот рынок, покажет время.

Североамериканская экспансия на азиатский рынок и проблемы каналов

В настоящее время производство СПГ в США сосредоточено на Вос-

точном побережье, главным образом на побережье Мексиканского залива, где идет интенсивное развитие заводов и отгрузочных терминалов (рис. 10).

Основным путем поставки СПГ из Мексиканского залива является переход из Атлантического в Тихий океан по Панамскому каналу, который сталкивается с проблемой обмеления из-за засухи, усугубляемой явлением потепления Эль-Ниньо – колебания температуры поверхностного слоя воды в экваториальной части Тихого океана, оказывающее заметное влияние на климат. В августе 2023 года из-за очередного обмеления администрация Панамского канала ввела сроком на один год ограничение по максимальной осадке судна в 13,11 м (в 2016 году осадку ограничивали 11,74 м; суда стандарта Panamax имеют осадку 12,04 м).

Ограничения судоходства в Панамском канале касаются не только осадки судна, но и числа проходов судов, поскольку проход каждого судна означает расход 200 тыс. тонн пресной воды из искусственных озер с дождевым питанием, которые также снабжают водой половину населения Панамы.

В 2022 году в среднем по каналу проходило 40 судов в день, в 2023 – 32. Соответственно, выросли очереди на проход и плата за внеочередной проход, определяемая на аукционной основе. К концу ноября 2023 года, согласно данным Waypoint Port Services Ltd., судоходные компании заплатили в общей сложности более \$235 млн за право внеочередного прохода, что на 20% превышает платежи 2022 года. В частности, BW Gas потратила на это \$12,8 млн аукционными платежами, Equinor – \$12,2 млн, Mitsui OSK Lines – \$9,1 млн, Total Energies – \$8,6 млн.

В случае возникновения пробок в Панамском канале газовозы часто используют альтернативный путь через Суэцкий канал, который в этом случае обеспечивает более быструю доставку в азиатские порты, как это сложилось, например, в 2021 году (обратный путь суда осуществляли через Панамский канал, поскольку на выход в Атлантику он работал быстрее).

Но и у Суэцкого канала есть свои проблемы. В настоящее время проход по нему прекращен в связи с нападениями хуситов в Красном море, и газовозы

следуют в обход Африки, мимо мыса Доброй Надежды. Это приводит не только к увеличению времени рейса и, соответственно, удорожанию фрахта, но и к дополнительной потере испаряющегося газа при продлении рейса – до 600-700 тонн. Хуситы заявляют, что будут продолжать эскалацию конфликта, поэтому прогнозировать время его окончания сложно.

Прямой доступ американскому СПГ на азиатский рынок открывает строительство терминалов СПГ на Тихоокеанском побережье Северной Америки – в США, Канаде и Мексике (рис. 10). По оценке S&P Global, уже к 2028 году могут быть введены производства суммарной мощностью 100 млн тонн в год.

Выводы. Гибко и быстро

Развитие логистики проектов арктического СПГ проходит в условиях растущей конкуренции стран-поставщиков, ожидаемого превышения предложения СПГ над его спросом. Для России текущими целевыми рынками являются европейский и азиатский. В Европе основными конкурентами в поставках являются США и Катар, в Азии – они же плюс Австралия и Малайзия.

Европейский рынок арктического СПГ находится как под возрастаю-

Танкеры с американским СПГ из Мексиканского залива имеют преимущество быстрой доставки в Азию через Панамский канал, но он сейчас страдает от засухи и обмеления. Избегая панамских пробок, многие суда обычно шли в Суэцкий канал, у которого сейчас свои большие проблемы...



Рисунок 10.
Расположение потенциальных новых производств СПГ в Северной Америке



Экспансию американского СПГ на рынки Азии пока сдерживают проблемы Панамского и Суэцкого каналов. Но все изменится с вводом в строй новых СПГ-заводов на западном – тихоокеанском – побережье Северной Америки. Их суммарная мощность 100 млн т/г и они смогут заработать уже через 3-4 года

щим давлением ЕС в части приема объемов российского танкерного газа, так и расширяющимся санкциями США, ставящими своей целью ограничить Россию в развитии производства СПГ, которые системно касаются поставок оборудова-

ния, строительства и использования судов, развития портовой инфраструктуры, осуществления платежей и т. п.

Азиатский рынок СПГ находится под ожидаемым избыточным предложением СПГ за счет

развития новых проектов его производства, значительный вклад в который вносят североамериканские проекты – как в Атлантическом бассейне, главным образом в Мексиканском заливе, так и строящиеся и планируемые на Западном побережье – с непосредственным выходом в Тихий океан на азиатский рынок.

Развитие логистики продукции «Ямал СПГ» требует оптимизации использования существующего флота газовозов ледового класса Arc7 за счет увеличения объемов перевалки на конвенциональные суда на действующих мощностях морского порта Мурманск.

Создание логистических схем «Арктик СПГ 2» связано с преодолением санкционных ограничений США, определением устойчивых поставщиков судов и оборудования.

Главным условием устойчивого развития арктических проектов и увеличения поставок российского СПГ на мировой рынок является выстраивание конструктивного диалога с основными реальными странами-покупателями – Китаем и Индией – по широкой линейке вопросов: от поставки оборудования и технологий до судостроения, гарантированных приемов СПГ на их рынки и обеспечения платежей.

Россия вошла на азиатский олигополистический рынок в условиях беспрецедентного санкционного давления на нее, и многое придется менять в наших целевых ориентирах, заложенных в предыдущие годы. ●

Источники и дополнительная литература:

1. Видеозаписи слушаний и выступления Дж. Пайатта с указанной цитатой расположены на сайте Сената США (<https://www.congress.gov/event/118th-congress/senate-event/335072>), а также на ресурсах ряда СМИ, например на ютьюб-канале американской новостной программы PBS NewsHour (<https://www.youtube.com/watch?v=B2OrStNsX4k>, высказывание о проекте «Арктик СПГ 2» в записи трансляции на отрезке 1:24:12 – 1:24:36).

2. Григорьев М.Н. Из ЕСГ – на СПГ. О новом направлении монетизации арктических запасов газа России // Газовый бизнес. 2023, №3. С. 2-9.

3. Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023.

4. Григорьев М.Н. Арктический СПГ: в поисках выходов // Газовый бизнес. 2023 №1. С. 40-49.

**3-4
АПРЕЛЯ**
г. Новый Уренгой



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

IB EXPO SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru

КАРЬЕРНЫЙ ДРАЙВЕР

Тяжелая техника может стать наиболее перспективным и развивающимся сегментом автопарка на метановом топливе

Сергей Сержантов, обозреватель



Развитие рынка газомоторного топлива (ГМТ) в России, несмотря на высокую активность участников процесса, имеет не слишком впечатляющие результаты, о бурных темпах говорить не приходится. С использованием пропан-бутана картина неоднородная, но в целом по стране он так и не стал популярным видом топлива среди автомобилистов, а в метановом сегменте результаты еще скромнее – он составляет всего 2% от используемых моторных топлив.

Причин много: неразвита сеть заправок, проблемы или нежелание автопроизводителей, недостаточная господдержка, дорогие услуги по переоборудованию топливной системы автомобиля, а также некоторые конструктивные особенности – в частности сокращение полезного пространства

в небольших легковых автомобилях, важного для личного автотранспорта, такси, мелких грузоперевозок.

Последнее, однако, практически не играет роли для крупногабаритной тяжелой техники. Зато для эксплуатации такой техники важны экономические параметры. Вкупе с другими факторами это открывает наи-

более хорошие перспективы применения ГМТ именно для карьерной техники, самосвалов, погрузчиков, экскаваторов и т. п. В России сегодня таких машин, работающих на газе, совсем не много, отдельных проектов по организации таких парков на базе горнодобывающих объектов – единицы, а потенциал этого сегмента рынка



огромен: только парк самосвалов оценивается более чем в 10 тыс. ед.

Тенденции рынка: интерес невысок

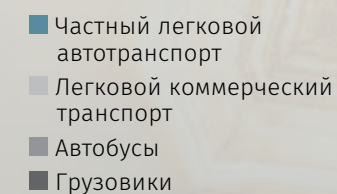
На российском рынке ГМТ в настоящее время наблюдается падение спроса на газ в сегменте легковых автомобилей и растет в сегменте большегрузов, автобусов, карьерной и подобной техники. Эту тенденцию отметил гендиректор ООО «Газпром газомоторное топливо» Денис Корниенко, выступая на ПМГФ-2023. При этом сегодня 85% «метанового» автопарка составляет легковой автотранспорт (частный и коммерческий), 10% занимают автобусы, 5% – грузовики. Ни спецтехника, ни сельхозмашины не выпускаются в таких объемах, чтобы попасть в статистику (рис. 1).

По словам Дениса Корниенко, производство легковых автомобилей, работающих на ГМТ, в России ежегодно росло до последнего времени, но в 2022 году произошел резкий обвал – до 6,5 тыс. с более чем 10 тыс. годом ранее, цифры 2023 года на том же уровне (рис. 2). Аналогичная ситуация и с переоборудованием бензиновых и ди-

зельных машин: 17,1 тыс. в 2021 году и всего 12,2 тыс. в 2022-м (рис. 3).

По этой причине падает загрузка заправочных комплексов с компримированным природным газом (КПГ). Они загружены лишь на 31-32%, их мощностей хватило бы на обслуживание еще 500 тыс. газовых автомобилей – дополнительно к су-

Рисунок 1. Автопарк России на метане



Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо»

Рисунок 2.
Динамика производства газовых автомобилей, тыс. ед.



Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо»

ществующим 290,5 тыс. И хотя объемы продаж увеличились за счет роста числа заправок (с 387 млн м³ в 2012 году до 1,58 млрд в 2023-м), но экономика каждой АЗС страдает, содержать их и тем более открывать новые «Газпрому» становится невыгодно.

Денис Корниенко заявил, что для наращивания спроса «Газпром ГМТ» стимулирует потребителей через программу «Народное топливо», практически полностью оплачивая клиенту переоборудование автомобиля. Почти все выделенные на эти цели 1,5 млрд рублей уже законтрактованы.

Однако только своими силами «Газпрому» не обойтись, но для автопроизводителей серийное производство ГМТ-автомобилей в нынешней обстанов-

ке и с учетом ухода традиционных поставщиков компонентов и узлов далеко не в приоритете.

Проблем для метанового топлива добавило падение цен на СУГ в 2022 году, что перетянуло часть клиентов на пропан-бутановое топливо – в основном такси, мелкий коммерческий транспорт. Как показала практика, волатильность рынка газовой продукции сказывается и на этой сфере, так как с подорожанием СУГ спрос на переделку машин под использование КПП вернулся на прежний уровень, все равно недостаточный.

По информации «Газпромбанк лизинга», за 2020–2023 годы в лизинг передано свыше трех тысяч единиц техники на газомоторном топливе на сумму свыше 24 млрд рублей, при этом владельцы машин

на метане за 2022 год сэкономили на заправке 55 млрд рублей.

Стратегическая несогласованность

Участники направления ГМТ сетуют, что правительство больше ориентировано на помощь развитию электротранспорта, предполагая к 2030 году увеличить его долю в автопарке страны до 15%. В частности, об этом говорил Алексей Подщеколдин, президент ассоциации «Российские автомобильные дилеры», выступая на ПМГФ. Хотя, убежден он, для России, с ее запасами природного газа, оптимальным альтернативным автомобильным топливом является не электричество, а именно газ. Однако в стратегических программах развития транспорта и автопрома почти ничего не говорится о газомоторном топливе. Получается, что вопросам ГМТ уделяется внимание только в программных документах ТЭК и газовой отрасли, то есть, по сути, со стороны производителей газа.

В федеральном проекте «Развитие автомобилестроения и транспортного машиностроения» поддержка производства газового транспорта предусмотрена формально, а объемы мизерные и сокращаются. Так, в 2019–2022 годах было выделено 12,67 млрд рублей в качестве субсидий на создание 20,3 тыс. единиц техники. На 2023–2025 годы запланировано 9,7 млрд рублей (11 640 машин). В новом трехлетнем бюджете в 2025 году вместо 27 200 газовых авто Стратегия развития автопрома предусматривает создание только 4300.

Есть и другие препятствия, которые тормозят развитие ГМТ-транспорта. Помимо недостаточных субсидий для этой техники нет многих госстандартов по производству, сервису, заправке, не сертифицированы мощные газовые двигатели, го-

Участники ГМТ-направления сетуют, что правительство больше ориентировано на поддержку развития электротранспорта, предполагая к 2030 году увеличить его долю в автопарке страны до 15%. В России, с ее запасами природного газа, вопросам рынка газомоторного топлива уделяют внимание, по сути, только сами газовики.

ворит Рафаэль Батыршин, гендиректор АО «РариТЭК Холдинг».

Сергей Бардаковский, замдиректора департамента торговли ООО «Меркатор Холдинг» отмечает проблему недостатка оборотных средств на расширение производства. В 2021 году компания выпустила только семь единиц спецтехники на газовых шасси, в 2022-м – три, в 2023 году заключила контракт на изготовление 34 единиц. «Меркатор» мог бы нарастить производство до 100 штук в год, но для этого нужно купить по предоплате газовые шасси у единственного в РФ производителя – «КАМАЗа». Проблему можно было бы решить с помощью льготных кредитов, но такой возможности нет. Кроме того, по его словам, поставщики дольше производят узлы для ГМТ-техники, чем для дизельной. В результате у «Меркатора» на изготовление газовой машины уходит 28 недель – против максимум 12 недель для дизельной.

Решить все имеющиеся проблемы, по сводным мнениям участников, может помочь комплекс мер со стороны государства, в их числе субсидирование перевода автотехники на газ и разного рода льготы для техники, работающей на газе, в частности льготные тарифы проезда по дорогам. «КАМАЗ» также предлагает в целях улучшения магистральных перевозок большегрузным транспортом на СПГ: скорректировать постановление № 1308 по субсидированию строительства КриоАЗС; выполнить мероприятия утвержденной «дорожной карты» по развитию инфраструкту-

ры СПГ; разработать нормативную базу для многотопливных заправок; установить дифференцированную ставку на оплату в системе «Платон» для дизельных и газовых тягачей.

Пока же ситуация закольцована: продавцы газа не видят смысла строить заводы по сжижению там, где нет потребителя, потребители не заказывают газовую технику, так как ее негде заправить, а автозаводы в отсутствие заказов на газовую технику ее практически не производят, а заказы пока единичны.

Плясать от газа

В ноябре 2023 года в рамках ПМГФ «Газпром» подписал ряд документов в плане развития рынка ГМТ, из которых выделяются следующие.

С ПАО «КАМАЗ» подписано соглашение о сотрудничестве, согласно которому стороны договорились о поставке новых моделей пригородных и междугородних автобусов в газомо-

торном исполнении для нужд «Газпрома». Предполагается, что до 2029 года «КАМАЗ» произведет и поэтапно передаст дочерним компаниям «Газпрома» 400 единиц на метановом топливе – КПП и СПГ.

Также с белорусской стороной подписано соглашение о строительстве на территории Белоруссии завода СПГ. В декабре министр энергетики РБ Виктор Каранкевич сообщил на форуме «Газ России -2023», организованном Российским газовым обществом, что продукция будущего завода будет использоваться в том числе как топливо для большегрузных автомобилей «БелАЗ» и других автопроизводителей. А эти «БелАЗы» на СПГ-топливе, в свою очередь, будут поставляться в Россию.

Информации по этому проекту мало, но известно, что СПГ-комплекс собираются построить на территории китайско-белорусского промышленного парка «Великий камень» в 25 км от Минска. Застройщик –

Рисунок 3.
Динамика переоборудования автомобилей на газ, тыс. ед.



Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо»



ООО «Газпром гелий сервис», у которого большой опыт возведения подобных объектов в Волгограде, Калужской области и на Дальнем Востоке. Документом предусмотрено, что стороны изучат возможность создания производственной и сбытовой инфраструктуры для СПГ на территории индустриального парка. По словам министра, «этот проект будет реализован ориентировочно в 2024 году».

Почему «БелАЗ»?

«Газпром» в числе приоритетов развития грузовых автомобилей на СПГ выбрал «БелАЗ» не случайно – на долю продукции этого предприятия прихо-



дится 80% всего парка карьерной техники, работающей в России. Заместитель директора маркетинг-центра «БелАЗа» – начальник управления по коммерческой работе на рынках стран СНГ Станислав Бондаренко говорит, что это крупнейший представитель карьерных самосвалов большой и особо большой грузоподъемности в РФ, его доля на начало 2023 года достигла 82,5% – наибольшего значения за последние 7 лет.

«БелАЗ» сотрудничает с более чем 600 потребителями из России. Это угольные предприятия Кузбасса, Якутии, Красноярского края, железорудные предприятия Северо-Западного региона, Курской магнитной аномалии, металлургические, а также золото- и алмазодобывающие предприятия Урала, Сибири, Дальнего Востока. В различных регионах, подчеркнул Станислав Бондаренко, эксплуатируется около 11 тыс. единиц техники «БелАЗа».

Судя по всему, присутствие белорусских самосвалов на рынке России будет увеличиваться. В 2022 году, согласно аналитике Ассоциации европейского бизнеса, импорт профильной спецтехники просел на треть к 2021 году, эти ниши теперь занимает «БелАЗ» и китайский автопром. По данным Национального агентства промышленной информации,

производители из Белоруссии нарастили экспорт в Россию в десять раз. В 2022 году «БелАЗ» поставил в РФ продукцию на общую сумму более \$800 млн, в том числе 843 карьерных самосвала грузоподъемностью до 360 тонн.

Ввиду этого решение строить СПГ-завод в Белоруссии, на месте производства машин, выглядит логичным: дешевле переводить автомобили на СПГ, большие объемы будут снижать стоимость, дешевле отладить производство новой техники и ее обкатки, устранять выявленные недостатки и т. д.

СПГ для Белоруссии

СПГ-завод планируется расположить в непосредственной близости от завода «БелАЗа». Кластер «Великий камень» и будущий завод находятся на востоке от Минска, между ними 10-12 км: для заправки выпускаемых (тестируемых и т. д.) машин транспортные затраты минимальны.

Но дело не только в российском рынке, емком и привлекательном для белорусского экспорта. Стране самой нужна тяжелая техника на СПГ. В самой Белоруссии есть и ГОКи и мощные карьеры, требующие большого числа сверхтяжелой карьерной техники. Например, на долю «Беларуськалия»

Единичные российские ГОКи обзавелись СПГ-заводами и перевели на газ свои БЕЛАЗы. Что касается СПГ-завода близ самого «БелАЗа», конечно, для серийного выпуска машин на СПГ автопроизводителю нужно такое топливо. Как нужно оно и всему рынку Белоруссии, где тоже работает много карьерной техники

с 7 рудниками и 5 обогатительными фабриками приходится пятая часть мирового объема производства калийных удобрений. Отметим также Нежинский и Петриковский ГОКи, первое из них является вторым по мощности предприятием в Белоруссии по добыче калия и производству калийных удобрений.

Еще одно направление использования СПГ в стране – общественный транспорт Минска с населением около 2 млн чел. СПГ-завод будет расположен всего в 25 км от него, что предопределяет перспективы строительства заправок на сжиженном газе и оптимальную логистику.

В рамках ПМГФ-2023 глава Комитета ГД по энергетике и президент РГО Павел Завальный обсуждал с министром энергетики РБ Виктором Каранкевичем перспективы сотрудничества двух стран в области развития ГМТ. По словам Павла Завального, упор делается на производстве в Белоруссии промышленной и сельскохозяйственной техники на природном газе, а также создании полноценного импортозамещенного двигателя на СПГ.

В России, кстати, есть примеры: в Челябинске с населением чуть более 1 млн чел. и других крупных городах области с 2020 года часть общественного транспорта работает на СПГ и имеет тенденцию к увеличению данного сегмента в общем объеме потребления ГМТ.

По словам гендиректора «БелАЗа» Сергея Никифоровича, выступившего на Стратегиче-

ской сессии ПМЭФ-2023, компания работает над проектами по созданию карьерных самосвалов модельного ряда грузоподъемностью от 30 до 136 тонн на газе. Развитие идет в двух направлениях:

- монотопливные машины, работающие на СПГ или КМПГ;
- самосвалы, эксплуатируемые в газодизельном режиме.

По его словам, более трех лет назад предприятие произвело свои первые 30- и 45-тонные газовые самосвалы, которые в реальных условиях горной добычи доказали свою эффективность. При этом выбросы вредных веществ в атмосферу снизились до 10 раз, а затраты на топливо – почти вдвое по сравнению с дизельными аналогами.

СПГ-самосвалы вне конкуренции

Минэнерго РФ и «Газпром» единодушны во мнении, что рывок в развитии топлива на метане могут дать грузовые перевозки. Так, замминистра энергетики РФ Павел Соро-

кин в кулуарах ПМГФ отметил, что энергостратегия РФ предполагает расширение использования газа в качестве топлива, а наиболее перспективным сегментом являются магистральные грузовые перевозки, где перевод автомобилей на газ не только поможет в решении экологических задач, но и позволит высвободить дополнительный объем нефтепродуктов для возможного экспорта. «Мы говорим о целевом сценарии потребления ГТМ от 10 млрд кубов в год и выше в течение следующих 10-12 лет, это большой рынок, большой потенциал», — заключил он. По его словам, также газомоторное топливо может широко использоваться для морского и речного транспорта, на него целесообразно поэтапно переводить и сельхозтехнику.

Сходную позицию отстаивает и глава «Газпром ГМТ». «В случае перевода всех девяти тысяч российских карьерных самосвалов на СПГ они будут потреблять топливо в таких же объемах, как небольшая страна Евросоюза», — заявил Денис





Корниенко на совместном мероприятии торгово-промышленных палат России и Белоруссии, где речь зашла о производимом значительном сокращении поставок в Европу.

Плюсы СПГ для карьерной техники

Важнейшая причина выбора метанового топлива – безопасность. Для техники, работающей в карьере – зоне повышенной опасности, – безопаснее использовать метан, который легче воздуха и не скапливается у поверхности взрывоопасной смеси. Карьерные самосвалы «БелАЗ» грузоподъемностью 90 тонн и более имеют электромеханическую трансмиссию. В случае утечки пропан-бутана (СУГ), который тяжелее воздуха, газ может «затечь» в контакты электротрансмиссии, что грозит катастрофическими последствиями.

В пользу СПГ говорит и большая топливная компактность – при прочих равных условиях сжиженного газа в самосвале можно разместить примерно в три раза больше, чем компримированного (КПГ). При использовании СПГ количество заправок в течение определенного промежутка времени будет втрое меньше, да и продолжительность самой заправки заметно короче.

По словам гендиректора «БелАЗа» Сергея Никифоровича, на 90-тонном самосвале БелАЗ-7558Н двигатель на СПГ-топливе до 35% экономичнее, чем его дизельный аналог, и значительно экологичнее стандартного дизельного мотора. Экономия при его эксплуатации может достигать 10 млн рублей (российских) на единицу техники в год. Аналогичный самосвал грузоподъемностью 130–136 тонн еще более экономичен – около 25 млн рублей на единицу техники в год.

БелАЗ-7558Н на СПГ с баком объемом 1,5 тыс. литров работает 12–14 часов без заправки в зависимости от условий. Для карьерной техники, эксплуатация которой обходится дорого, как количество заправок, так и продолжительность одной заправки показатели критичные.

Карьерная техника наиболее удобна для «газификации»: она эксплуатируется недалеко от места своей дислокации, и один заправочный комплекс может обслуживать весь парк самосвалов в отличие от подавляющего большинства транспортных средств, движущихся по дорогам общего пользования, заправки для которых необходимо иметь по всему пути их следования. Точечное потребление газа является большим плюсом.

Кроме того, метан уменьшает износ двигателя: он не образует

отложений в топливной системе, так что масляная пленка со стенок цилиндров не смывается, что позволяет снизить трение. А из-за того, что газ в двигателе загорается без детонации, метановый двигатель работает в менее напряженных условиях. Благодаря использованию СПГ срок службы двигателя можно увеличить в 1,5–2 раза, говорят автопроизводители.

Трудности перевода

Есть и обратная сторона медали. Во-первых, перевод парка техники на СПГ-топливо потребует серьезных вложений в создание инфраструктуры в месте эксплуатации – для доставки, хранения, заправки машин, сервиса газового оборудования.

Во-вторых, цена газовых самосвалов больше по сравнению с традиционными дизельными – за счет высокой стоимости «газового» двигателя и криогенного бака. Карьерный самосвал, оборудованный ДВС, работающим на СПГ, дороже дизельного аналога в среднем на 10–15 млн рублей. То же, кстати, относится и к общественному транспорту, автобусам, а также к заправкам. По словам аналитиков отрасли, из-за этой дороговизны было сорвано выполнение госпрограммы массового перевода на газ муниципального транспорта и идет внедрение электробусов.

В-третьих, сдерживает развитие производства СПГ-техники отсутствие в достаточном количестве заводов по сжижению газа в местах ее эксплуатации. Точечных проектов пока недостаточно, а с помощью новой техники производства «БелАЗа» действующий парк российских ГОКов и прочих пользователей, конечно, разом не заменить. Поэтому в сегменте уже действующей карьерной техники перевод или не-перевод на СПГ-топливо будет зависеть от экономики конкретных предприятий. ●



ФОРУМЫ РНТК

Обустройство нефтегазовых месторождений

ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org www.forumnftegaz.org



ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГРП-2024:

Технологии внутрискваженных работ, ГРП и ГНКТ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Создать неформальную площадку для обмена опытом профессионалов и поделиться опытом и новыми разработками проведения ГРП и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) и технологиями ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба), а также технологиями заканчивания скважин для МГРП, технологиями диагностики и мониторинга ГРП и, конечно, опытом применения и разработки программного обеспечения для всех технологических процессов интенсификации работы скважин.

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org wellstim.rntk.org

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВАШЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ НА РЫНКЕ

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

+7 (495) 488-6749 +7 (495) 190-7216 info@rntk.org www.rntk.org

О СЛОЖНОСТЯХ РЕШЕНИЯ НАКОПЛЕННЫХ ПРОБЛЕМ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА



Георгий Панаиотов,
эксперт Института энергетики и финансов

Обладая значительными запасами газа, Казахстан долгое время не уделял достаточного внимания развитию газодобычи. Отсутствие инвестиций и изъяны государственной политики в отношении отрасли привели к дефициту газа и мощностей его переработки, газовая инфраструктура требует модернизации, а основная часть добычи приходится на попутный нефтяной газ, который к тому же в основном остается на нефтепромыслах – для закачки в пласт и местной выработки электроэнергии.

Рост спроса на газ в стране и ограниченность предложения стали серьезным стимулом для реформирования сектора. В последнее время правительство Казахстана упорно работает над развитием газодобывающей и газоперерабатывающей отрасли, модернизацией энергетической инфраструктуры, внедрением новых технологий и стандартов. Необходимость в привлечении частных инвесторов и в либерализации рынка ставит серьезные вызовы – в части изменения подходов к регулированию и планированию развития отрасли, создания рыночных стимулов и механизмов привлечения инвестиций.

Ресурсная база: ПНГ и перспективы роста

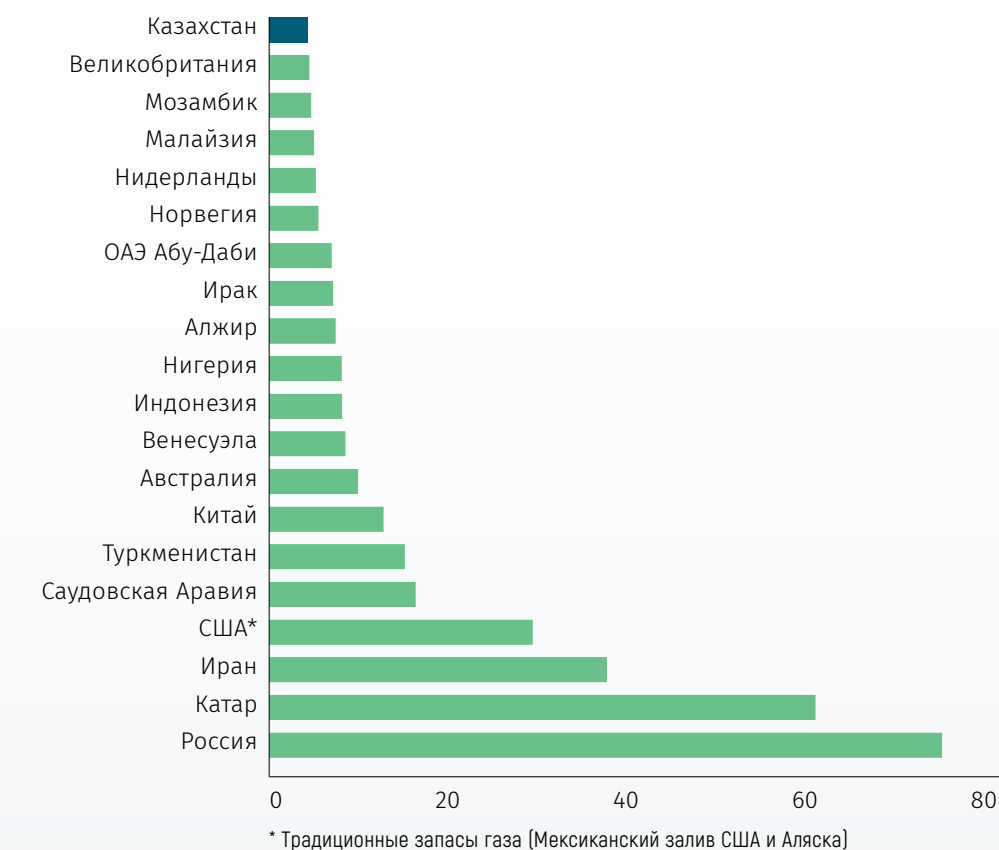
Казахстан входит в двадцатку стран мира (замыкая ее) по обеспеченности газовыми запасами (рис. 1). Согласно «Национальному энергетическому докладу» (Kazenergy 2023), по состоянию на 2023 год объем запасов газа составлял 3,79 трлн м³.

По оценкам S&P Global, в настоящее время доказанные и вероятные (2P) запасы газа в Казахстане составляют 4 трлн м³ и в основном (89%) сосредоточены в Прикаспийском бассейне на западе страны (рис. 2).

Именно в Прикаспийском бассейне расположены три гигантских месторождения нефти и газа – Карачаганак, Тенгиз и Кашаган. На эту «большую тройку» приходится и основные разрабатываемые запасы газа в стране (рис. 3), однако для получения из него товарного газа требуется дорогостоящая переработка.

Помимо развития газовой составляющей трех гигантов предполагается также освоение ряда перспективных газовых месторождений компаниями QazaqGas и «КазМунайГаз» (КМГ) в течение ближайших 5–7 лет. Предусматривается ввод в эксплуатацию

Рисунок 1. Топ-20 стран по извлекаемым (доказанным и вероятным) запасам газа (трлн м³)



Источник: S&P Global Commodity Insights

семи новых нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, а именно Урихтау, Западной Прорвы, Придорожного, Анабай, Рожковского, Ансаган, а также Те-

пловско-Токаревской группы месторождений. Ожидается, что прирост добычи сырого газа от реализации этих проектов к 2030 году составит до 4,2 млрд м³ в год.

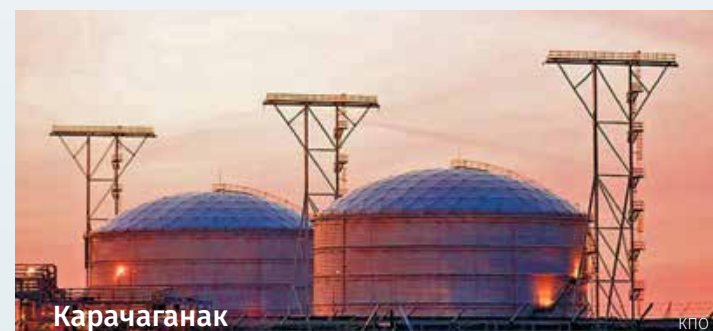
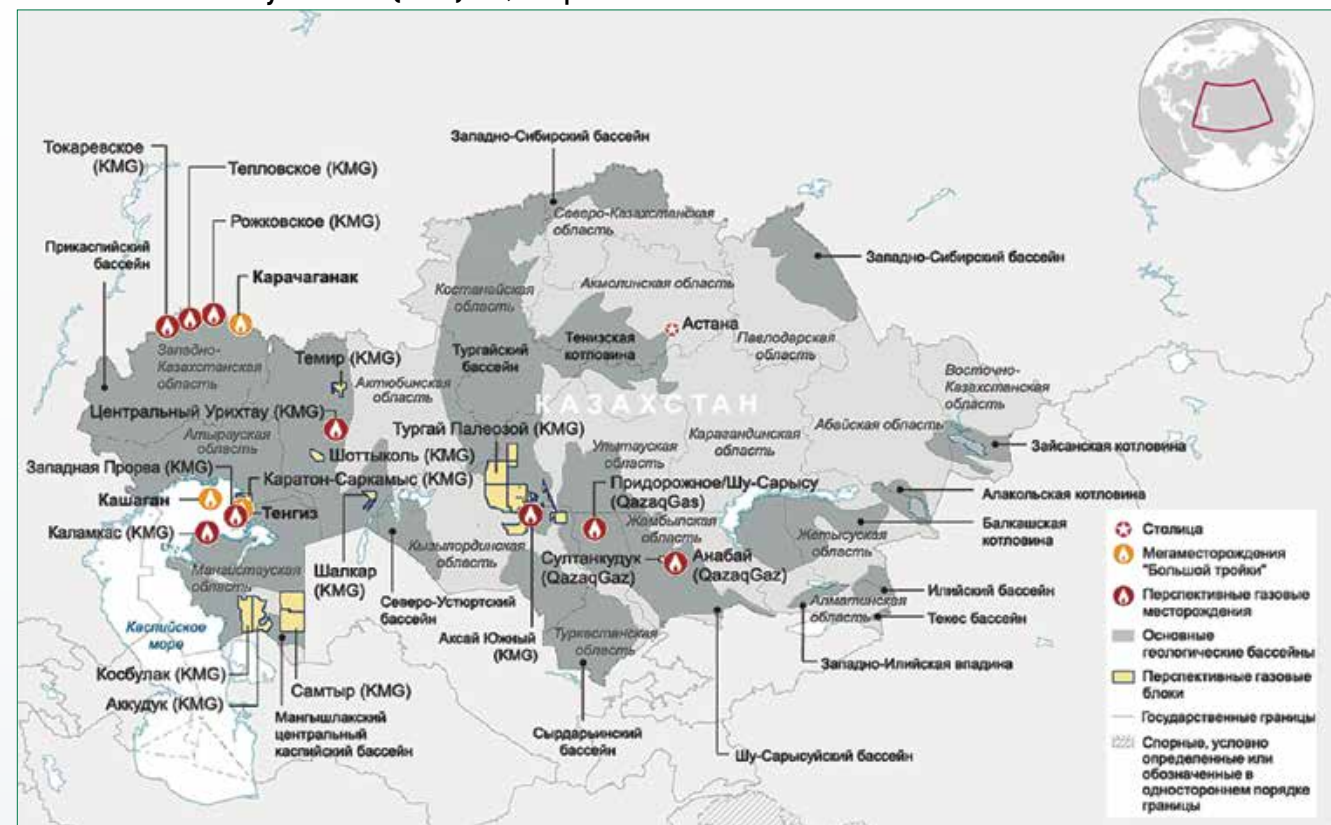


Рисунок 2.
Новые источники газа в Казахстане: перспективные месторождения для разработки компаниями «КазМунайГаз» (КМГ) и QazaqGas



Источник: Kazenergy 2023

Проблемы разработки газовых месторождений

Развитие газодобычи в Казахстане сдерживают геологические, экономические и регуляторные факторы. Так, 85% запасов газа на территории страны залегают на значительной глубине – до 5 км. При этом более 58% газа приходится на сернистый попутный нефтяной газ, что увеличивает затраты на подготовку товарного газа.

Главной проблемой отрасли является не столько дефицит запасов, сколько низкое предложение рынку товарного газа – из-за больших объемов закачки в пласт и недостатка перерабатывающей и транспортной инфраструктуры. Объемы поступающего с месторождений товарного газа не могут обеспечить внутренний спрос. Власти даже планировали приостановить экспорт газа в осенне-зимний

период 2023/2024, но эта мера так и не была принята. Развитие отрасли ограничено несовершенным регулированием. Весьма значимую преграду на пути развития товарной добычи представляют существующие механизмы ценообразования на газ. Кроме того, законодательная база усложняет монетизацию найденных углеводородов, и лишь сейчас делаются попытки ее изменить.

Обновление законодательства: модельный контракт

Чтобы нарастить ресурсную базу, в Казахстане было принято новое законодательство, включая так называемый «механизм улучшенного модельного контракта» (УМК), который призван повысить привлекательность газодобычи для частных инвесторов. Согласно УМК недропользователи получают ряд преференций:

- предоставление поддержки государства для проектов освоения перспективных участков с высоким содержанием сероводорода (3,5% и более), подсолевых залежей с толщиной солей не менее 100 м, а также неструктурных ловушек и пр.;
- предоставление послаблений по налогу на имущество и отдельный порядок учета капитальных затрат для целей налогообложения;
- стабильность предоставляемого пакета преференций (при этом стабильность не распространяется на законодательство по налогам, экологии и конкуренции);
- возможность защищать нарушенные права как в судах Казахстана, так и в международном арбитраже;
- увеличение периода разведки на три года, но только для сложных проектов;
- упрощенный переход с этапа разведки на этап добычи. Механизм стал действовать с начала 2023 года, и уже в феврале того же года Министерство энергетики РК, АО НК «КазМунайГаз» (КМГ) и «ЛУКОЙЛ» заключили УМК на добычу углеводородов по проекту «Каламкас море, Хазар, Ауэзов». Надо отметить, что в докладе Kazenergy 2023 отмечаются «дополнительные риски для реализации проектов» с участием компаний из России в нынешней политической обстановке. Как бы то ни было, это был первый УМК в рамках обновленного законодательства.

На аналогичных условиях преференций с 4 декабря 2023 года КМГ начал промышленную добычу углеводородов на месторождении Восточный Урихтау. В 2024 году на нем ожидается добыча 89 тыс. тонн нефти и порядка 46 млн м³ газа. Запуск Восточного Урихтау является значимым шагом к полномасштабному освоению другого нового проекта – газоконденсатного месторожде-



ния Центральный Урихтау, содержащего значительные запасы природного газа (планируется добыча 1 млрд м³ в год), что особенно важно с точки зрения растущего спроса на газ в стране.

что на 10,5% выше показателя 2022 года. При этом около 85% добычи газа приходится на упомянутую выше тройку месторождений – Карачаганак (38%), Tengiz (27%) и Кашаган (20%).

Добыча и потребление газа: большой спрос на МУН

По данным Бюро национальной статистики Казахстана, в 2023 году из недр извлекли около 58,8 млрд м³ природного газа,

Таким образом, в 2023 году отрасли удалось переломить тенденцию нескольких лет, когда добыча газа постоянно сокращалась (рис. 4, 5). Однако удастся ли удержать рост? В июле 2022 года правительство Казахстана приняло «Комплексный план развития

Рисунок 3.
Запасы газа крупнейших операторов Казахстана

Оператор	млрд м³
НКОК	1319
КПО	1089
ТШО	600
СНПС-АктобеМунайГаз	188
КазМунайГаз	162
Мангистаумунайгаз	162
Другие	595

* категория 2P, 2023 год

Источник: S&P Global Commodity Insights

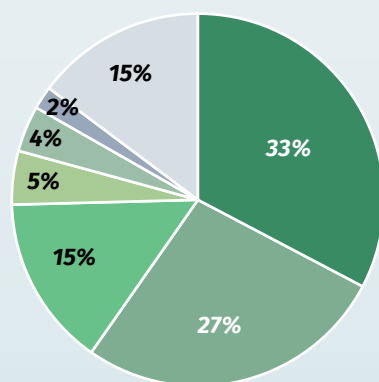


Рисунок 4.
Добыча газа в Казахстане

■ 2017-21
■ 2021
■ 2022
■ 2023

Источники: Бюро национальной статистики Казахстана, оценки ИЭФ

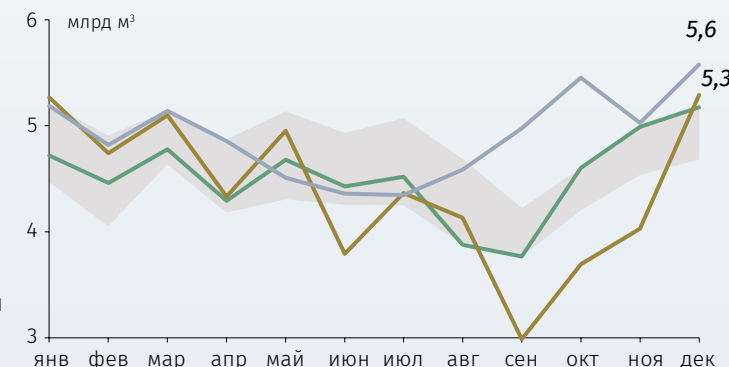


Рисунок 5.
Добыча газа в Казахстане по месторождениям

■ Прочие
■ Кашаган
■ Tengiz
■ Карачаганак

Источники: Бюро национальной статистики Казахстана, оценки ИЭФ

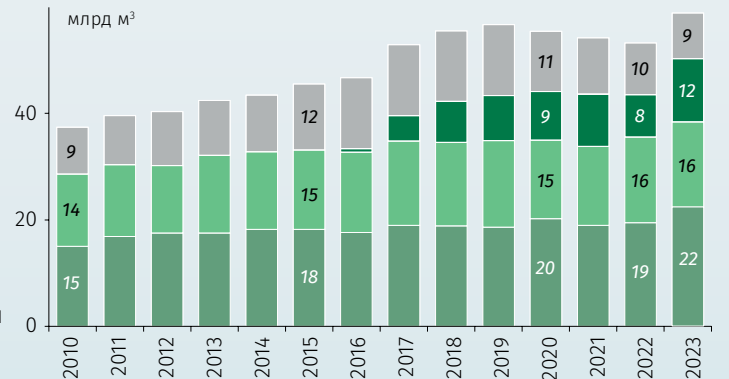


Рисунок 6. Прогноз добычи газа в Казахстане

— Факт
- - План-2022
- - Минэкономики-2023

Источник: ИЭФ на основе данных бюро национальной статистики Казахстана и Минэнерго Казахстана

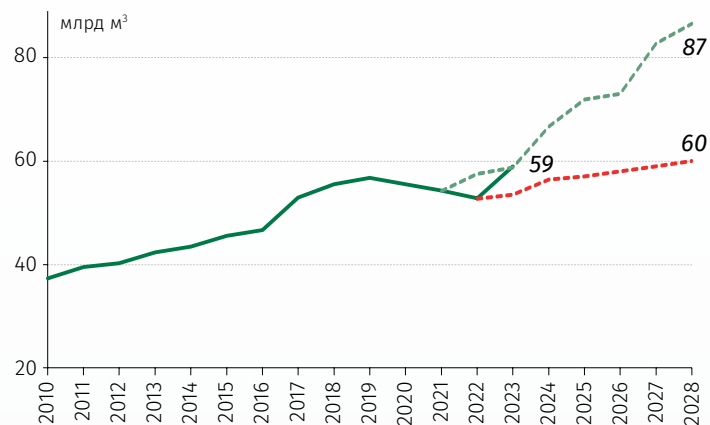
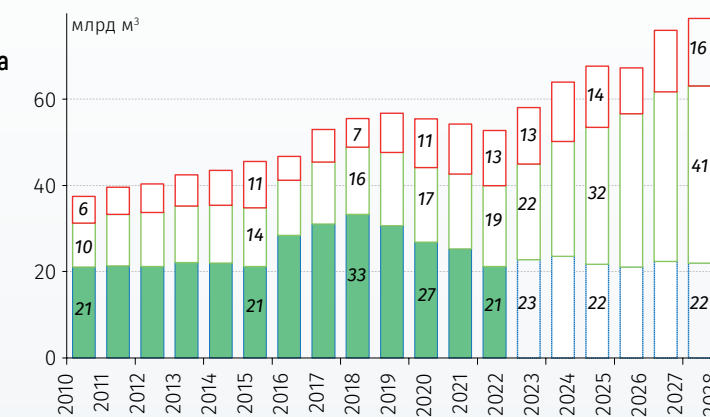


Рисунок 7. Прогноз потребления газа в Казахстане

□ собственные нужды газопроводов
□ закачка в пласт
■ Товарная добыча

Источники: Бюро национальной статистики Казахстана, оценки ИЭФ



газовой отрасли» от Минэнерго («План-2022»), предусматривающий увеличение добычи газа до 66,6 млрд м³ в 2024 году и 86,6 млрд м³ в 2028-м. В 2023 году Минэкономики представило более скромные цифры: власти теперь ожидают, что добыча составит лишь 56,4 млрд м³ в 2024 году и 60 млрд м³ к 2028-му (рис. 6). Объемы добычи газа по-прежнему в значительной степени зависят от динамики добычи жидких углеводородов.

Несмотря на прогнозируемый рост добычи, по нашим оцен-

кам, производство товарного газа в 2024-2028 годах будет стагнировать на уровне 21-23 млрд м³ из-за опережающего роста обратной закачки газа в пласт на нефтяных месторождениях для поддержания пластового давления, а также с учетом роста потребления на собственные нужды газопромыслов. Вследствие дефицита воды в нефтедобывающих регионах Казахстана газовая закачка остается единственным методом вторичного повышения нефтеотдачи, доступным на большинстве крупных

месторождений, и снижение/ограничение обратной закачки газа в пласт приведет к сокращению добычи нефти (рис. 7).

Подготовка и переработка газа: малые мощности, большие планы

Развитие производства товарного газа также ограничено, как уже отмечалось выше, доступными мощностями переработки: газ с таким высоким содержанием серы не может подаваться в газотранспортную систему без значительной предварительной подготовки. На текущий момент основные мощности по переработке газа представлены несколькими ГПЗ в сумме на 38,2 млрд м³ в год, более трети из которых приходится только на загруженный «под завязку» комплекс УКПГ Тенгиза (13 млрд м³/г), а 83% общей переработки – на крупнейшие четыре завода. Однако, если мы говорим о переработке газа именно для подачи в газотранспортную систему страны, то мощности для этого гораздо скромнее – четыре завода в общей сложности могут перерабатывать с этой целью 22,2 млрд м³, причем три из них недогружены (табл. 1).

Часть газа с месторождения Карачаганак ввиду нехватки газоперерабатывающих мощностей, как известно, идет на переработку на российский Оренбургский ГПЗ мощностью 15 млрд м³ в год. При этом современными технологиями для переработки высокосернистого попутного газа обладают только УКПГ на Тенгизе и УКПНИГ Болашак, а Оренбургский ГПЗ в последнее время сообщает о возникающих технологических сложностях с приемом дополнительных объемов высокосернистого карачаганакского газа.

QazaqGaz планирует запустить газоперерабатывающий завод мощностью 1 млрд м³ в год на месторождении Кашаган в 2025

году. Кроме того, сообщалось, что в рамках увеличения объемов добычи нефти на месторождении прорабатывается строительство еще одного крупного ГПЗ на 4 млрд м³ в 2028-2029 годах. Но эти планы могут быть пересмотрены. В феврале 2024 года QazaqGaz и UCC Holding подписали соглашения по проектам строительства двух ГПЗ мощностью 1,0 млрд и 2,5 млрд м³ в год на Кашагане.

Возможна реализация иного варианта: ГПЗ мощностью 6 млрд м³ в год (фаза 2Б – мощностью 4+2 млрд м³ в год), меморандум о взаимопонимании при строительстве которого был подписан Минэнерго Казахстана с катарским холдингом Urbason Concessions Investments WLL.

По поручению президента Казахстана также было принято решение о строительстве газоперерабатывающего завода мощностью 900 млн м³ в год на базе КазГПЗ в Жанаозене Мангистауской области к 2026 году.

Согласно заявлениям властей, создание новых мощностей по переработке и очистке газа позволит увеличить объемы производства товарного газа до 30-32 млрд м³ в год, а с учетом переработки карачаганакского газа на Оренбургском заводе возможности производства казахстанского товарного газа к 2030 году могут приблизиться к 38 млрд м³.

Импорт неизбежен

В 2021-2023 годах потребление товарного газа в Казахстане находилось в диапазоне 17-18 млрд м³, наиболее крупными потребителями остаются электростанции (ТЭС на западе и юге Казахстана) и население. Около 60% товарного газа потребляется электроэнергией, 29% – населением, 11% – промышленностью и 4% – остальными секторами.

В ближайшие 5 лет, как ожидается, спрос на газ вырастет до 28-30 млрд м³ в год благода-

ря газификации новых регионов и переводу на газ электростанций, котельных и промышленных предприятий, а также созданию новых газохимических кластеров (рис. 8). При этом товарный газ, доступный для потребления, по-прежнему будет составлять менее половины добываемых объемов с опережающим наращиванием использования газа для обратной закачки в пласт и промышленных нужд.

В таких условиях, чтобы обеспечить растущий внутренний спрос, Казахстан будет вынужден наращивать импорт. К 2028 году доля импорта может достигнуть 40%, в основном в центральных и южных регионах страны (рис. 9).

Расчеты перспективного баланса добычи и потребления товарного газа, проводимые Минэнерго Казахстана для плана газификации страны, указы-

вают на возможный допустимый дефицит газа в пределах до 3 млрд м³ потребления в год, но данные подсчеты не учитывают перевода части промышленности, в том числе горно-металлургических предприятий, с угля на газ.

В 2023 году импорт газа снизился на 8% (рис. 10). Однако это «техническое» снижение показателя, связанное с особенностями взаимных потоков газа с Россией: своп и давальческая переработка, существующая газотранспортная система и т. п. Поставки в Россию по импорту сократились до 6,57 млрд м³, но при этом выросла приемка переработка газа Карачаганакского месторождения на Оренбургском ГПЗ в рамках давальческих схем с возвратом газа в Казахстан.

В дальнейшем импорт будет расти. Так, ожидание дефицита природного газа в период пико-

Рисунок 8. Прирост спроса на газ в Казахстане по сегментам экономики

■ Прочие
■ Газохимия
■ Промышленность
■ Электростанции

Источники: Бюро национальной статистики Казахстана, оценки ИЭФ

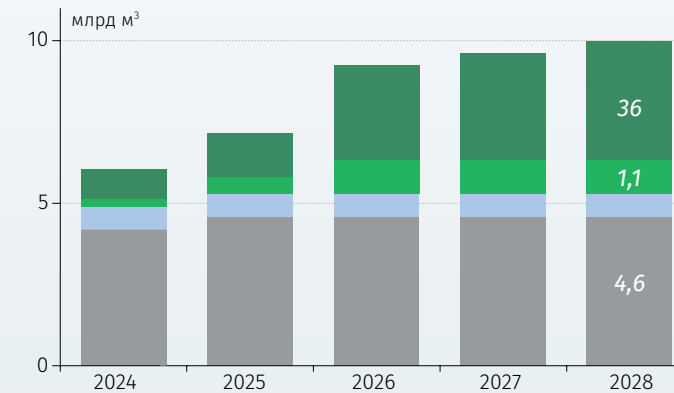


Рисунок 9. Добыча товарного газа и нетто-импорт газа в Казахстане

□ Нетто импорт
■ Добыча (факт)
□ Добыча (прогноз)

Источники: Бюро национальной статистики Казахстана, оценки ИЭФ

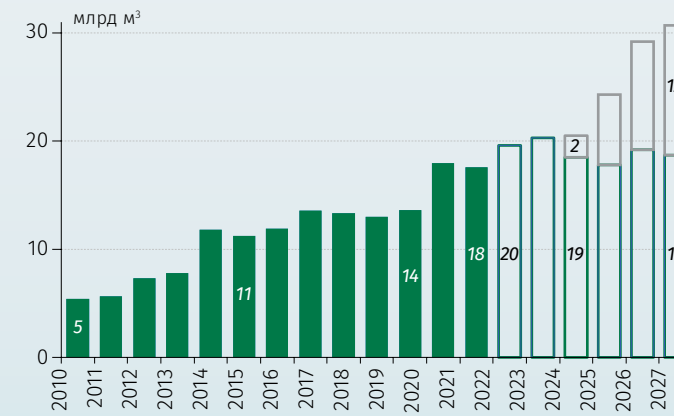


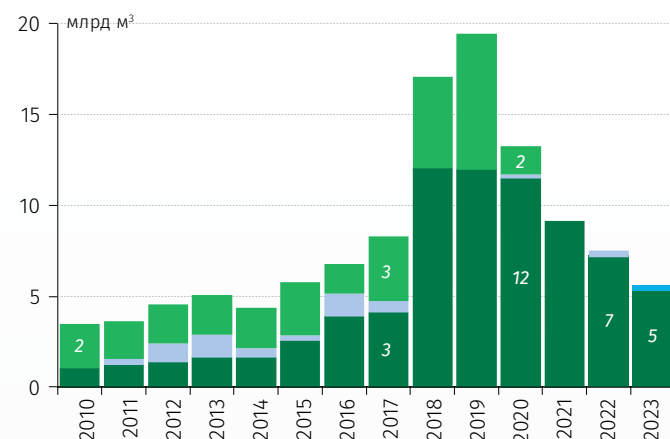
Таблица 1. Основные газоперерабатывающие объекты Казахстана

Название	Мощность, млрд м³ в год	Загрузка, %
ГПЗ Тенгиз	8,8	100
ГПЗ Жанажол	7,5	62
ГПЗ Болашак	4,4	84
КазГПЗ	1,5	60

Источники: Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2023-2030 годы

Рисунок 10. Импорт газа в Казахстан

■ Россия
■ Туркменистан
■ Узбекистан



Источники: Бюро национальной статистики Казахстана, оценки ИЭФ

вого потребления зимой привело к интенсификации переговоров QazaqGaz с «ТуркменГазом» и достижении в октябре 2022 года договоренностей о закупке из Туркмении до 1,5 млрд м³ газа в год.

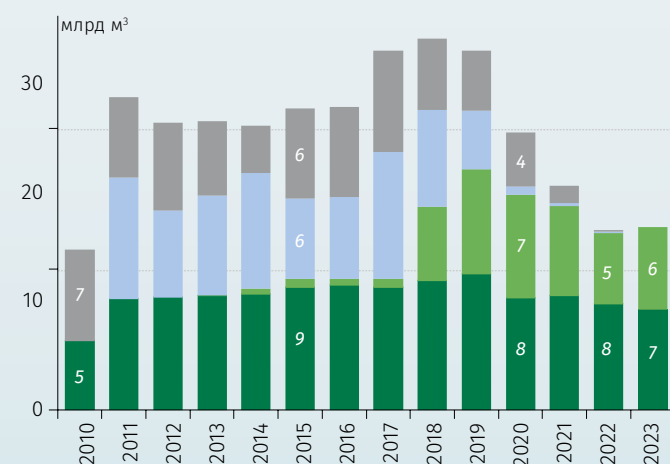
Экспорт необходим

Несмотря на нехватку газа для собственного рынка, у Казахстана есть многолетние экспортные обязательства. К ним относятся поставки в Россию (на переработку), в Украину по территории России (ныне поставки прекратились по известным политическим причинам), а также в Китай – по привлекательному маршруту через всю Среднюю Азию в развивающуюся китайскую газопроводную систему «Восток – Запад».

В 2023 году экспорт газа из Казахстана вырос на 3% по сравнению с уровнем в 2022 года, когда был достигнут десятилетний минимум, но все еще остается на исторически низком уровне – 13,1 млрд м³ (рис. 11). Увеличить экспорт удалось благодаря более высокому, чем ожидалось, производству товарного газа, что также позволило нормализовать ситуацию на внутреннем рынке. Дело в том, что в течение 2022 года из-за продолжительных внеплановых ремонтных работ все крупные поставщики газа систематически не исполняли свои обязательства по поставке газа потребителям. В результате объем недопоставленного в 2022 году газа достиг 2,4 млрд м³.

Рисунок 11. Экспорт газа из Казахстана

■ Прочие
■ Украина
■ Китай
■ Россия



Источники: Бюро национальной статистики Казахстана, оценки ИЭФ

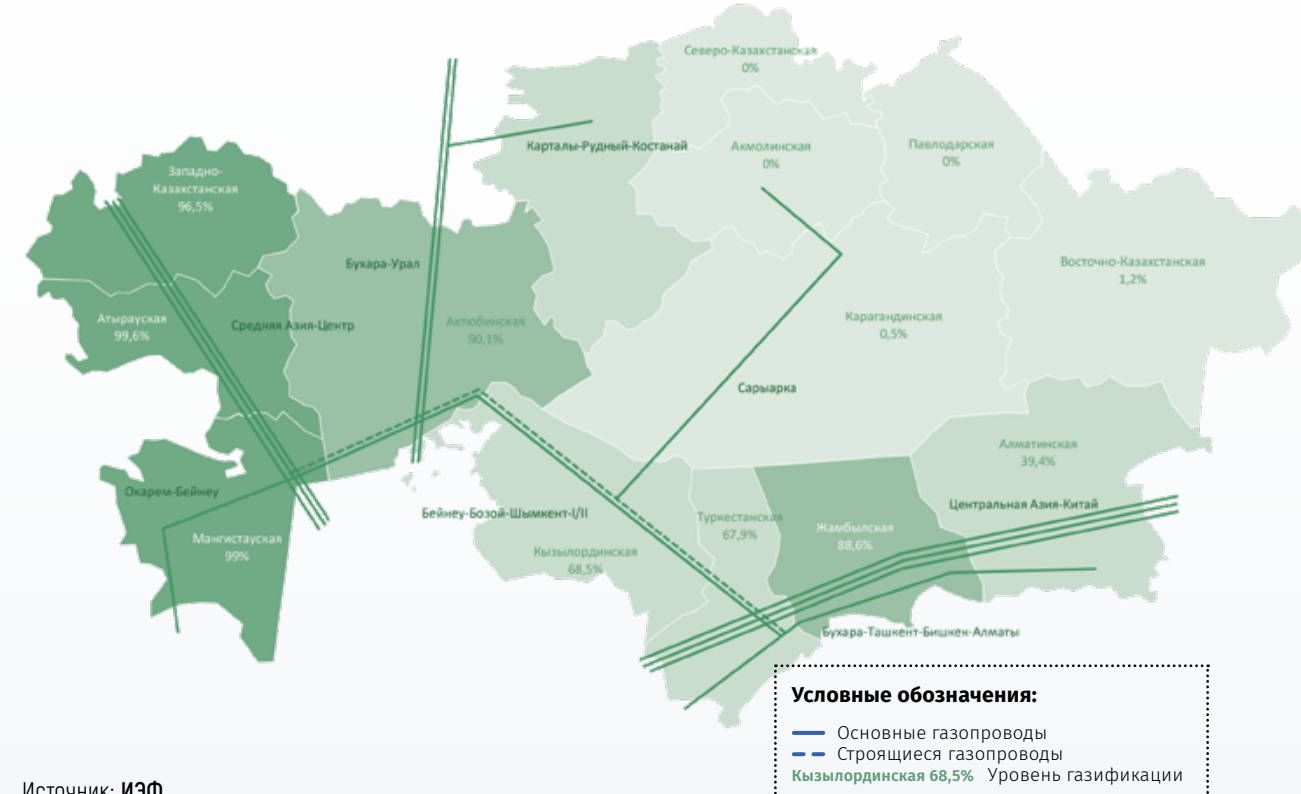
Экспортные поставки казахстанского газа в Китай в последние годы снижались на фоне продолжающегося роста внутреннего потребления и ограниченных внутренних ресурсов, но в 2023 году впервые за период с 2020-го экспорт вырос – на 16% г/г до 5,9 млрд м³. Рост экспорта поддерживался высоким спросом на газ в Китае, повышающим заинтересованность PetroChina в увеличении поставок, а также ростом цен (до \$250/тыс. м³) – безусловно выгодным для казахстанской стороны.

Тем не менее общий экспорт остается на сравнительно низких уровнях, что снижает возможности QazaqGaz по кросс-субсидированию в отрасли, когда высокие экспортные цены позволяют предоставлять внутренним потребителям топливо по цене ниже себестоимости. Так, по сведениям компании, ее накопленные убытки от оптовой продажи газа на внутреннем рынке за 2015-2021 годы достигли 587 млрд тенге и покрывались за счет выручки от экспорта газа.

В октябре 2023 года QazaqGaz и PetroChina International подписали контракт на экспорт природного газа на 2023-2026 годы, уточнив параметры поставок газа по договору 2011 года (10 млрд м³ в год). По оценкам Минэнерго Казахстана, поставки газа в Китай могут составлять до 4,5-5 млрд м³ в год, с перспективой увеличения до 11 млрд м³ в случае, если у QazaqGaz будут необходимые ресурсы и возможность обеспечить поставки из западных районов страны, а ресурсной базой станет газ с месторождения Тенгиз.

По слововому соглашению, в рамках которого осуществляются поставки газа в Россию с получением аналогичных объемов Казахстаном, стоимость газа устанавливается на уровне себестоимости добычи и в 2023 году составила \$22/тыс. м³.

Рисунок 12. Схема газотранспортной системы и уровень газификации областей Казахстана



Источник: ИЭФ

Газификация страны идет полным ходом

В контексте развития газового рынка Казахстана нельзя не затронуть вопрос о масштабных планах газификации страны. На данный момент общая протяженность казахстанских магистральных газопроводов составляет около 20 тыс. км, в том числе газопроводы-отводы 2,8 тыс. км. На магистралях работает 56 компрессорных станций, установлено 316 газоперекачивающих агрегатов. На территории страны расположены три транснациональных магистральных газопровода: Средняя Азия – Центр (САЦ), Бухара – Урал и Центральная Азия – Китай (рис. 12).

Протяженность газораспределительных сетей в ведении QazaqGaz – более 59 тыс. км.

Несмотря на некоторый прогресс в развитии газовой сети Казахстана, внутренняя трубо-

проводная система все еще недостаточно развита. Население в северных и центральных регионах по-прежнему не имеет доступа к сетевому газу из-за отсутствия трубопроводов, соединяющих эти районы с газодобывающей западной частью страны.

Уровень газификации заметно различается от региона к региону: в Атырауской и Мангистауской областях на западе страны он превышает 90%, а в Астане составляет менее 5%. В целом, по оценкам Минэнерго Казахстана, уровень газификации в 2022 году составил 59% (43% в 2015-м). Сгладить такую разницу будет очень не просто: именно западные регионы, где газификация и так в среднем превышает 80%, остаются основным драйвером роста спроса на газ – благодаря низким оптовым ценам и доступности инфраструктуры.

Кто будет газифицировать Казахстан?

Согласно Генеральной схеме газификации Республики Казахстан на 2023-2030 годы, на внутреннем рынке ставится задача увеличения охвата газоснабжением с 11,6 млн человек (59%) в 2022 году до 13,5 млн человек (65%) к 2030 году. Однако остается под вопросом, кто займется финансированием и реализацией этих планов.

Казахстан рассматривает возможность строительства нового газопровода мощностью до 40 млрд м³ в год (инвестиции в проект оцениваются в \$4,2-4,4 млрд) со стороны Омска с закольцовкой с газопроводом «Сарыарка», который позволит провести газификацию северных районов страны. Этот вариант предусматривает газификацию за счет российского газа с возможным созданием транзитного газопровода в Китай.



Один из вариантов газификации северных и восточных регионов Казахстана предполагает поставки российского газа из соседней Омской области с развитой газовой инфраструктурой

Газпром

Вариант газификации Восточно-Казахстанской и Северо-Казахстанской областей российским газом рассматривается уже в течение 10 лет. С потерей европейского газового рынка для России остро встал вопрос расширения рынков сбыта, и переговоры вновь возобновились. В этом контексте газификация севера и востока Казахстана расширяет базу для экспорта газа и является элементом подготовки к созданию так называемого «газового союза» России, Казахстана и Узбекистана. Летом 2022 года тогдашний министр энергетики Казахстана Болат Акчулаков сообщил, что речь может идти о поставках в Казахстан из России 4 млрд м³ в год на первом этапе с последующим увеличением до 7–10 млрд м³ в год.

В январе 2023 года «Газпром» и правительство Казахстана подписали двустороннюю «дорожную карту» по сотрудничеству в газовой отрасли, а в ноябре было подписано соглашение, направленное на развитие взаимодействия в области поставки, транспортировки и переработки природного газа, а также его геологоразведки и добычи. В рамках построения единого газового рынка в октябре того же года был впервые начат транзит российского газа в Узбекистан

через территорию Казахстана в реверсном режиме.

Однако ключевыми вопросами остаются безопасность поставок (на фоне политических обстоятельств) и стоимость газа. По мнению казахстанской стороны, цена российского газа должна быть ниже, чем для Белоруссии, из-за меньшего расстояния транспортировки, но пока переговоры продолжаются. Для справки: в 2023 году цена на российский газ для Белоруссии составляла \$128,5/тыс. м³.

Альтернативой российскому проекту является казахстанский план увеличения прокачки с запада на восток и на север после ввода в эксплуатацию в 2026–2027 годах строящейся 2-й ветки газопровода Бейнеу – Шымкент мощностью до 10 млрд м³ в год на первом этапе с последующим увеличением за счет строительства компрессорных станций до 15 млрд м³ в год. На данный момент идет разработка технико-экономического обоснования проекта. Однако если цена газа на устье для этого варианта будет составлять около \$110–120/тыс. м³ (по новому ценообразованию, о чем речь пойдет далее), то с учетом транспортировки интерес потенциальных покупателей резко снижается. При этом для реализации подобных планов развития газо-

вого рынка Казахстана необходима гарантия возвратности инвестиций путем реформирования системы ценообразования.

Ценообразование – путь к рынку?

Долгое время цены на газ на внутреннем рынке Казахстана были не выгодны ни для недропользователей, ни для национального оператора, что определялось особенностями модели газовой отрасли страны. Добыча газа на 80% зависит от трех крупнейших производителей – «КазМунайГаза» (в составе совместных предприятий ТОО «Тенгизшевройл», Karachaganak Petroleum Operating B.V. и др.), North Caspian Operating Company и АО «СНПС-Актобемунайгаз».

Компания АО «НК «QazaqGaz» как национальный оператор (полностью принадлежит государственному фонду «Самрук-Қазына»), в свою очередь, осуществляет предусмотренное законом преимущественное право государства покупать сырой и товарный газ у нефтяных компаний. В соответствии с законодательством, недропользователи направляют оператору коммерческое предложение с указанием объемов, цены и пункта поставки. QazaqGaz принимает решение о закупке или отказе.

Затем QazaqGaz продает газ своей дочерней компании «КазТрансГаз Аймак» во все регионы Казахстана по регулируемым оптовым ценам, которые различны для каждого региона. Другая дочка QazaqGaz, компания АО «Интергаз Центральная Азия», осуществляет внутреннюю транспортировку и транзит природного газа по территории Казахстана по магистральным газопроводам. «КазТрансГаз Аймак», в свою очередь, реализует газ через другие подконтрольные сбытовые организации населению и другим по-

требителям по окончательным (розничным) ценам.

При этом функции по государственному регулированию тарифов и цен в сфере газоснабжения разделены между двумя государственными органами:

- Министерство энергетики утверждает предельные оптовые цены оптовой реализации товарного газа;
- Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики утверждает тарифы на транспортировку товарного газа и согласовывает затраты, связанные с его реализацией.

Цена на покупку товарного газа у недропользователей рассчитывается по формуле: «себестоимость добычи + расходы на подготовку + затраты на транспортировку до места продажи QazaqGaz + рентабельность 10%». Однако с точки зрения добывающих компаний такая формула ценообразования не является достаточно привлекательной, чтобы увеличивать объемы переработки попутного газа в товарный газ.

В 2023 году утверждена новая формула для новых газовых или действующих проектов, на которых планируется увеличение газодобычи. Согласно принятым поправкам, закупочная цена будет состоять на 70% из стоимости экспортруемо-

го газа на границе Казахстана и Китая и на 30% – от предельных оптовых цен на внутреннем рынке. Если сейчас средняя закупочная цена на газ в Казахстане составляет около \$40–50/тыс. м³, то новая формула позволит компаниям продавать газ за \$110–120.

Пока оптовая и розничная цены реализации газа находятся на уровне ниже себестоимости сбыта. Цены на природный газ для населения в Казахстане – одни из самых низких в мире (см. «Дешевле некуда»).

Средняя цена розничной реализации товарного газа в Казахстане долгое время составляла около 24,2 тенге/м³ без НДС (4,87 руб./м³) и состояла из:

- оптовой цены товарного газа 18,9 тенге/м³ без НДС (3,81 руб/м³);
- затрат на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам 4,3 тенге/м³ без НДС (0,87 руб/м³);
- и затрат, связанных с реализацией товарного газа, 0,9 тенге/м³ без НДС (0,18 руб/м³).

В целом средняя доля стоимости товарного газа на оптовом рынке в структуре розничной цены газа составляет до 78%, затрат на транспортировку – около 18%. Цены оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке устанавливаются каждые 5 лет



Qazaqgaz

ДЕШЕВЛЕ НЕКУДА

По данным Global Petrol Prices, в 2022 году Казахстан вошел в тройку рынков с самым дешевым природным газом (\$0,006 за кВт·ч) после Ирана (\$0,001 за кВт·ч) и Алжира (\$0,003 за кВт·ч).

Среднемировая цена на природный газ составила \$0,12 за кВт·ч – в 21 раз больше, чем в Казахстане. А самая высокая цена – \$0,447 за кВт·ч в Швеции – превышала казахстанскую более чем в 78 раз.

Заметно выше цены и в таких странах, как Азербайджан (\$0,014 за кВт·ч), Украина (\$0,024 за кВт·ч), Китай (\$0,048 за кВт·ч). При этом данные по Азербайджану особенно показательны, поскольку эта страна, сосед по Каспийскому региону, как и Казахстан, добывает и экспортирует газ.

Кстати, согласно этому ранжиру по дешевизне, цена газа в России идет сразу следом казахстанской: неокругленный пересчет показывает цифру \$0,00621 за кВт·ч.

с разбивкой по годам и при необходимости корректируются ежегодно с вводом в действие с 1 июля отдельно для каждой области, города республиканского значения и столицы с учетом экономических и социальных условий газоснабжения регионов страны. Всего таких региональных разбивок 17. Также в соответствии с законом «О естественных монополиях» территориальные департаменты Комитета по регулированию естественных монополий Миннацэкономики РК утверждают тарифы на транспортировку товарного газа по ГРС для субъектов естественных монополий.

При этом система регулирования, основанная на том, что внутренний рынок субсидируется доходами от экспорта, исчерпала себя в связи с возникшим дефицитом сырья. Так, с 1 июля 2023 года средняя розничная цена на товарный газ для населения увеличилась



КазТрансГаз

на 2,7 тенге до 24,7 тенге за 1 м³. Согласно плану, стоимость газа будет повышаться ежегодно в течение пяти лет. В зависимости от региона темп роста будет разным. Отдельный, более высокий тариф утвержден для промышленных потребителей, покупающих сырье для производства компримированного и сжиженного природного газа.

Также предусмотрен пересмотр 15%-ного ограничения повышения предельных оптовых цен товарного газа. Согласно действующему законодательству, повышение предельных оптовых цен не должно превышать 15% в течение одного календарного года, но Минэнерго Казахстана намерено повысить этот порог до 20%. Предполагается возможность пересмотра тарифов до окончания их сроков действия, в том числе при возникновении дополнительных затрат на транспортировку газа по магистральным газопроводам, и прочие включения в тарифную смету.

Кроме того, были введены две новые категории потребителей – крупные коммерческие предприятия и майнеры криптовалют. Для них будут установлены рыночные оптовые цены товарного газа с привязкой к ценам экспортных поставок в Китай, что, соглас-

но расчетам, должно принести QazaqGas дополнительные доходы в размере 35 млрд тенге.

Принятие данных мер подтверждает сложную ситуацию на газовом рынке Казахстана.

Общий газовый рынок ЕАЭС и Казахстан: процесс далек от завершения

Начиная с 2015 года был запущен процесс создания общего газового рынка ЕАЭС. Формально он должен начать работать уже с 1 января 2025 года, но, вероятно, сроки запуска единого рынка будут перенесены.

Интерес Казахстана к общему рынку ЕАЭС изначально был относительно низким из-за опасений, связанных с возможностью переориентации казахстанских газодобывающих компаний на поставки газа в другие страны ЕАЭС в силу диспаритета внутренних и внешних цен. Это могло грозить дефицитом для внутреннего рынка, что заставило бы повысить цены для казахстанских потребителей. Такой сценарий в корне противоречил устоявшейся концепции, что газ, добываемый в Казахстане, должен в приоритетном порядке идти на внутренний рынок, а внутренний рынок, соответственно, должен обеспечиваться прежде всего газом собственной добычи.

Опасения Казахстана, поддержанные Белоруссией, привели к существенному ограничению самой идеи общего рынка путем введения так называемого «института уполномочивания», когда каждое государство-участник ЕАЭС само определяет, кого оно готово допустить со своей стороны к трансграничной торговле с другими странами союза. По сути, речь идет о сохранении монопольных прав на участие в торговле за одной государственной компанией.

Наиболее прорывной идеей общего рынка в этих условиях стало развитие биржевой торговли газом и использование биржевых индикаторов в качестве ценовых бенчмарков для двусторонних контрактов на поставку газа. Однако эта идея, в целом прямо никем не оспариваемая, натолкнулась на отсутствие инфраструктуры биржевой торговли газом в Казахстане. На текущий момент полноценная газовая биржа существует только в России в виде газовой секции СП6МТСБ.

В Казахстане пока существует только биржевая торговля СУГ, но и ее опыт неоднозначен. Так, из-за увеличения цен на СУГ в два раза и последующего за этим острого политического кризиса в середине января 2022 года был издан приказ о приостановлении правил торгов СУГ до 1 января 2023 года, по которому Минэнерго РК получило право реализовывать СУГ вне электронных торгов. Также был издан приказ по снижению предельной оптовой цены СУГ. На 2023 год предельные розничные цены на сжиженный нефтяной газ в республике регулируются государством, а его дефицит составлял порядка 15-20%.

В целом, несмотря на исторические торговые и инфраструктурные связи, этот процесс с учетом всех существующих проблем затянется, по всей видимости, еще на многие годы. ●



10 лет НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



По решению ВАК журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий Включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ)



СТАБИЛЬНЫЙ РОСТ В НЕСТАБИЛЬНОМ МИРЕ

Контент-анализ материалов зарубежных источников выполнила Елена Жук

IEA: Спрос на газ в 2024 году вырастет

Рост мирового спроса на газ, драйверами которого выступают развивающиеся экономики, в 2024 году ускорится из-за более низких зимних температур и снижения цен, в то время как геополитические риски и проблемы со стороны предложения могут вернуть рынку волатильность цен, отмечает IEA в отчете Gas Market Report, Q1-2024.

В 2023 году мировой спрос на газ увеличился всего на 0,5%, поскольку рост в Китае, Северной Америке и богатых газом странах Африки и Ближнего Востока частично компенсировался спадом в других регионах.

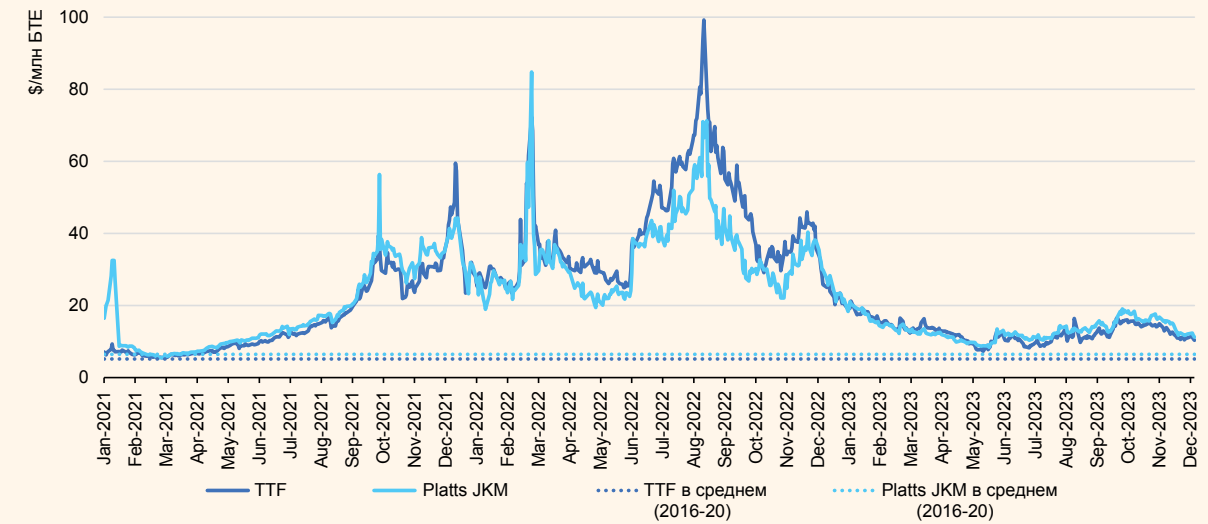
По мере ослабления пандемических ограничений

и возобновления экономической активности спрос на природный газ в Китае вырос на 7%. В результате Китай восстановил свои позиции крупнейшего в мире импортера СПГ, хотя его объемы в 2023 году все еще были ниже уровня 2021 года. Потребление природного газа в Европе, напротив, упало на те же 7%, достигнув самого низкого уровня с 1995 года. Это снижение усугублялось быстрым расширением использования ВИЭ и увеличением доступности ядерной энергии, что оказывало давление на спрос на природный газ как в Европе, так и на рынках развитых стран Азии, приводя к снижению цен.

Прогнозируется, что в 2024 году мировой спрос на газ вырастет на 2,5%, или 100 млрд м³.

Цены на природный газ резко упали после рекордных максимумов, наблюдавшихся в 2022 году, что также способствует восстановлению спроса на газ. Согласно отчету, хотя цены остаются значительно выше исторических средних значений, спрос в чувствительных к ценам промышленных секторах снова начнет расти. Прогнозируется, что в производстве электроэнергии использование газа увеличится лишь незначительно, и более высокий уровень сжигания газа в странах АТР, Северной Америки и на Ближнем Востоке будет

Ключевые ценовые индикаторы рынков газа в Азии и Европе



Источник: IEA по данным CME, TTF, ICIS, Spot Market

частично компенсирован снижением спроса в Европе.

Мало СПГ

Что касается предложения, то в 2023 году доступность газа оставалась относительно ограниченной, поскольку рост мирового производства СПГ не оправдал ожиданий. Таким образом, рост добычи оказался недостаточным, чтобы компенсировать продолжающееся снижение поставок российского газа по трубопроводам в Европу.

Рост поставок СПГ также отличался высокой географической концентрацией: США стали крупнейшим в мире экспортером

СПГ, на долю которого в 2023 году пришлось 80% дополнительных поставок (прироста).

Поскольку, согласно прогнозам, в 2024 году предложение снова будет недостаточным, ограниченный рост мирового производства СПГ будет сдерживать увеличение спроса, особенно в Европе и на зрелых рынках Азии.

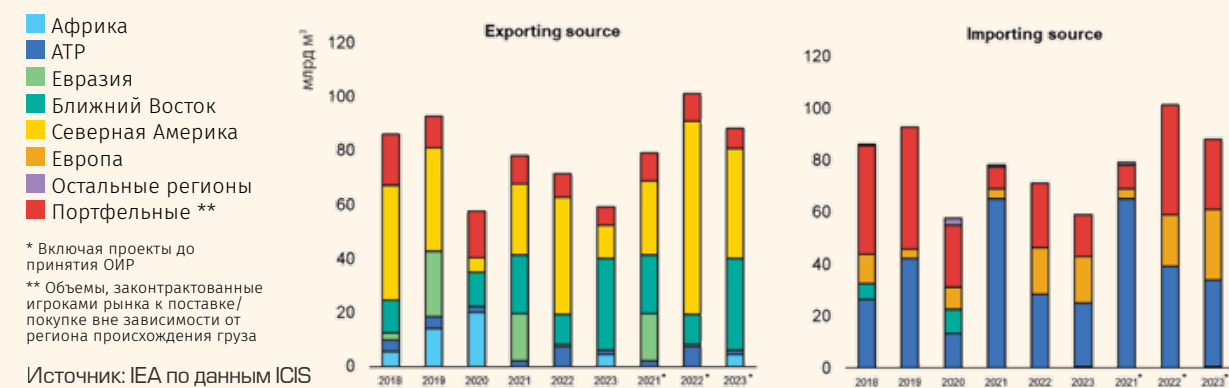
Ожидается, что в 2024 году поставки СПГ вырастут на 3,5%, что значительно ниже темпа роста в 8%, наблюдавшегося в период с 2016 по 2020 год. Задержки в строительстве новых заводов по сжижению газа и проблемы, связанные с доступностью сырьевого газа существующих

проектов, могут отодвинуть рост поставок до 2025 года. Растущий спрос при ограниченном предложении может существенно способствовать колебаниям цен в течение года.

Согласно докладу геополитическая неопределенность станет самым большим фактором риска для мировых газовых рынков в 2024 году. Ситуация в Украине и на Ближнем Востоке и опасения относительно безопасности инфраструктуры, в частности трубопроводов, — все это может привести к дальнейшей нестабильности.

В 2023 году были приняты политические меры и новые правила на ключевых рынках

Динамика объемов заключенных контрактов на СПГ по регионам мира



* Включая проекты до принятия ОИР
 ** Объемы, заключенные игроками рынка к поставке/покупке вне зависимости от региона происхождения груза

Источник: IEA по данным ICIS

импорта с упором на доступность и безопасность поставок. ЕС запустил свой механизм совместных закупок газа; Япония в преддверии зимнего сезона 2023/2024 года ввела стратегический буферный СПГ; Китай формулирует свою политику использования природного газа для «упорядоченного роста спроса на природный газ» на ближайшие годы.

Помимо внимания к энергетической безопасности, отчет IEA дает представление о выбросах парниковых газов в цепочках поставок природного газа, рассматривая действия, предпринятые крупнейшими мировыми производителями и потребителями газа для сокращения выбросов. В отчете представлена обновленная информация о краткосрочных раз-

работках, связанных с биометаном, водородом с низким уровнем выбросов и электронным метаном. Отмечается, что политический импульс в пользу газов с низким уровнем выбросов усиливается, при этом повышенное внимание уделяется роли водорода, биогаза и биометана для поддержки стран в достижении энергетических и климатических целей.

ЕК: Независимость и падение спроса

До 2022 года общая потребность ЕС в газе составляла около 400 млрд м³, при этом лишь около 10% удовлетворялось за счет внутренней добычи, остальное импортировалось по трубопроводам и в виде СПГ. В 2021 году импорт из России составил 150 млрд м³, в 2022-м сократился почти вдвое до 80 млрд м³ и по итогам 2023 года – еще раз почти вдвое до 43 млрд м³.

Таким образом, отмечает на своем сайте Европейская комиссия, зависимость ЕС от российского газа снизилась с 45% в 2021 году до нынешних 15%. Основными поставщиками газа стали Норвегия и США, на которые пришлось 30% и 19% общего импорта газа ЕС соответственно, говорится в сообщении.

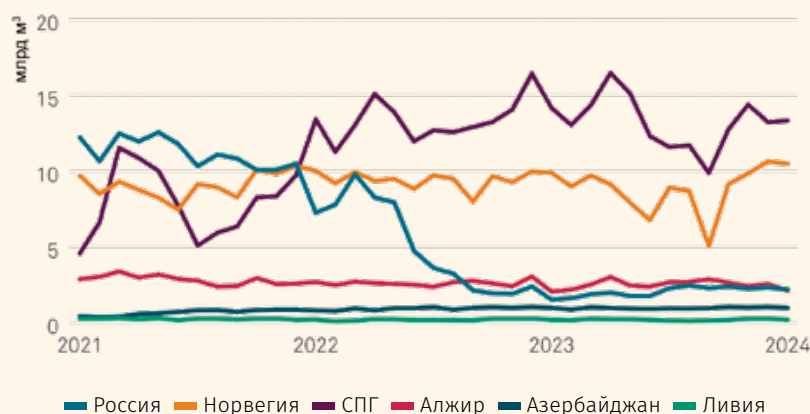
Аналитики Platts считают, что большую роль в обеспечении возможности удовлетворения спроса в 2022, 2023 и 2024 годах играют рыночные сигналы и погода. Хотя Еврокомиссия утверждает, что во многом добиться успеха удалось благодаря дипломатическим усилиям по обеспечению альтернативных поставок, введению обязательного заполнения хранилищ и поощрению сокращения спроса на 15%.

Вернется ли часть спроса?

«Хотя рост импорта СПГ из США и других стран покрыв почти половину потерь российского трубопроводного газа, более важным фактором является резкое снижение спроса в Европе», – отмечает Майкл Стоппард, руководитель глобальной газовой стратегии в S&P Global Commodity Insights. – Некоторая часть спроса на газ навсегда исчезла из-за закрытия заводов или более эффективных процессов, но большая часть вернется. Рынок, возможно, недооценивает объем восстановления спроса».

Европейские газовые трейдеры рассматривают тенденции потребления как ключ к будущему российского газа в Европе. «Все дело в спросе: если падение спроса на газ продолжится, мы сможем исключить российский газ», – сказал швейцарский трейдер в комментарии Platts. Трейдер из Нидерландов отмечает, что, поскольку промышленный спрос особенно чувствителен к ценам, потеря «дешевого» российского трубопроводного газа будет продолжать влиять на потребление. «Суть в том, что потребность в газе обусловлена ценой, по которой мы его получаем», – добавил он.

Источники поставок газа в Европу



* Включая 27 стран ЕС, Великобританию, балканские страны, не включая Турцию. Для стран-поставщиков указаны трубопроводные объемы.

Источник: S&P Global Commodity Insights

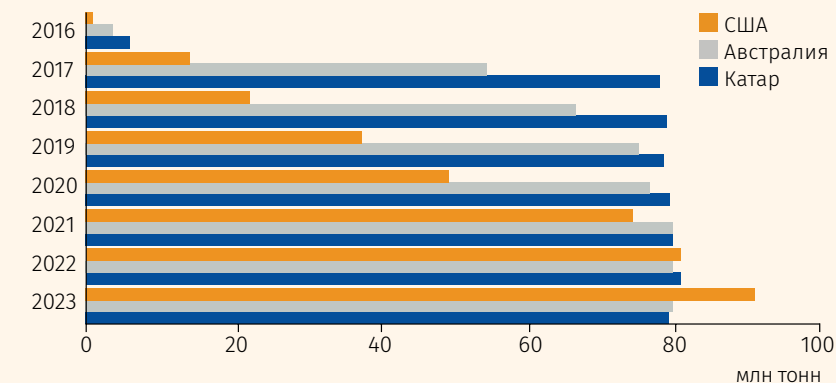
США впервые стали мировым лидером по поставкам СПГ

США в 2023 году экспортировали 91,2 млн тонн СПГ, что является рекордом для страны, сообщил Bloomberg уже в последний день отчетного года. Этот факт затем вошел в различные отчеты агентств.

Увеличение объемов производства произошло благодаря перезапуску в прошлом году завода Freeport LNG в Техасе, который был закрыт на несколько месяцев после пожара и взрыва в июне 2022 года, отмечает Bloomberg.

В Катаре, крупнейшем в 2022 году поставщике СПГ, объемы сократились – на 1,9%, что спустило страну на третье место по поставкам сверххлажденного газового топлива. Австралия заняла второе место, ее экспорт

Динамика поставок трех лидеров мирового рынка СПГ



Источник: Bloomberg

мало изменился по сравнению с 2022 годом.

В этом году должны начаться работы в двух новых проектах СПГ в США: заводе Plaquemines компании Venture Global LNG Inc. в Луи-

зиане и Golden Pass в Техасе, совместном предприятии ExxonMobil Corp. и QatarEnergy. После выхода на полную мощность эти два проекта добавят еще годовые объемы в 38 млн тонн СПГ родом из США.

Катар наращивает планы производства СПГ



QatarEnergy объявила о новом расширении своих мощностей по производству СПГ с увеличением целевого показателя до 142 млн тонн в год к концу 2030 года на фоне растущего мирового спроса на это топливо, сообщает S&P Global Platts.

Это увеличение коррелирует с запланированным увели-

чением до 127 млн т/г к 2027 году текущего уровня в 77 млн т/г. Обширное оценочное бурение и испытания скважин подтвердили, что продуктивные пласты гигантского месторождения North Field, крупнейшего в мире месторождения природного газа, простираются на запад, что позволяет Катару развивать

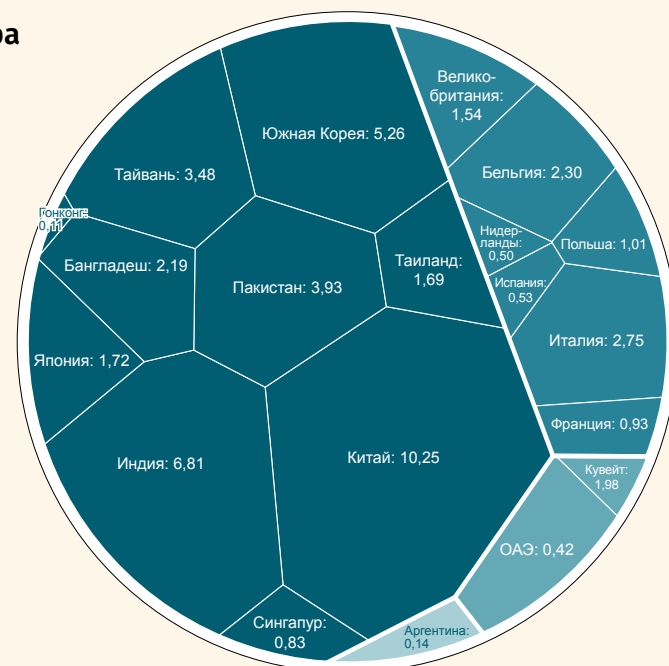
проекты СПГ в промышленной зоне Рас-Лаффан, заявил министр энергетики страны Саад аль-Кааби 25 февраля. Расширение до 142 млн т/г будет называться проектом North Field West и дополнит проекты расширения North Field East и North Field South.

Планы Катара последовали за заявлением администрации Байдена от 26 января о приостановке одобрения находящихся на рассмотрении и будущих заявок на экспорт СПГ новых проектов в США.

В 2023 году США обогнали Катар в качестве крупнейшего экспортера СПГ в мире. Пауза в экспортных проектах СПГ в США является результатом проверки, проводимой для оценки экономического и экологического воздействия этих проектов. Это решение, вероятно, окажет огромное влияние на зависимость от газа Европе, а также Азии.

Страны-покупатели СПГ из Катара

РЕГИОНЫ	млн тонн
Азия	36,27
Европа	9,55
Ближний Восток	2,40
Южная Америка	0,14
ВСЕГО:	48,35



Источник: S&P Global Platts

Больше запасов

QatarEnergy сообщила также, что обнаружила на месторождении North Field дополнительные запасы, оцениваемые в 240 трлн фт³ (6,8 трлн м³), в результате чего запасы газа в стране увеличились с 1760 трлн до более чем 2000 трлн фт³ (56,6 трлн м³). Оценочные запасы конденсата также были увеличены с 70 млрд баррелей до более чем 80 млрд баррелей.

Катар работает над расширением своих мощностей по производству СПГ по мень-

шей мере с 2018 года, когда он объявил о планах достичь 100 млн т/г к 2020 году после отмены в 2017 году 12-летнего моратория на разработку North Field. В 2018 году была поставлена цель – до 110 млн тонн в год к 2024 году, в 2019 году новая цель – 126 млн тонн в год к 2027 году.

По данным S&P Global Commodity Insights, в 2023 году Катар стала третьим по величине экспортером СПГ после США и Австралии.

Увеличение производства СПГ в Катаре происходит на фоне растущего спроса на газ, который в 2024 году вырастет на 2,5%, или 100 млрд м³, говорится в отчете IEA по газу за первый квартал 2024 года. На долю Катара в 2023 году пришлось 20% объемов СПГ.

США и Катар являются драйверами роста, отмечает IEA, на их долю пришлось 34% и 26% всех законтрактованных объемов в 2023 году соответственно, а среди проектов только после принятия ОИР – 21% и 39%.

Rystad Energy: Активная разведка на глубоководье и умеренное финансирование

Крупнейшие мировые нефтегазодобывающие компании ExxonMobil, Shell, Chevron, BP, TotalEnergies и Eni в этом году продолжают «осторожничать» с расходами на геологоразведку, считает Rystad Energy. Согласно исследованию, ежегодные затраты компаний-мейджоров в среднем составят \$7 млрд в год в период с 2020 по 2024 год, тогда как в предыдущий четырехлет-

ний период средний общий объем расходов составлял \$10 млрд в год.

Несмотря на сокращение бюджетов, фронтальное бурение (в новых неизученных районах) вселяет оптимизм, особенно в отношении глубоководных проектов в Атлантическом океане, Восточном Средиземноморье и Азии. В прошлом году произошло значительное, до 112 тыс. км², увеличение площадей, предоставлен-

ных крупным игрокам, что на 20% больше, чем годом ранее.

В глубокие и очень глубокие воды

Примечательно, что все выделенные им блоки морские: 39% – на шельфе, 28% – на глубоководье и 33% – в сверхглубоководном сегменте.

Налицо тенденция к освоению более глубоких вод, по-



сколькo более половины выделенных блоков связаны с глубоководными или сверхглубоководными запасами.

Аналитики Rystad Energy прогнозируют, что в этом году будет построено примерно на 50 больше глубоководных и сверхглубоководных разведочных скважин по сравнению с 2023 годом. Около 27% всех морских разведочных скважин, пробуренных в прошлом году, были глубоководными/сверхглубоководными, в этом году, как ожидается, доля таких скважин вырастет примерно до 35%.

Открытий меньше

Сантош Кумар Буданкаяла, старший аналитик Rystad Energy ожидает, что крупные компании, затаившие финансовые пося, будут осторожны и продолжат концентрироваться в регионах с устоявшимся опытом и существующей инфраструктурой, предлагающих более быструю монетизацию с меньшими рисками. Однако им придется выходить и в новые районы.

В 2023 году объемы открытий традиционных месторождений резко упали до скромного 1 млрд БНЭ, что нарушило тенденцию восстановления после 2020 года. Это 68%-ное падение по сравнению с 3 млрд БНЭ в 2022 году. При этом на фронтиры, которые внесли свой вклад в 45% открытий в 2022 году, в прошлом году пришлось лишь 20%.

Учитывая сокращение числа открытий, будущее разведки нефти и газа, вероятно, за пределами привычного – в новых и малоизученных бассейнах. В отличие от зрелых, где разведка обнаруживает лишь все более мелкие и разбросанные залежи, новые неизведанные районы привлекают большими, географически сконцентрированными перспективными объектами.

Надежды на неизведанное

Период между открытием и запуском месторождений в зрелых бассейнах короче, но компании осознают и важность фронтальных исследований. За последние два десятилетия разведка та-

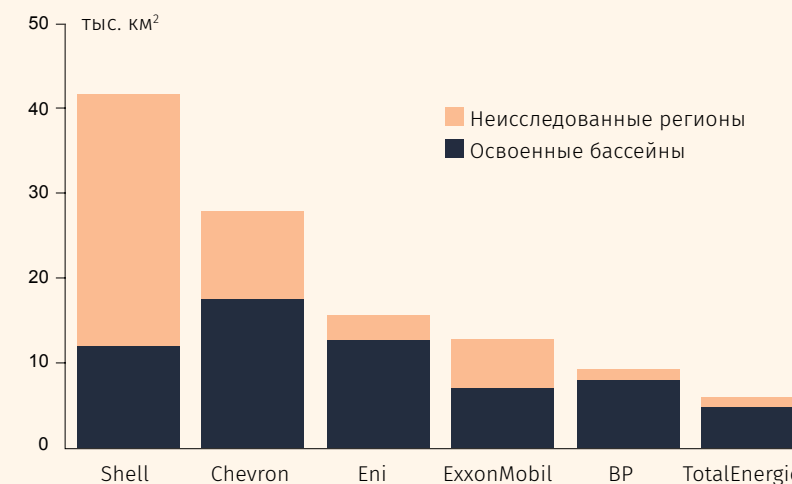
ких районов принесла заметные успехи. Это обнаружение газа в Зоне 1/Зоне 4 у побережья Мозамбика в 2010-2013 годах и у побережья Мавритании и Сенегала в 2015-2017-м, открытие нефтяного месторождения Liza в Гайане в 2015 году и совсем недавно, в 2020 году, – газового месторождения Sakarya в турецком секторе Черного моря.

Кроме того, обнаружение таких объектов, как Brulpadda и Luiperd в Южной Африке в 2019 и 2020 годах, а также Venus и Graff в Намибии в 2022 году, привели к открытию новых перспективных на углеводороды структур.

Отчаянная смелость

Значительная часть площадей, выделенных компаниям во фронтальных бассейнах в прошлом году, почти половина находится в Уругвае. Причем у Shell, получившей наибольшие среди мейджоров площади в 42 тыс. км², более 50% из них приходится именно на Уругвай. Это контрастирует с исторически сложившейся ориентацией крупных нефтяных компаний на зрелые регионы и предполагает значительный сдвиг в стратегии геологоразведки Shell.

Новые площади, полученные мейджорами для ГРП в 2023 году



Источник: Rystad Energy



Но, считают в Rystad, это нехарактерная ситуация и крупные игроки в целом в 2024 году сохраняют осмотрительность.

Буровая активность и глубоководные перспективы

Ключевым игроком в глубоководной разведке и добыче остается Shell, и на этот год у компании запланированы важные проек-

ты, в частности, в Юго-Восточной Азии, Африке и Америке. В настоящее время Shell осуществляет бурение сверхглубокого месторождения Pekaka на блоке SB 2W на шельфе Сабаха в Восточной Малайзии. Этот перспективный объект имеет сходство с открытием Терат в 2022 году на глубоководном блоке М и имеет значительный потенциал для обнаружения газоконденсатного месторожде-

ния. Это соответствует портфельной стратегии Shell, ориентированной на газ в Малайзии.

Вслед за Pekaka Shell продолжит сверхглубоководную разведку на блоке SB X с перспективой Bijak. Эти блоки были приобретены Shell в ходе тендерного раунда в Малайзии в 2021 году. Кроме того, ожидается разведочное бурение в шельфовом районе Саравака, Восточная Малайзия. Shell также продолжает оценочную деятельность в водах Намибии для дополнительного подтверждения масштабов сделанных там открытий, включая месторождение Graff.

У BP также есть планы по глубоководным исследованиям в Африке и Америке. Компания намерена пробурить несколько скважин в Египте, включая оценочное бурение на газоконденсатном месторождении Raven, а также разведочное бурение в морской кон-

цессии King Mariout в Западном Средиземноморье. Кроме того, BP стала оператором скважины Pau Brazil, первой в бассейне Santos у побережья Бразилии, расширяя присутствие компании за пределы бассейна Campos, где она ранее была лишь партнером оператора Petrobras.

Chevron и Shell совместно разрабатывают планы по бурению у побережья Суринама на Блоке 42, где находится карбонатная перспективная структура Walker. Открытие здесь может стать катализатором дальнейших поисково-разведочных работ в Суринаме, что пополнит запасы углеводородов расту-

щего бассейна Южной Америки. Кроме того, первая морская сверхглубоководная скважина в Аргентине Argerich-1, в которой Shell имеет долю 30%, в случае хороших результатов сыграет ключевую роль в определении успеха глубоководных геологоразведочных работ в регионе.

Для новых СПГ-терминалов потребуется больше трубопроводов

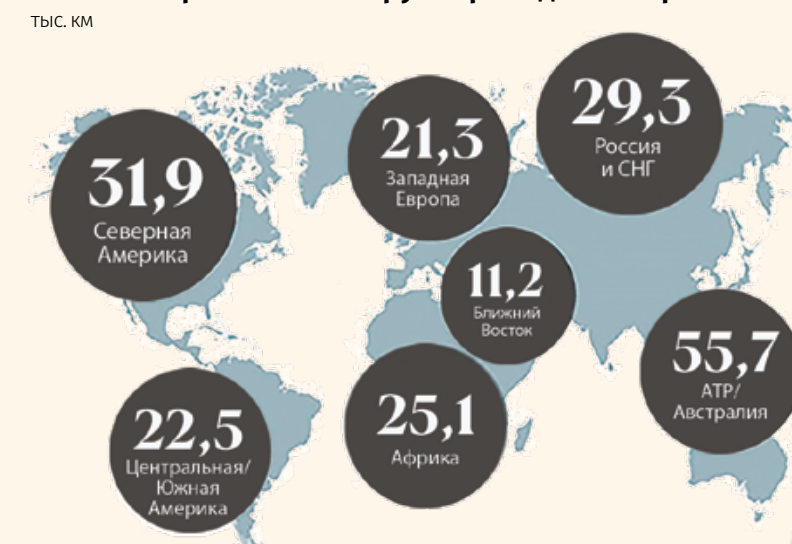
Для тех, кто погружен в тему транспортировки и хранения углеводородов, неудивительно, что в течение прошлого года наблюдалось большее внимание к инициативам СПГ, нежели к трубопроводным проектам, отмечает Pipeline & Gas Journal.

Однако строительство терминалов также стимулирует и строительство новых трубопроводов. Это более актуально в Европе, где разрабатываются новые трубопроводы для поддержки новых точек входа газа, но справедливо и для США, где требуются новые трубопроводы для снабжения заводов по сжижению природного газа – на другой стороне цепочки поставок СПГ.

Кроме того уже находятся в разработке тысячи миль водородных трубопроводов, в частности в Европе, по мере того как набирает силу движение к энергетике нулевых выбросов и водород играет все большую роль в энергетическом балансе. Это также создаст дополнительные возможности для строительства трубопроводов и связанных с ним работ.

Традиционное строительство трубопроводов тоже остается значительным, особенно на новых газовых рынках. Индия, в частности, по-прежнему занимает сильные позиции в мировом строительстве трубо-

Объемы строительства трубопроводов в мире



Источник: Pipeline & Gas Journal

проводов, поскольку она расширяет доступ к газу сотням миллионов людей. Аргентина меняет свое отношение к энергетике, разрабатывая свои сланцевые запасы. Все еще существует немало возможностей для развития трубопроводов ископаемого топлива.

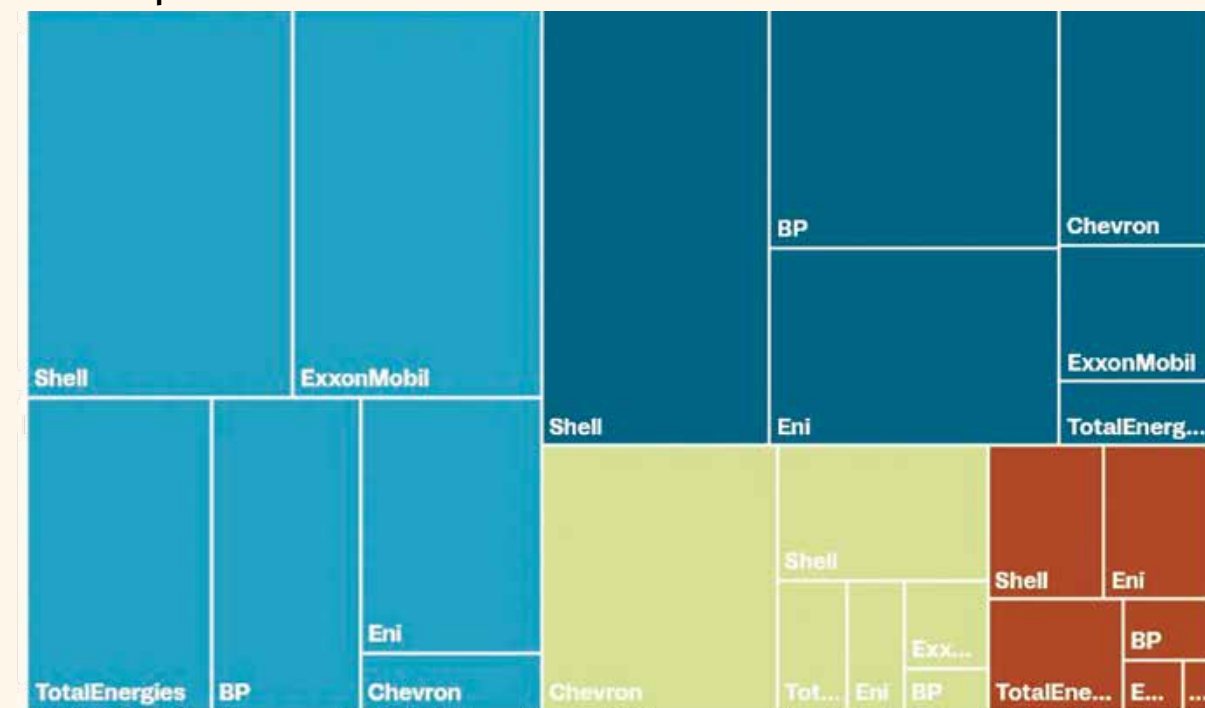
По последним подсчетам Pipeline & Gas Journal, на начало 2024 года строится в общей сложности 41 999 миль (67,6 тыс.км) трубопроводов. На стадии планирования находятся еще 80 557 миль (около 130 тыс. км) трубопроводов. Таким образом, общая протяженность новых трубопроводов по всему миру составит 122 556 миль

(более 197 тыс. км). Это на 9,3% больше, чем годом ранее.

В глобальном масштабе на рост показателей продолжает оказывать влияние развитие трубопроводов в Индии и Китае, на эти страны приходится около четверти запланированных и строящихся трубопроводов.

Как и в последние годы, активность на мировых рынках строительства трубопроводов будет по-прежнему поддерживаться природным газом, при этом Европа продолжает искать дополнительные источники для замены российских поставок, а АТР – расширять свою инфраструктуру импорта, транспортировки и распределения.

Сравнительные объемы разведочного бурения мейджоров в планах на 2024 год по типам регионов



■ Сверхглубоководные – 43% ■ Глубоководные – 35% ■ Шельф – 7% ■ Суша – 14%

Источник: Rystad Energy

ОГРАНИЧЕНИЯ НА ЭКСПОРТ СПГ ИЗ США: ПОСЛЕДСТВИЯ И ТРЕНДЫ

СПГ НА ПАУЗУ

Администрация Байдена в конце января 2024 года объявила о «паузе» в одобрении проектов СПГ для экспорта газа в страны, у которых нет соглашения о свободной торговле с США. Администрация заявила, что цель паузы – позволить Министерству энергетики «обновить базовый анализ» для своих решений по разрешениям на экспорт, чтобы принять во внимание такие факторы, как «потенциальное увеличение стоимости энергии для американских потребителей и производителей... влияние парниковых газов ... [и] риски для здоровья наших сообществ».

Wood Mackenzie: В пользу голубого аммиака, или Запасной аэродром для американского газа

Пауза, установленная администрацией Байдена, в одобрении новых проектов СПГ создает новые политические риски для экспорта газа из США, но голубой водород и его производные могут стать решением проблемы, считают аналитики Wood Mackenzie.

Процесс Габера-Боша по производству аммиака из водорода и азота был признан важнейшим изобретением XX века, поскольку позволил широкомасштабно использовать удобрения для обеспечения питанием быстрорастущего населения планеты. После шагов президента Джо Байдена по ограничению экспорта СПГ из США этот технологический процесс снова может оказаться очень

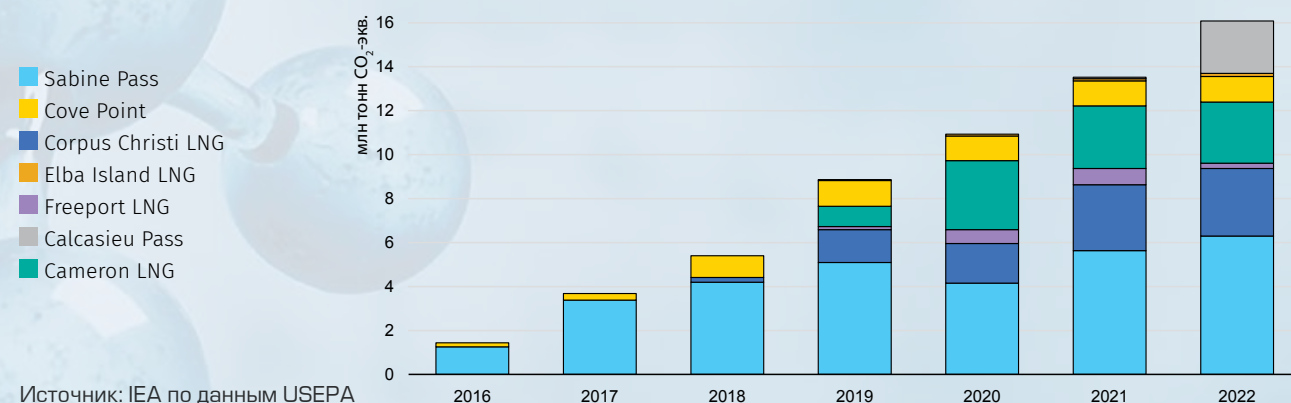
полезным для тех, кто стремится монетизировать ресурсы природного газа Северной Америки на мировых рынках, отмечают в консалтинговой компании.

Если ограничения на экспорт СПГ станут долгосрочной особенностью политики США по экономическим или экологическим причинам или по какому-либо их сочетанию, то компаниям, стремящимся получить доступ к экспортным рынкам, придется искать другие варианты. Преобразование газа в голубой водород с применением улавливания, использования и хранения углерода (CCUS), а затем в голубой аммиак может стать одним из немногих способов добраться до зарубежных клиентов.

Экозащитники, невзирая на спрос

Многие защитники окружающей среды утверждают, что переоценка воздействия экспорта СПГ на климат должна привести к постоянному запрету на выдачу разрешений на строительство новых заводов. Билл Маккиббен, один из ведущих голосов среди американских климатических активистов, написал: «Если администрация отступит, это будет разочарование [настолько] эпического масштаба, что я не могу себе представить, чтобы они это сделали». Если он прав, то даже если республиканцы вернут себе Белый дом и контроль над Конгрессом на выборах в этом году, экспорт СПГ снова станет про-

Выбросы парниковых газов СПГ-проектов в США



Источник: IEA по данным USEPA

блемой в 2028 году и для любой последующей демократической администрации.

Благодатная почва для голубого аммиака

Растущий политический риск при экспорте СПГ из США способен склонить чашу весов в пользу голубого аммиака в качестве альтернативы. Хотя СПГ явно остается основным вариантом для газовых ресурсов во всем мире, США являются особенно привлекательным местом для производства голубого аммиака благодаря поддерживающей политике налоговых льгот и других стимулов.

В США уже анонсировано около двух десятков проектов по превращению голубого водорода в аммиак. Некоторые из них весьма спекулятивны, но некоторые добиваются реального прогресса.

ExxonMobil работает над проектом по голубому водороду на своем нефтеперерабатывающем заводе в Бэйтауне в Техасе; ОИР может быть принят в 2024 году, с планами ввода в эксплуатацию в 2028 году. Корейская компания SK подписала соглашение с ExxonMobil об импорте голубого аммиака этого проекта.

Shell: Рискованное дело...

Долгосрочный запрет США на выдачу новых разрешений на экспорт СПГ окажет «серьезное влияние» на мировой рынок СПГ, заставив покупателей искать необходимые поставки в других местах, заявил Стив Хилл, исполнительный вице-президент Shell Energy, во время разговора с аналитиками S&P Global Platts. По мнению Хилла, «воздействие запрета будет во многом зависеть от его продолжительности».



OCI приступила к строительству производства голубого аммиака в 2022 году, также в Техасе, и в 2025 году планирует ввод в эксплуатацию.

Статус аммиака в соответствии с законодательством США вызывает много споров, но экспорт вряд ли столкнется с теми же вопросами, которые сейчас создают трудности для СПГ.

Неясные перспективы

Однако низкоуглеродный водород и аммиак по-прежнему сталкиваются со многими проблемами, особенно в связи с неопределенностью в отношении спроса со стороны конечных пользователей и права на государственную поддержку. Для экономической жизнеспособности отрасли, по мнению

аналитиков, нужны налоговые льготы и другие стимулы, такие как механизм регулирования углеродных границ ЕС.

Nutrien, группа производителей удобрений, в прошлом году остановила строительство крупнейшего в мире завода по производству голубого аммиака в Гейсмаре, штат Луизиана, сославшись на растущие капитальные затраты и «сохраняющуюся неопределенность в отношении сроков использования чистого аммиака».

Но, несмотря на проблемы, интерес к низкоуглеродному водороду и аммиаку среди политиков всего мира остается высоким. И повышенная неопределенность в отношении перспектив экспорта СПГ из США создает еще один фактор, способствующий развитию отрасли.

срочные контракты, связанные с проектами, на которые повлияла приостановка выдачи разрешений, вероятно, затормозятся.

«Покупатели будут вынуждены искать в другом месте, а вариантов, где еще искать, будет не так много, как хотелось бы, – сказал Стив Хилл. – Подводя итог, в принципе, это плохо. На практике, наверное, ничего страшного, если это продлится год или около того. Но если бы это был долгосрочный за-

СПГ США

СПГ США

прет, то он оказал бы серьезное влияние на рынок».

По словам Хилла, в итоге Shell ожидает, что Северная Америка продолжит расти как экспортер СПГ. Согласно годовому прогнозу компании, к концу десятилетия экспорт СПГ из Северной Америки вырастет примерно до 200 млн тонн в год, что составит около 30% мирового спроса на СПГ и около 5% всего мирового спроса на природный газ. По словам Хилла, за этот период спрос на сырьевой газ для СПГ вырастет и составит около 20% всего спроса на газ в Северной Америке.

Но эта траектория роста, по словам вице-президента Shell Energy, также может привести к увеличению рисков поставок из Северной Америки для мировой индустрии СПГ.

Одним из рисков, который беспокоит Shell в США, явля-

Основные газодобывающие бассейны Северной Америки

Доказанные запасы P2, трлн фт³



Источник: Shell по данным Wood Mackenzie

ется концентрация экспортных мощностей на побережье Мексиканского залива США

и возможность построить соответствующие трубопроводы для них.

Латинская Америка подхватит падающее знамя



экспортером СПГ, однако процессы получения разрешений на новые проекты замедлились при президенте Джо Байдене, который пообещал ускорить переход от ископаемого топлива. По данным Министерства энергетики США, время рассмотрения лицензий на экспорт СПГ увеличилось до 11 месяцев и более по сравнению с семью неделями во время правления бывшего президента Дональда Трампа.

Нос по ветру

«Если произойдет какое-либо замедление в Соединенных Штатах, ясно, что есть международные проекты, которые могут воспользоваться этой возможностью, и мы продолжим следить за ситуацией», – отмечает Лоренцо Симонелли, генеральный директор Baker Hughes.

Будущие производства

Согласно базе данных VNAmericas, в странах Латинской Америки и Карибского бассейна развивается восемь проектов по экспорту СПГ, совокупные капитальные затраты которых составляют более \$32 млрд.

Но только две страны региона – Перу и Тринидад и Тобаго – уже обладают необходимой инфраструктурой для сжижения и экспорта природного газа.

По числу новых проектов лидирует Мексика – у нее четыре проекта, три из которых на побережье Тихого океана. У Аргентины два проекта и по одному – у Бразилии и Суринама. Три объекта уже находятся в стадии строительства, три – на ранней стадии проектирования или технико-экономического обоснования, а два ожидают решения о строительстве.

Неопределенность в отношении проектов по экспорту СПГ из США может стимулировать инвестиции в сжижение газа в других странах, включая Латинскую Америку, считают в Baker Hughes, пишет мексиканский новостной портал mexicobusiness.

Соединенные Штаты являются крупнейшим в мире

СнабТех'24

Ключевой форум о технологиях закупок, снабжения и логистики

Ленинград центр,
Санкт-Петербург

23 мая





ГЕОЛОГИ ЗАЯВЛЯЮТ О НАЧАЛЕ ВОДОРОДНОЙ «ЗОЛОТОЙ ЛИХОРАДКИ»

Геологи сообщают о начале новой энергетической «золотой лихорадки» в отношении ранее недооценивавшегося безуглеродного ресурса — водорода, образующегося на Земле в естественных условиях.

Природный водород?

По данным неопубликованного исследования Геологической службы США (USGS), пишет Financial Times, в подземных коллекторах по всему миру содержится около 5 трлн тонн водорода. Предварительно оценивая результаты на ежегодном собрании Американской ассоциации содействия развитию науки в Денвере, руководитель проекта Джеффри Эллис отметил: «Большая часть водорода, вероятно, недоступна, но извлечение даже нескольких процентов способно обеспечить весь прогнозируемый спрос — 500 млн тонн в год — на сотни лет».

Спрос на водород в качестве топлива и промышленного сырья, особенно для производства аммиака для производства удобрений, до сих пор в основном удовлетворялся за счет газа химического риформинга, состоящего преимущественно из метана. Он известен как «голубой водород», в случае улавливания выбросов углерода, или «серый водород», когда этого улавливания не производится. Меньшее количество водорода, известное как «зеленый водород», получают путем расщепления воды посредством электролиза с использованием ВИЭ.

Менгли Чжан из Горной школы Колорадо отметила, что добыча природного водорода, также известного как геологический, или «золотой водород», будет чище и дешевле, чем добыча голубого или зеленого водорода. «Приближается золотая лихорадка по производству зо-

лотого водорода», — сказала она на конференции.

Пионеры и стартаперы

Перспектива начинает привлекать интерес инвесторов. Американский стартап Koloma в прошлом году привлек \$91 млн из таких фондов, как Breakthrough Energy Ventures Билла Гейтса. «Геологический водород представляет собой исключительную возможность производить чистый водород не только с низким уровнем выбросов углерода, но и с минимальным использованием земли, воды и низким потреблением энергии», — считает Пол Харрака, главный коммерческий директор Koloma.

Американская компания Natural Hydrogen Energy пробурила разведочную скважину в Небраске. «Для выхода на коммерческое производство потребуется несколько лет», — отмечает

ее генеральный директор Вячеслав Згонник. — Мы делаем все возможное, чтобы достичь этого быстрее».

Истории и концепции

Более раннее научное мнение заключалось в том, что у поверхности Земли, вероятно, мало чистого водорода, поскольку он может потребляться подземными микробами или разрушаться в результате геохимических процессов. Но теперь геологи полагают, что водород образуется в больших количествах, когда некоторые богатые железом минералы реагируют с водой, рассказал Алексис Темплтон из Университета Колорадо в Боулдере на конференции AAAS.

Водород требует отличных от месторождения нефти и природного газа геологических условий. «Мы не искали ресурсы водорода в нужных местах с помощью правильных инструментов» — сказал Джеффри Эллис. Сегодня геологи находят природные запасы водорода по всему миру. Так, в феврале исследователи сообщили, что более 200 тонн водорода в год «вытекало» из хромитового рудника Bulqize в Албании.

Деревню Буракебугу в Мали часто считают местом зарождения добычи природного водорода: с 2012 года здесь без депрессии из скважины поступает практически чистый водород, на котором специальный генератор вырабатывает электричество для местных жителей. Эллис сравнил газовую скважину в Буракебугу с обнаружением в 1859 году Эдвином Дрейком нефти, когда он забил трубу в землю в Пенсильвании, что принято считать зарождением мировой нефтяной промышленности.

О «малийском водородном опыте» и аналогичных историях годом ранее рассказал также журнал Science.

Белый, золотой...

Как отмечает европейский портал E-tech, термин «золотой водород» применяется, в частности, к водороду, образованному в результате микробной деятельности в истощенных нефтяных скважинах. Чаще всего природный водород принято называть «белым». С момента первоначального открытия белого водорода новые месторождения природного водорода были обнаружены в Австралии, Восточной Европе, Франции, Омане, Испании, США и Мали, Западной Африке, сообщает портал OilPrice.

В 2023 году ученые из Университета Лотарингии искали метан на северо-востоке Франции, но вместо этого обнаружили большое месторождение природного водорода на глубине более 1000 метров под землей. Считается, что это крупнейшее обнаруженное на сегодняшний день природное месторождение этого газа, содержащее примерно 250 млн тонн водорода. В случае добычи этого водорода его будет достаточно, чтобы удовлетворить текущие мировые потребности в нем в течение двух лет.

В Испании геологоразведочная компания Helios Aragón объявила об обнаружении коллектора, содержащего более миллиона тонн водорода. В 2024

году она надеется начать бурение для его добычи. Компания полагает, что сможет производить природный водород в регионе всего за \$0,82 за килограмм, что примерно в два раза ниже нынешней стоимости производства серого водорода и намного дешевле, чем производство зеленого водорода, который стоит около \$5 за килограмм.

Очень много вопросов

Однако существует ряд опасных вопросов относительно новой отрасли, отмечает E-tech. Ученые обеспокоены малым количеством данных о влиянии утечек водорода на окружающую среду. Некоторые из них предполагают, что выбросы водорода в атмосферу могут снизить концентрацию молекул, разрушающих парниковые газы, и это способно перевесить ожидаемое положительное воздействие водорода на окружающую среду.

В настоящее время не хватает технологий мониторинга утечек водорода. Чтобы определить воздействие белого водорода на окружающую среду и убедиться, что его добыча принесет больше пользы, чем вреда, необходимо провести более масштабные исследования.



Извлечение водорода из недр близ деревни Bourakébougu в Мали

Rystad Energy: Лихорадка «белого золота»

Скважина на природный водород была пробурена в 2019 году в Небраске



В мире разгорается ажиотаж вокруг природного водорода, получившего название «белый» или «золотой», в качестве возможного нового решения в поисках экономически эффективных, низкоуглеродных источников энергии. Исследование Rystad Energy показывает, что в конце 2023 года поисками залежей водорода природного происхождения занимались уже 40 компаний по сравнению с 10 в 2020 году. В настоящее время разведочные работы ведутся в Австралии, США, Испании, Франции, Албании, Колумбии, Южной Кореи, Канаде.

Цены и выбросы

Одним из наиболее многообещающих показателей белого водорода является его ценовое преимущество перед другими формами водорода благодаря природному происхождению. Серый водород, производимый из ископаемого топлива, стоит в среднем менее \$2 за килограмм, а зеленый водород, производимый с использованием ВИЭ, в настоящее время более чем в 3 раза дороже. Ожидается, что стоимость водорода на основе ВИЭ снизится по мере падения цен на электролизеры в ближайшие годы, но даже

с учетом этого белый водород все равно будет дешевле.

В настоящее время канадский производитель Hydroma извлекает белый водород по ориентировочной стоимости \$0,5/кг. В зависимости от глубины и чистоты залежей проекты в Испании и Австралии нацелены на стоимость около \$1/кг, что укрепляет ценовую конкурентоспособность белого водорода.

Помимо экономической выгоды белый водород также может иметь низкую интенсивность выбросов углекислого газа. При содержании водорода 85% и минимальном загрязнении метаном интенсивность выбросов углекислого газа составляет около 0,4 кг эквивалента углекислого газа (CO₂-экв.) на 1 кг газообразного водорода (H₂), включая воплощенный углерод и выбросы водорода. При 75% водорода и 22% метана интенсивность возрастает до 1,5 кг CO₂-экв. на кг H₂.

В соответствии с Законом США о снижении инфляции компании имеют право на получение производственных налоговых льгот (PTC), если интенсивность выбро-

сов углекислого газа в течение жизненного цикла составляет менее 4 кг CO₂-экв. на 1 кг H₂. Самый высокий уровень PTC дает \$3/кг, если производство водорода соответствует порогу интенсивности выбросов углекислого газа в 0,45 кг CO₂-экв. на 1 кг H₂. Таким образом, производство белого водорода с низким содержанием углерода в США может соответствовать критериям самого высокого PTC, что делает его привлекательным для производителей.

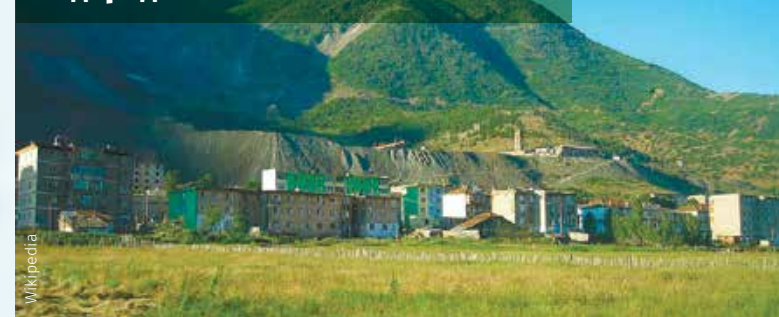
Новый первичный энергоисточник

«Развитие белого водорода все еще находится в зачаточном состоянии и связано с большой неопределенностью, но он потенциально может изменить правила игры в секторе чистого водорода как доступного и чистого природного ресурса, тем самым смещая роль водорода с энергоносителя на первичный источник энергии. Однако реальный объем запасов все еще неясен, также остаются актуальными проблемы транспортировки и распределения», – говорит Мин Хой Ле, руководитель отдела исследований водорода Rystad Energy.

К технологиям

Несмотря на первое случайное открытие, произошедшее примерно 37 лет назад в Мали, ранее считалось, что накопление водорода под землей маловероятно из-за способности водорода просачиваться сквозь слои горных пород. Однако сегодня уже имеется новое оборудование, такое как чувствительные к водороду газовые зонды для обнаружения водорода, растворенного в горных породах на глубине до 1500 метров. Эти зонды используют спектрометры для измерения и анализа газов, растворенных в глубоких скважинах. В настоящее время исследователи разрабатывают зонды, которые могут достигать доста-

Хромитовая шахта Bulqize с утечкой водорода в Албании



точно больших глубин, до 3000 метров под землей.

Белый водород в основном производится в результате естественных реакций, таких как серпентинизация, когда вода реагирует с минералами, богатыми железом, при повышенных температурах. Интенсивная серпентинизация с использованием таких катализаторов, как магнетит, может помочь ускорить естественные реакции производства водорода.

Еще один источник природного водорода – радиолиз воды. В этом процессе участвуют радиоактивные элементы земной коры, расщепляющие воду посредством ионизирующего излучения.

Начало регулирования

В 2021 году правительство Южной Австралии добавило водород в список регулируемых веществ. Это привело к тому, что многие компании подали заявки на получение разрешений на разведку

в регионе, а Gold Hydrogen получила пятилетнюю лицензию на разработку своего проекта Ramsay. Компания обнаружила высокие концентрации водорода – до 86% – во время бурения в конце 2023 года. В 2024 году Gold Hydrogen планирует продолжить бурение и запустить пилотное технико-экономическое обоснование.

Правительства таких стран, как Франция и США, пообещали финансовую поддержку для ускорения проектов разведки и добычи природного водорода.

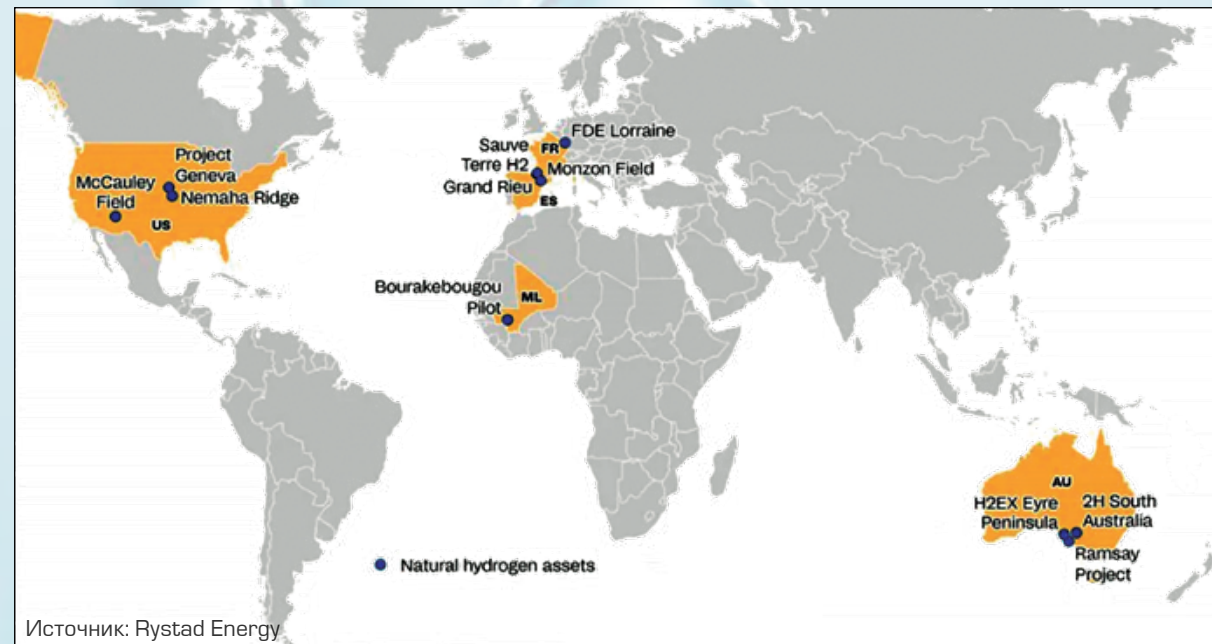
В настоящее время действует только один проект по производству белого водорода, в Буракебугу, Мали, выдающий около 5 тонн водорода в год. Этот небольшой проект, обеспечивающий деревню электроэнергией, действует уже десять лет.

Другие проекты в различных частях мира все еще находятся на ранней стадии разведки. Ожидается, что первое производство природного водорода в Европе начнется в 2029 году. ●

Место утечки водорода из недр в Бразилии



Проекты разработки природного водорода в мире



Источник: Rystad Energy

ВОДОРОД

ВОДОРОД



ЛАТИНСКАЯ АМЕРИКА: ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КАРТА РЕГИОНА МЕНЯЕТСЯ НА ГЛАЗАХ

Контент-анализ материалов зарубежных источников выполнила Елена Жук

5 стран Южной Америки с крупнейшими запасами природного газа

Южная Америка сегодня один из самых привлекательных регионов мира для бурения: считается, что здесь содержатся значительные объемы рентабельного для извлечения природного газа, пишет Мэтью Смит, Oilprice. Львиную долю внимания иностранных энергетических компаний привлекает шельф Гайаны, но это не единственная страна в Южной Америке, извлекающая выгоду из значительных углеводородных богатств. Аргентина, несмотря на свои

экономические проблемы, получает прибыль от масштабного бума нетрадиционных углеводородов, способного превратить страну в региональный газовый хаб. Устойчиво растет добыча на морских нефтяных месторождениях Бразилии. А Венесуэла, Колумбия и Боливия уступают свое место ведущих производителей углеводородов на континенте. Рассмотрим пятерку стран Южной Америки с крупнейшими доказанными запасами природного газа.

№ 5 – Перу. Срочно нужна разведка Перу, беспокойная страна Андского региона, находящаяся в состоянии длительного политического кризиса, обладает пятыми по величине доказанными запасами природного газа в Южной Америке. Эти запасы на конец 2022 года составили 238 млрд м³, что на 19% меньше, чем годом ранее, и почти половина тех, что были десятилетием ранее. В августе 2023 года Перу выкачивала из недр в среднем 36 млн м³ природного



газа в сутки, что на 16% больше, чем в августе предыдущего года.

Эти цифры показывают, что Перу наращивает объемы добычи природного газа в ответ на растущий внутренний спрос на энергоресурсы, но ей необходимо привлечь больше инвестиций в разведку для наращивания запасов.

Углеводородный сектор Перу уже много лет охвачен кризисом и конфликтами. Частые протесты против правительства и нефтяной промышленности в отдаленной части Амазонии привели к закрытию нефтяных месторождений и северного трубопровода страны, который соединяет их с тихоокеанским побережьем. Протесты

вызваны огромным ущербом окружающей среде и отсутствием расходов правительства страны на важнейшую инфраструктуру перуанской Амазонии. Это сдерживает усилия Лимы по привлечению важнейших иностранных инвестиций в энергетику, необходимых для увеличения доказанных запасов и добычи.

№ 4 – Боливия. На закате



Когда-то Боливия была известна как центр газовой промышленности Южной Америки, но век ископаемого топлива в этой стране уходит. По оценкам, Боливия, не имеющая выхода к морю, располагает доказанными запасами природного газа почти в 255 млрд м³ по сравнению с 311 млрд м³ десять лет назад. Это не единственный признак упадка отрасли. В июне 2023 года Боливия добывала 35,4 млн м³ природного газа в сутки, на 15% меньше, чем годом ранее. Добыча неуклонно снижается с 2015 года. В 2022 году она была

на 11% ниже, чем в 2021-м. Десятилетием раньше здесь добывалось 52,4 млн м³/сут.

Ожидается, что в ближайшие годы упадет значительно ниже 1 млрд фут³ (28,3 млн м³) в сутки из-за старения месторождений, отсутствия новых открытий и нехватки инвестиций. По данным Wood Mackenzie, к концу этого десятилетия добыча природного газа в Боливии может упасть до 11,3 млн м³ в сутки.

По этим причинам растет неопределенность относительно будущего углеводородного сектора Боливии, который когда-то помогал держаться на плаву и соседней Аргентине. Отраслевые аналитики полагают, что закат некогда могущественной газовой промышленности Боливии уже близок.

№ 3 – Аргентина. Впечатляющий рывок

Неожиданным поворотом событий стало то, что Аргентина, которая недавно избежала еще одного дефолта по суверенному долгу и борется с трехзначной инфляцией, теперь обладает четвертыми по величине доказанными запасами природного газа в Латинской Америке. По данным Министерства экономики, на конец 2022 года доказанные запасы природного газа составили 436 млрд м³, что на 11% больше, чем годом ранее, и в 3 раза больше, чем десятилетием ранее. Этот невероятный рост можно объяснить продолжающейся разработкой сланцевой фор-

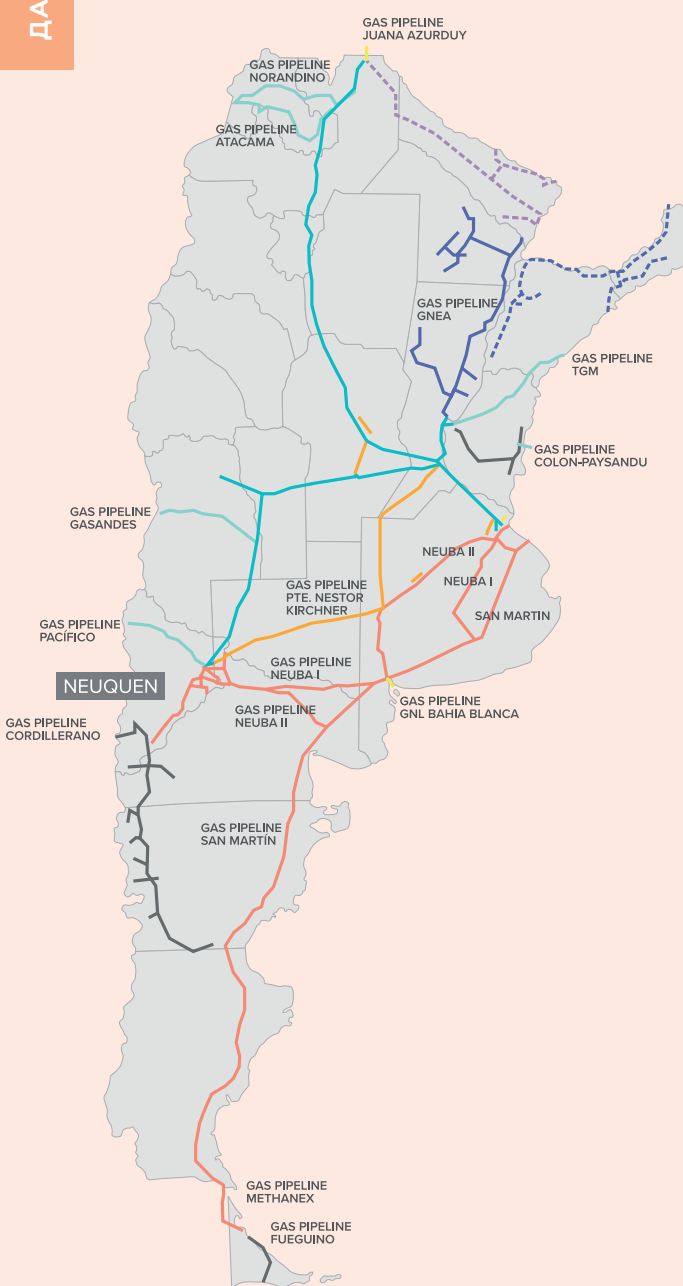


Схема транспортировки газа с крупнейшего в Перу газового месторождения Camisea



Источник: Camisea Consortium

Газопроводная сеть Аргентины



Источник: GPNK Energia Argentina



мации Vaca Muerta, которая по-настоящему началось только в 2013 году, после того как правительство Кристины де Киршнер национализировало компанию YPF, принадлежавшую Repsol. К августу 2022 года добыча природного газа в Аргентине выросла до рекордного уровня – почти 141,6 млн м³ в сутки. Рост добычи продолжился благодаря бюджетным инвестициям YPF в размере \$2,3 млрд в сланцевые операции в течение 2023 года с целью увеличения добычи природного газа на 15% по сравнению с 2022 годом.

По оценкам, Vaca Muerta содержит примерно 16 млрд баррелей нефти и 8,7 трлн м³ природного газа, вторые по величине запасы сланцевого газа в мире. Ведущая разработка геологической формации, которую сравнивают с Eagle Ford в Техасе, может сделать Аргентину крупнейшим производителем и экспортером углеводородов в Латинской Америке. Это позволит стране сократить импорт энергоносителей, в частности природного газа

из соседней Боливии, что будет иметь большое значение для сокращения огромного торгового дефицита и восстановления разрушенной экономики.

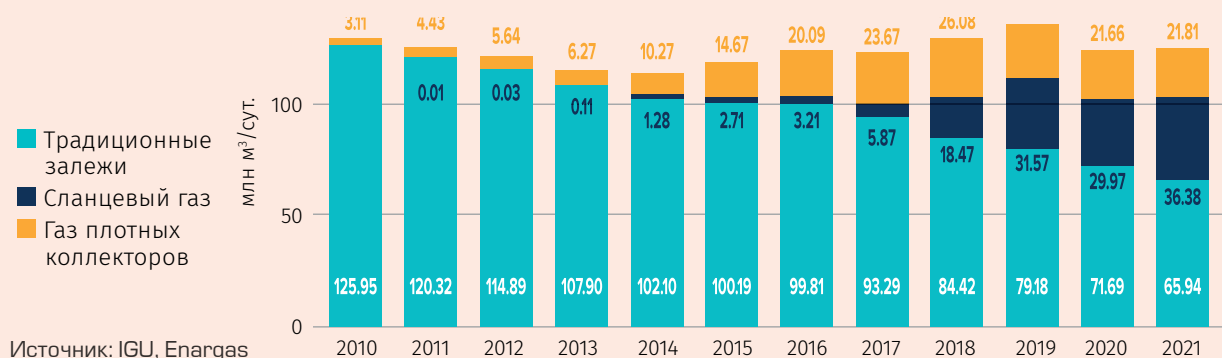
№ 2 – Бразилия. Уверенный рост

Крупнейший производитель нефти в Южной Америке – Бразилия – обладает вторыми по величине запасами природного газа на континенте, составляющими 405 млрд м³. Большая часть этих запасов содержится в богатых морских подсоловях месторождениях и связана с добычей нефти. В июле 2023 года добыча углеводородов в стране взлетела до рекордного уровня в 4,48 млн бнз (78% приходится на нефть), что на 17,5% больше, чем в предыдущем году. Добыча природного газа в том же месяце подскочила до рекордных 153 млн м³ в сутки, что на 13,6% больше, чем годом ранее.

Добыча природного газа крупнейшей экономики Латинской Америки продолжит расти уверенными темпами. Министерство энергетики Бразилии намерено увеличить добычу нефти до 5,4 млн баррелей в сутки

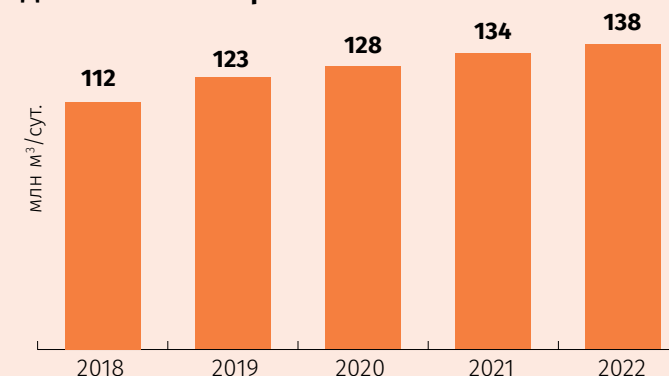


Добыча природного газа в Аргентине по типу залежей



Источник: IGU, Enargas

Добыча газа в Бразилии



Источник: USITA, ANP

к 2029 году, что позволит стране стать четвертым по величине производителем нефти в мире. Эта инициатива будет способствовать и увеличению добычи природного газа как побочного продукта. Министерство ожидает, что добыча природного газа увеличится на 74% за тот же период, превысив 255 млн м³ в сутки, и крупнейшая экономика Латинской Америки обойдет Иран, став третьим в мире производителем ископаемого топлива после США и России.

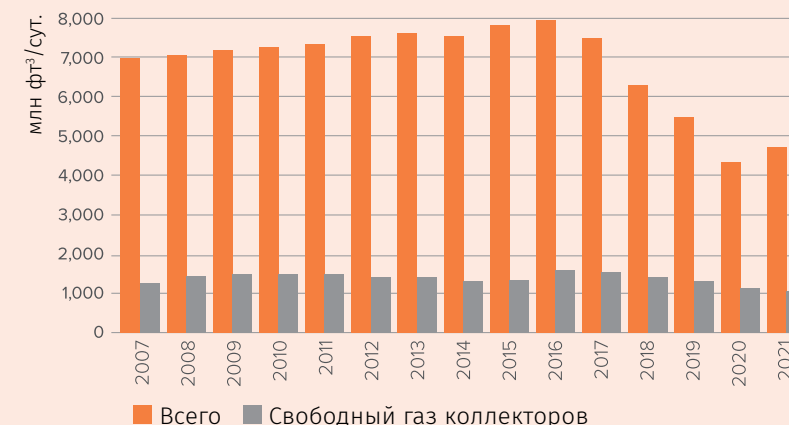
№ 1 – Венесуэла. Дно достигнуто и есть надежда?

Несмотря на наличие крупнейших в мире запасов нефти в 303,5 млрд баррелей, член ОПЕК Венесуэла пережила разрушительный экономический коллапс с ростом коррупции, должностных преступлений и ужесточением санкций

США. Венесуэла обладает крупнейшими в Южной Америке доказанными запасами природного газа объемом 5,7 трлн м³ и занимает девятое место в мире, уступая ОАЭ и опережая Нигерию. Более 80% доказанных запасов природного газа Венесуэлы связаны с запасами нефти. Различные страны рассматривают их в качестве источника для покрытия своих энергетических потребностей.

Однако Венесуэла погрузилась в глубокий и продолжительный экономический кризис, который начался с боливарианской революции президента Уго Чавеса в 1999 году. В результате масштабной гуманитарной катастрофы с 2015 года более семи миллионов венесуэльцев покинули родину, поскольку экономика рухнула, а страна погрузилась в крайнюю нищету. Есть признаки того, что крах, наконец, достиг

Добыча природного газа в Венесуэле



Источник: IGU по данным PDVSA, ОПЕК, AVPG

дна: в 2021 году экономика Венесуэлы вернулась к росту, что, наряду с бегством в США в начале 2023 года поддерживаемого Белым домом временного президента Хуана Гуайдо, указывает на то, что жесткие санкции не дали результатов.

И хотя национальная компания PDVSA продолжала экспортировать венесуэльскую нефть в обход санкций США, в первую очередь в Китай, страна-член ОПЕК не экспортировала природный газ.

Ситуация меняется, авторитарный режим президента Николаса Мадуро в 2023 году заключает сделки с энергетическими компаниями, включая испанскую Repsol и итальянскую Eni, о получении лицензий на экспорт природного газа. PDVSA также принадлежит морское газовое месторождение Dragon, а США предоставили Тринидаду и Тобаго разрешение на разработку этого актива. Правительство Колумбии в конце 2022 года подписало контракт, способствующий импорту природного газа из Венесуэлы.



Венесуэла – единственная страна Латинской Америки и Карибского бассейна, входящая в десятку крупнейших стран по запасам природного газа. Однако она сегодня занимает 32-е место по вкладу в мировую добычу газа – всего 0,6%.

Противоположный пример: Норвегия с доказанными запасами, которые ставят ее на 21-е место в мировом ранжире, оказывается на 9-м месте в списке крупнейших производителей.

Аргентина и Тринидад и Тобаго добудут больше газа

В 2024 году добыча нефти и газа в Латинской Америке продолжит уверенный рост, отмечается в отчете BMI компании Fitch Solutions. Совокупная добыча сырой нефти в регионе достигнет 9,4 млн баррелей в сутки, увеличившись на 5,0% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, а добыча природного газа – 180

млрд м³, увеличившись на 4,8% соответственно. В числе стран, в которых ожидается рост добычи природного газа в 2024 году, BMI выделяет Аргентину и Тринидад и Тобаго. Компания придерживается оптимистичного прогноза по добыче газа в Аргентине, признавая растущие риски роста при новой администрации президента Хавьера Ми-

леи. Долгосрочный прогноз добычи газа для Тринидада и Тобаго остается довольно слабым. В целом риски в отношении прогноза добычи в регионе на 2024 год повышаются. Для спроса прогнозы также ухудшаются на фоне ожидаемого замедления в крупнейших экономиках, включая Бразилию, Мексику и Аргентину.

Спрос на природный газ будет расти

Латинская Америка обладает значительными запасами газа, которые не были приоритетными для разработки. Однако спрос на природный газ в регионе продолжит расти, что обусловлено заменой угля в производстве электроэнергии и промышленных процессах, считают аналитики Wood Mackenzie. Для удовлетворения

этого спроса Латинской Америке необходимо будет максимально увеличить поставки газа, чтобы противостоять снижению добычи в некоторых странах. Дефицит природного газа в Латинской Америке будет продолжаться увеличиваться. Без регионального развития разведки и добычи чистый импорт в регионе в целом может варьиро-

ваться от 198 млн до 340 млн м³ в сутки к 2035 году. Прогнозируется, что спрос на газ в регионе останется стабильным и к 2035 году составит 6,3% мирового спроса. Незаработанные запасы газа имеются в нескольких странах региона и потенциально могут быть добыты с низкими затратами и оставлять меньший

СПГ-терминалы Латинской Америки и Карибского бассейна

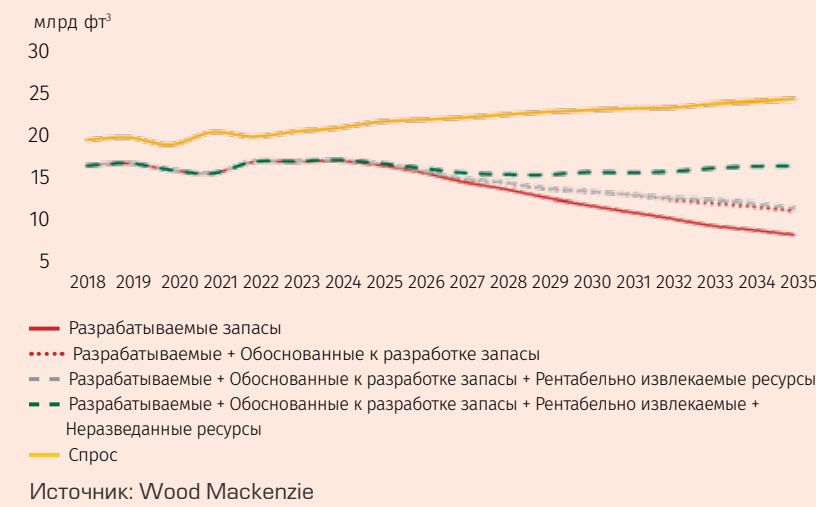


СПГ: 22 на 11

В Латинской Америке и Карибском бассейне к началу 2023 года насчитывалось 22 терминала по приему СПГ и 11 стран-импортеров. Инфраструктура СПГ в регионе развивалась относительно быстро, в основном последние 15 лет. Существуют перспективы для продолжения строительства новых терминалов, преимущественно морских – гибких для логистики плавучих приемно-регазификационных хранилищ (FSRU).

углеродный след, чем нефть или уголь. Однако возможности разработки газовых залежей, несмотря на достаточно большие запасы, по-прежнему натываются на рыночные или инфраструктурные ограничения. Незаработанные запасы (YTF) могут стабилизировать предложение на уровне примерно 425 млн м³ в сутки. Однако в большинстве стран Латинской Америки доступ к этим запасам сопряжен с рядом проблем из-за политики, препятствующей разведке, и геологических сложностей.

Дефицит газа в Латинской Америке



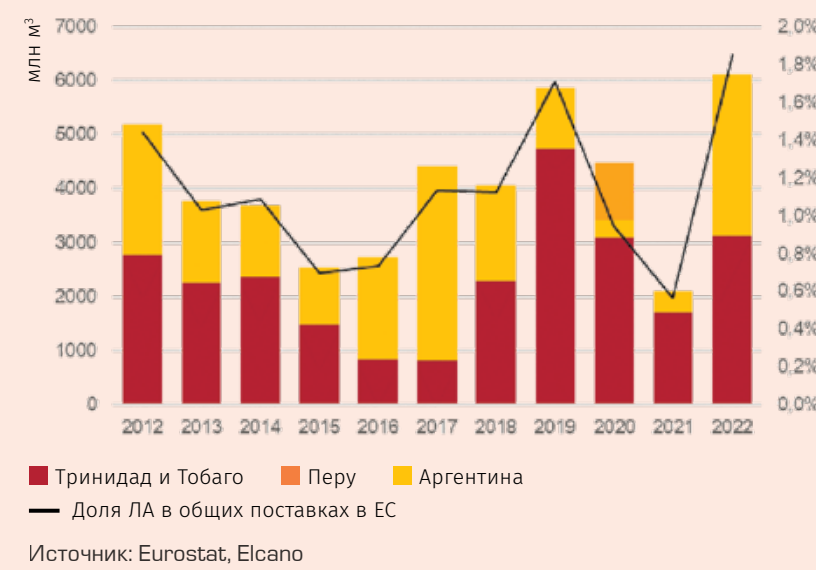
Европе достанется совсем не много

Усилия ЕС по диверсификации поставок энергоносителей совпали с моментом, когда отношения ЕС с Латинской Америкой в сфере добычи ископаемого топлива в некоторой степени исчерпали себя, отмечают исследователи испанского Королевского института Elcano. Для Европы стало приоритетом гарантирование поставок природного газа зимой, однако СПГ-сектор Латинской Америки недостаточно развит, а рынок в первую очередь ориентирован на сезонный импорт газа из США. Учитывая техническую сложность и инвестиционные потребности экспорта СПГ, только Перу и Тринидад и Тобаго обладают инфраструктурой и производственными мощностями для поставок на европейский рынок. Консорциум Perú LNG, отвечающий за экспорт газа, увеличил поставки в Европу на 75% с начала событий в Украине, перенаправив торговлю с рынков Азиатско-Тихоокеанского региона и Мексики. Добыча природного газа в Тринидаде и Тобаго падает с 2010 года. Это привело к переговорам с Вашингтоном о разрешении Казначейству возобно-

вить проект по экспорту венесуэльского газа. Южный конус Латинской Америки (подразумевает Аргентину, Чили, Уругвай, иногда Парагвай и юг Бразилии), где находится единственный пример действующих газораспределительных сетей, имеет несколько лучшие условия для значительного экспорта в среднесрочной перспективе. Но для этого требуется нормативно-правовая база, которая привлечет иностранные инвестиции, необходимые

для освоения нетрадиционных запасов газа Santos в Бразилии и Vaca Muerta в Аргентине. Однако даже в самых оптимистичных временных рамках интеграция с ближайшими планами ЕС по диверсификации энергетики вряд ли будет возможна. Более вероятно, что эти ресурсы будут использоваться для удовлетворения спроса в Латинской Америке с эпизодическим экспортом в Европу, когда в Южном полушарии лето.

Поставки СПГ в страны ЕС из Латинской Америки



Декарбонизация и газовый сектор Латинской Америки



Существует «окно возможностей» для монетизации ресурсов природного газа в Латинской Америке и Карибском бассейне, способствующей декарбонизации некоторых секторов региона и основных регионов мира, являющихся источниками выбросов, отмечается в экспертном докладе Natural Gas in the Transition to Low Carbon Economics (International Gas Union, ARPEL, OLADE).

Тринидад и Тобаго, Перу и Боливия продемонстрировали огромный экономический рост за последние два десятилетия благодаря экспортно-ориентированной разработке ресурсов природного газа: первые две интегрировались в мировой рынок через СПГ, а последняя – через трубопроводы в соседние страны.

Месторождение Vaca Muerta в бассейне Неукен в Аргентине представляет собой огромный нетрадиционный коллектор, который успешно разрабатывается,

привлек инвестиции в размере \$20 млрд и потенциально может сделать Аргентину следующей крупной страной-экспортером СПГ.

Бразилия демонстрирует возможности в подселевом регионе, Колумбия имеет большие перспективы в своих недавних открытиях на шельфе, Гайана и Суринам являются двумя восходящими «звездами» нефтегазовой отрасли благодаря огромным открытиям на шельфе, открывающим возможность резкого экономического подъема.

Газ в энергетике

В странах Латинской Америки и Карибского бассейна в структуре энергетики преобладает гидроэнергетика, уголь играет лишь незначительную роль с 5%-ной долей рынка, а природный газ имеет множество функций в зависимости от рассматриваемой страны (базовая нагрузка, снятие пиков, гибкость и т. д.).

В регионе есть возможности для замены угля при производстве электроэнергии природным газом, главным образом в Чили, где он составляет около трети доли, а также в Центральной Америке и странах Карибского бассейна, где главную роль играют дорогой, импортный и сильно загрязняющий мазут, дизельное топливо или уголь.

Проекты по производству энергии из СПГ были успешно разработаны в Доминиканской Республике, Панаме, Сальвадоре и Ямайке.

В Бразилии природный газ имеет решающее значение в обеспечении гибкости энергетического сектора. Это было очевидно во время последней масштабной засухи в 2021 году, когда уровни воды для гидроэнергетики чрезвычайно снизились и импорт СПГ достиг рекордного уровня.

Природный газ является преобладающим источником для производства электроэнергии лишь в нескольких странах – Аргентине, Боливии, Тринидаде и Тобаго и Мексике.

Крупнейшие экономики региона, такие как Бразилия, Мексика, Аргентина и Колумбия, не проявляют признаков отказа от использования природного газа в своих энергосистемах. По данным OLADE, доля при-

родного газа в общем объеме поставок первичной энергии в странах Латинской Америки и Карибского бассейна составит от 21% до 30% в 2050 году, в зависимости от сценария.

Газ в транспортном секторе

В силу географии и экономической системы региона, основанной в первую очередь на экспорте природных ресурсов, расположенных внутри страны на больших расстояниях от портов, доля транспортного сектора в выбросах CO₂ намного выше, чем в других регионах, – около 40% и достигает примерно 600 млн тонн в год (OLADE RapoGamma Energético).

Основная часть перевозок грузов и людей (около 85%



тонно-км) осуществляется грузовиками и автобусами с неэффективными дизельными двигателями. Сжигание природного газа производит на 27% меньше выбросов CO₂, чем дизтопливо в пересчете на энергетический эквивалент, поэтому переход на природный газ может принести быстрые победы и устойчи-

вые решения в случае избытка газа в регионе.

Есть множество примеров: автобусная система Transmilenio в Боготе или масштабное развитие использования сжатого природного газа (КПГ) в качестве автомобильного топлива в Аргентине, Боливии, Бразилии, Колумбии и Перу.

Южный конус: региональная интеграция

Региональная интеграция сектора природного газа в странах так называемого Южного конуса (южная часть материка – перевернутый конус на карте) фактически началась в 1990-х годах, когда была построена большая часть инфраструктуры и газ начал поступать через границы. Было построено пятнадцать трубопроводов для транспортировки газа из Бо-

ливии в Бразилию и Аргентину, а также из Аргентины в Чили, Уругвай и Бразилию.

С тех пор динамика поставок газа не раз менялась, в результате чего инфраструктура использовалась крайне недостаточно, в частности из-за снижения добычи на газовых месторождениях в Аргентине в 2000-х годах. Это сделало невозможным поддержание поставок и стимулировало развитие терминалов СПГ в Чили и Аргентине, а также стало ключевым фактором перехода в энергетическом секторе Уругвая.

для региональной интеграции из-за новых взаимодополняющих факторов и дисбалансов.

Так, Vaca Muerta увеличила доступность газа в Аргентине, позволив возобновить экспорт в Чили (в теплое время года) и по-новому взглянуть на развитие новых региональных и международных рынков. Боливия вошла в период замедления производства с меньшим экспортным потенциалом. Экспорт в Аргентину и Бразилию, достигший пика в 2014 году на отметке 49 млн м³/сут., к 2022 году снизился до 29 млн м³/сут.

Бразилия открыла свой газовый рынок и обладает огромным потенциалом спроса, преобразовывая преимущества региональной интеграции, торговых соглашений и инфраструктуры.

Эти варианты расширят рынки Аргентины, откроют Боливии возможность монетизировать свою инфраструктуру и позво-



Трансформация инфраструктуры назрела

Однако одним из ключевых преимуществ этого субрегиона является то, что самый трудный шаг к интеграции – создание инфраструктуры – уже сделан.

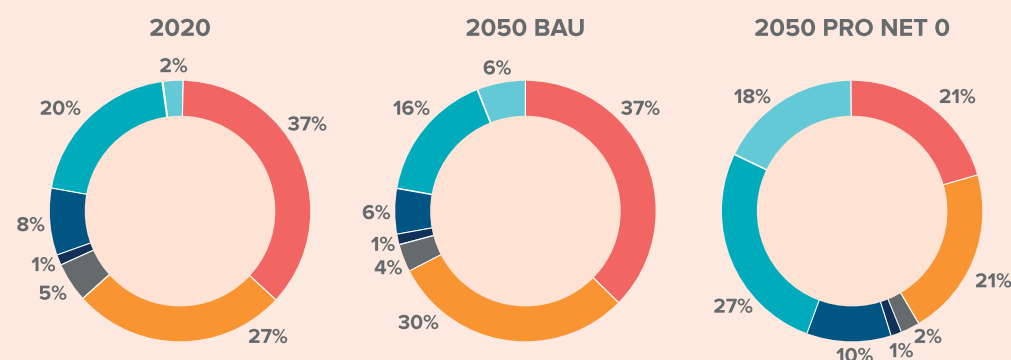
В последнее десятилетие появились новые возможности

Общий энергобаланс и прогнозы для стран Латинской Америки и Карибского бассейна

- Нефть и нефтепродукты
- Газ
- Уголь и кокс
- Атом
- Гидроресурсы
- Биомасса
- ВИЭ*

* Ветер, солнце, геотермальные источники

Источник: IGU, OLADE



Строящиеся газопроводы в Аргентине



Источник: Pipeline & Gas Journal

лят бразильским потребителям на юге получить доступ к более надежным поставкам газа.

Новые трубы, новые возможности

В то же время вышеупомянутые варианты требуют инвестиций в расширение транспортной инфраструктуры от Vaca Muerta до севера Аргентины.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) — Бразильский банк развития — выделил \$689 млн, а CAF, Латиноамериканский банк развития, — \$540 млн на финансирование трубопроводной инфраструктуры в Аргентине.

Некоторые новые возможности в Южном конусе вклю-

чают:

- Аргентина – Бразилия: прямой маршрут от Vaca Muerta до аргентинско-бразильской границы и продление уругвайского трубопровода до Порту-Алегри;
- Аргентина – Боливия – Бразилия: поставки природного газа с Vaca Muerta в Бразилию через Боливию;
- Аргентина – Чили: газ Vaca Muerta может ускорить поэтапный отказ от угля в Чили.

«Дохлая корова» оживит поставки в регионе

Южная Америка является активным регионом строительства трубопроводов: запланировано или строится более 22,5 тыс. км



трубопроводов, пишет Pipeline & Gas Journal. Важнейшей для отрасли вехой в 2023 году стало завершение строительства первой очереди газопровода Nestor Kirchner в Аргентине.

Трубопровод будет поставлять на рынок аргентинский сланцевый газ Vaca Muerta (в переводе с испанского «мертвая корова»). Аргентина в настоящее время является нетто-импортером газа, но разработка месторождения сулит удовлетворение внутреннего спроса и большой избыток газа для экспорта.

Строительство трубопровода Nestor Kirchner началось в 2018 году, а летом 2023 года была открыта первая очередь проекта – участок 36-дюймового трубопровода длиной 467 км. Итоговая мощность трубопровода составит 187 млн м³/сут., но пока она ограничена 99 млн. Этот первый участок связывает добычу Vaca Muerta с провинцией Буэнос-Айрес, на которую приходится большая часть внутреннего спроса на газ в Аргентине. Второй участок проекта будет транспортировать газ дальше на север в провинцию Санта-Фе.

В рамках проекта Аргентина также меняет направление Северного трубопровода, который в настоящее время предназначен для приема газа из Боливии. Добыча газа в Боливии падает, и теперь она наряду с Бразилией является потенциальным рынком для аргентинского газа.

В сочетании с реверсными поставками 150-километровый соединительный трубопровод между Северным трубопроводом и Центрально-Восточным трубопроводом обеспечит поступление дополнительного газа Vaca Muerta на север к соседям Аргентины.

Строительство второй очереди газопровода, готовность которой запланирована до конца 2024 года, еще не началось.

Мексика озабочена зависимостью от поставок из США

В Мексике раздается все больше голосов о необходимости снижать зависимость от поставок газа из США и укреплять энергобезопасность, развивая собственную добычу и инфраструктуру. Как отмечает новостной портал mexicobusiness, на страну приходится половина из 8 потенциальных новых СПГ-проектов Латинской Америки.

Погода портит картину

Арели Коваррубиас, директор по коммерции и развитию Sempra Infraestructura, прогнозирует, что природный газ будет играть решающую роль в экономике Мексики до 2040-2050 годов, учитывая его экологические преимущества. Однако недавний зимний шторм в США вызвал сбои поставок в Мексике, обозначив для нее риски энергетической безопасности из-за зависимости от импорта газа из США. Это породило призыв к увеличению внутреннего производства за счет разведочных раундов и приоритетного развития трубопроводов для повышения гибкости.

Уоррен Леви, генеральный директор Jaguar E&P, подчеркивает необходимость отраслевого плана по обеспечению менее зависимых отношений с США, особенно на фоне возможностей прибрежного сотрудничества. Более того, несмотря на конкурентоспособные цены на природный газ в Мексике, неравномерное распределение и отсутствие доступа на юге создают социальное неравенство, которое необходимо решать посредством комплексного развития газопровода.

«Климатическое событие 2024 года подтверждает необходимость повышения национальной энергетической безопасности, поскольку около 80% природного газа поступает



из сланцевых (нетрадиционных) источников, добываемых в Соединенных Штатах», — заявляет Мексиканская ассоциация углеводородных компаний (АМЕХИ).

Ассоциация предлагает использовать запасы мексиканских месторождений для увеличения добычи в среднесрочной и долгосрочной перспективе, тем самым снижая зависимость от американского газа. Как отмечает Банк Мексики (Banxico), в 2021 году аналогичные погодные условия привели к ограничениям на экспорт природного газа из США в Мексику, что нанесло серьезный ущерб мексиканским семьям и экономике.

Инфраструктура и частный бизнес

По состоянию на осень 2023 года в Мексике имеется 19 060 км трубопроводов, из которых 10 675 км принадлежат CENAGAS и 8 385 км – частным компаниям.

Штатами с наибольшим количеством точек для импорта газа являются Тамаулипас, Сонора, Чиуауа, Нижняя Калифорния, Коауила и Нуэво-Левон. По данным SENER, в стране имеется три терминала по хранению и регазификации СПГ: Altamira пропускной способностью 21,5 млн м³ природного газа в сутки, Manzanillo – 14,2 млн м³ и Ensenada мощностью 28,3 млн м³/сут.

Газопроводы Мексики



Источник: Natural Gas Intel

Энергетическая политика играет решающую роль в развитии инфраструктуры природного газа. Для поощрения инвестиций и инноваций необходима четкая и последовательная полити-

ка. Преодоление нормативных и политических препятствий требует активного подхода для содействия росту и модернизации инфраструктуры. Вместе с тем, пишет мексиканский портал, дей-

ствующая энергетическая политика является серьезной проблемой, поскольку правительство пытается укрепить PEMEX и CFE, одновременно полностью перечеркивая участие частных компаний на рынке.

Венесуэла: Dragon выходит из спячки



Правительства Венесуэлы и Тринидада и Тобаго в декабре 2023 года подписали соглашение о совместной добыче и экспорте морского природного газа с газового месторождения Dragon. Государственная нефтяная компания Венесуэлы PDVSA предоставила Национальной газовой компании Тринидада (NGC) лицензию сроком на 30 лет на разработку Dragon, расположенного в водах Венесуэлы. Оператором проекта выступает Shell.

Ожидается, что на первом этапе проект обеспечит добычу около 5 млн м³/сут. природного газа и будет включать в себя строительство 17-километрового трубопровода от венесуэльского месторождения Dragon до месторождения Shell Hibiscus в водах Тринидада для производства СПГ и продуктов нефтехимии.

Часть продукции пойдет экспорта на международные рынки. Ранее Каракас настаивал на строительстве второго трубопровода, который соединит месторождение Dragon с берегами Венесуэлы для удовлетво-

рения внутреннего спроса. Этот газопровод, возможно, станет частью следующих этапов проекта.

Месторождение Dragon содержит залежи газа объемом примерно 120 млрд м³. Венесуэла рассчитывает стать значимым экспортером газа, правительство Николаса Мадуро намерено поставлять газ в Европу, а также на рынок Карибского бассейна, пишет издание Venezuelanalysis.



Выбираясь из-под санкций

PDVSA обнаружила месторождение Dragon более десяти лет назад и построила некоторую

инфраструктуру до того, как из-за санкций США развитие проекта остановилось. Несмотря на то что американские организации в проекте не участвуют, компании и правительства запрашивают зеленый свет у Вашингтона, чтобы избежать вторичных санкций. В январе, после настойчивых усилий Тринидада, было объявлено о двухлетней лицензии Министерства финансов США на переговоры с Каракасом по инициативам в области природного газа. Однако Вашингтон запретил любые денежные выплаты Венесуэле, и это привело к тупику в переговорах.

Путь к запуску проекта Dragon был окончательно расчищен в октябре прошлого года, когда Вашингтон временно снял некоторые санкции против нефтяного, газового и золотодобывающего секторов Венесуэлы после того как правительство Мадуро и поддерживаемая США оппозиция подписали предвыборное соглашение. Министерство финансов США внесло поправки в разрешительную лицензию, выданную Тринидаду в январе.

Ранее отмечалось, что Shell будет владеть 70% акций совместного предприятия, а Национальная газовая компания Тринидада (NGC) — оставшимися 30%. Венесуэла будет собирать роялти и налоги.

Смягчение санкций также открыло двери для новых нефтяных сделок между Каракасом и другими иностранными партнерами, такими как Repsol, Eni, Chevron. Сообщается также, что Repsol и PDVSA ведут переговоры о расширении условий газовых проектов.

Тринидад поспешил в «открытую дверь» на фоне падения собственной добычи

После того как президент Венесуэлы Николас Мадуро выдал лицензию, позволяющую Shell и Тринидаду и Тобаго импортировать газ с проекта Dragon, у двух стран появилась «открытая дверь» для разработки дополнительных морских газовых месторождений, расположенных на общих территориях. Эти слова Марка Локуана, президента национальной газовой компании Тринидада и Тобаго (NGC) передает Bloomberg.

Тринидад и Тобаго, запасы газа которого сокращаются, спешит заполучить больше месторождений природного газа для удовлетворения спроса. Он рассматривает как свои собственные воды, так и акватории, которые делит с соседями.

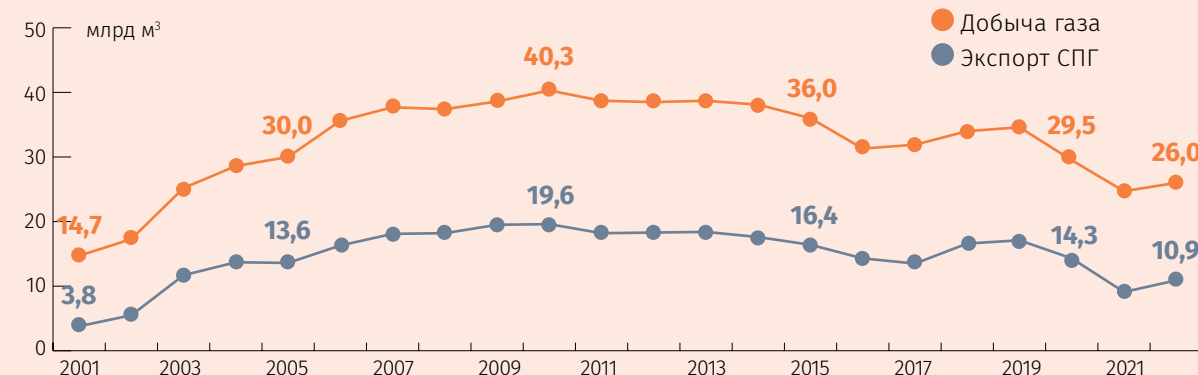


«Существует не только Dragon. Есть и другие месторождения, общие для Тринидада и Венесуэлы, которые могут получить дальнейшее развитие, — в том числе Manekin-Cocuina и проект по улавливанию фа-

кельного газа PDVSA», — сказал Локуан.

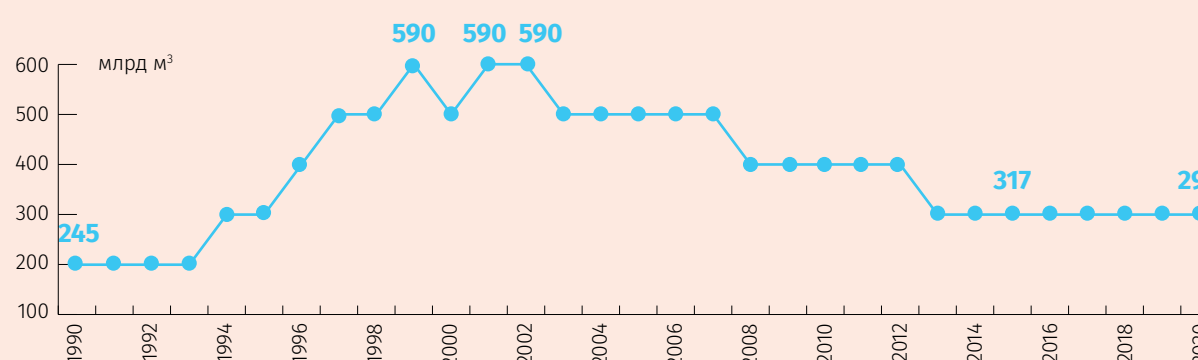
По данным Bloomberg, в 2023 году Тринидад и Тобаго экспортировали 8,4 млн тонн СПГ, что на 1% меньше, чем в предыдущем году.

Добыча и экспорт газа Тринидада и Тобаго



Источник: «Газовый бизнес» по данным Energy Institute

Динамика доказанных запасов природного газа Тринидада и Тобаго



Источник: «Газовый бизнес» по данным Energy Institute

По данным Statista, Тринидад и Тобаго в 2023 году замыкали десятку крупнейших экспортеров СПГ в мире.

Перу vs Тринидад

В то время как производители СПГ пытаются воспользоваться глобальным энергетическим сдвигом, вызванным стремлением Европы стать независимой от российского газа, два единственных экспортера СПГ в Латинской Америке движутся в противоположных направлениях, отмечал Reuters еще в 2022 году.

В Перу поставки СПГ быстро росли, при этом особое внимание уделялось Европе, привлекая экспортеров сочетанием устойчивого спроса и высоких цен. И это несмотря на политические потрясения в Перу и угрозы национализации газовой промышленности, которые

потрепали этот сектор в 2021 году.

Однако Тринидад и Тобаго, крупнейший производитель СПГ в Латинской Америке, обладающий достаточными запасами и мощностями для удовлетворения части растущего спроса, никак не мог обратить вспять многолетнее падение экспорта, хотя страна изо всех сил старалась увеличить добычу газа.

Отказ от российского топлива в Европе запустил перераспределение потоков СПГ, что побудило производителей подписывать средне- и долгосрочные контракты на поставку с потребителями в Европе.

Перу опережает своего соседа в этой гонке. Экспортом СПГ из страны занимается консорциум Peru LNG, в состав которого входят Shell, Hunt Oil Corp, Marubeni Corp и SK Group.

По данным Refinitiv Eikon, уже в 2022 году Перу отправила

26 партий объемом около 1,8 млн тонн СПГ (4,09 млн м³), что на 74% больше, чем за тот же период в 2021 году, из которых 15 – в Испанию и Великобританию, остальные – в Азию, которая в прошлом году была предпочтительным рынком для перуанского СПГ.

Запасы сокращаются

Венесуэла, Аргентина и Бразилия, страны с крупнейшими месторождениями газа в регионе, не создали инфраструктуру для экспорта СПГ или производят недостаточно.

На их фоне Тринидад, страна с четвертыми по величине запасами природного газа в Латинской Америке, стал мощным игроком рынка. Однако добыча газа на Тринидаде за последнее десятилетие сократилась из-за ряда препятствий на пути разработки дорогостоящих мор-

ских запасов. В 2021 году были выведены из эксплуатации четыре линии флагманского проекта страны Atlantic LNG мощностью 15 млн тонн в год (BP, Shell, Repsol, Suez LNG и NGC Trinidad).

По данным BP и Energy Institute, пик добычи в Тринидаде и Тобаго был пройден в 2010 году и затем неуклонно снижался, тогда же стали падать и объемы экспорта СПГ. Однако в 2022 году добыча газа выросла на 5%, а экспорт СПГ – на 20%. Доказанные запасы природного газа страны снизились с 589,875 млрд м³ в 1999 году до 273,178 млрд в 2018 году и чуть выросли к 2020-му – до 289,866 млрд м³.

Новые проекты, сложности и шансы

По мнению S&P Global, существует несколько вариантов дальнейшего развития газодобычи газа в стране в зависимости от сроков реализации наиболее важных новых проектов по разведке и добыче. Это мелководное газовое месторождение Manatee, глубоководное газовое месторождение Calypso (как в Тринидаде, так и в Тобаго) и Dragon (в водах Венесуэлы и Тринидада и Тобаго).

Газовое месторождение Manatee является ключевым будущим проектом в Тринидаде и Тобаго и может обеспечить столь необходимый газ к концу десятилетия. После нескольких неудачных попыток объедине-



ния с Венесуэлой для разработки трансграничного гигантского месторождения Loran-Manatee с запасами 283 млрд м³, правительство Тринидада и Тобаго под руководством компании Shell приступило к разработке месторождения Manatee в одиночку. В 2023 году оператор и NGC подписали контракт на продажу газа на внутреннем рынке, согласно которому небольшая доля объемов природного газа проекта Manatee предназначена для нефтехимического сектора.

Неразработанные глубоководные месторождения газа в бассейне Тобаго и нарушенном геосинклинальном поясе Северо-восточного Карибского бассейна открывают многообещающие возможности для дополнительных извлекаемых запасов, отмечает S&P Global. Однако в отношении этих ресурсов имеются проблемы, связанные с технической и экономической осуществимостью из-за их зна-

чительной глубины и удаленности. Проект Calypso компании Woodside требует дальнейших оценочных работ и инвестиций, как в инфраструктуру добычи, так и в переработку. В настоящее время сохраняется неопределенность относительно его экономической жизнеспособности. Выявление дополнительных ресурсов газа вблизи месторождения могло бы улучшить экономику и снизить риски.

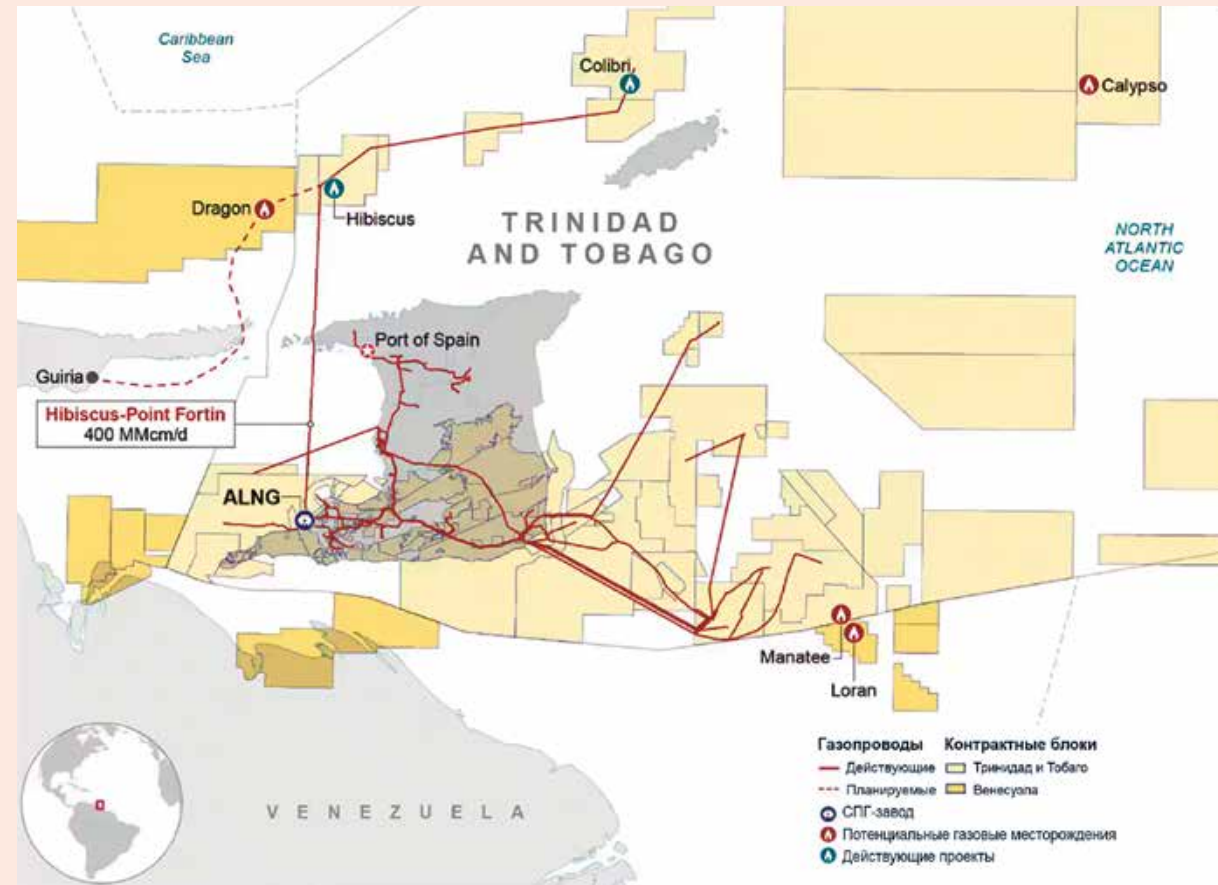
Недавнее приобретение глубоководных разведочных блоков двумя международными нефтегазовыми компаниями открывает потенциал для будущего развития региона. Однако ход реализации проектов может быть продлен в зависимости от графиков геологоразведочных работ.

Разработка месторождения Dragon представляет собой потенциально краткосрочную возможность увеличить доходы тринидадского правительства. Месторождение расположено в 20 км от существующей инфраструктуры, уже подключенной к Atlantic LNG.

Газовые проекты Тринидада и Тобаго характеризуются различной экономикой, объемами и рисками. В конечном счете, одним из наиболее привлекательных активов в портфеле Тринидада и Тобаго является проект Manatee благодаря более низкому техническому и операционному риску, а также низкой безубыточной цене на газ, считает S&P Global. ●



Газовые проекты в акватории Тринидада и Тобаго



Источник: S&P Global

КАДРОВЫЙ РЕЗЕРВ НЕФТЕГАЗА И ЕГО ПРОБЛЕМЫ

Старая школа, новые вызовы, опыт партнеров и свежие идеи



ВЫЗОВЫ ОТРАСЛИ, РЫНОК ТРУДА И СОЦИАЛЬНОЕ ПАРТНЕРСТВО

Павел Завальный, председатель Комитета Государственной Думы по энергетике, президент Российского газового общества, президент Общероссийского отраслевого объединения работодателей нефтяной и газовой промышленности



– Залогом развития экономики страны является надежное функционирование нефтегазового комплекса, а залогом его развития и эффективности – качественное и сбалансированное обеспечение кадрами. Профессиональный кадровый ресурс – это и фундамент стабильности, и драйвер развития.

Нефтегазовая отрасль сегодня насчитывает более 1,5 млн занятых, это самый сложный механизм, горизонт планирования в котором – на 20–25 лет вперед. Поэтому вопросы кадрового обеспечения являются краеугольным камнем разработок на всех уровнях – от отраслевых и корпоративных стратегий до конкретных проектов. Соответственно, проблемам рынка труда и качества профессионального образования должно уделяться особое внимание со стороны и государства, и предприятий, особенно в нынешнее непростое для страны время.

Человеческий фактор

Рынок труда функционирует по рыночным законам. Здесь важен консенсус двух сторон – работников и работодателей. Единственный способ достичь его – установление прозрачных и понятных правил взаимоотношений участников на отраслевом рынке труда, организация ответственного социального диалога, в который вовлечены также государство, профсоюзы и отраслевые сообщества. Такое партнерство основано на постоянном поиске баланса инте-

ресов, что должно выражаться в улучшении условий труда, достойной оплате, социальных гарантиях, а также в производительности и ответственности сотрудника, качестве его работы.

Предприятия отрасли – не благотворительные организации, их задача – производство и зарабатывание прибыли, которая и является источником оплаты труда и социальной поддержки работников. Поэтому повышение эффективности работы каждого сотрудника – один из важнейших факторов развития компаний наряду с высокими технологиями, энерговооруженностью и т. д.

Главной движущей силой повышения эффективности труда остается человеческий фактор, личная заинтересованность работника в результатах. Это и постановка оплаты труда в прямую зависимость от его результатов, и улучшение всех влияющих факторов – условий труда и отдыха, безопасности, профессионального роста и переподготовки, социальной поддержки.

Социальное партнерство как на отраслевом уровне, так и на уровне предприятий может кардинальным образом изменить отношение работников к своему труду. Включение трудовых коллективов в систему управления предприятиями, внимательное отношение работодателей к мнению сотрудников повышают уровень ответственности и лояльности.

Практика показывает, что отлаженная система стимулирования – не только финансового, но и морального – может в разы поднять эффективность производства.

ПЛОЩАДКА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОТРАСЛЕВЫХ КАДРОВЫХ ВОПРОСОВ

Российское газовое общество 15 декабря 2023 года в рамках ежегодного форума «Газ России-2023» провело конференцию на тему современных вызовов подготовки кадрового потенциала нефтегазовой отрасли.

Модератором пленарной сессии выступил ректор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина Виктор Мартынов. Модератором панельной дискуссии – об опыте подготовки молодых специалистов в части профессиональных и надпрофессиональных компетенций – стал Владислав Нигматулин, руководитель представительства – заместитель губернатора ХМАО–Югры. Со-модератор панельной дискуссии – Евгений Колесник, руководитель рабочих групп Экспертного совета РГО.

Среди участников конференции руководители и специалисты профильных вузов и ссузов, включая Губкинский университет, Санкт-Петербургский горный университет, Опорный вуз ПАО «Газпром» Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого и др.; федеральных министерств и ведомств, руководства регионов, общественных профессиональных организаций, кадровых служб крупнейших работодателей отрасли.

Форум «Газ России-2023» стал фундаментальным отраслевым событием, позволившим выделить ключевые направления развития отрасли и высокую значимость подготовки кадров в современных условиях. Предложения по регулированию отраслевых кадровых вопросов нашли свое отражение в инициативе РГО как ключевого координатора эффективного взаимодействия между всеми участниками отрасли.

На платформе РГО создана Рабочая экспертная группа, в состав которой вошли отраслевые профессиональные союзы, предприятия-работодатели и организации системы высшего и средне-специального профессионального образования.

Для реализации этой работы РГО подписало соглашения с Нефтегазстройпрофсоюзом, Общероссийским отраслевым объединением работодателей нефтяной и газовой промышленности, Союзом нефтегазопромышленников России, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Санкт-Петербургским государственным университетом, Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого, Московским государственным техническим университетом им. Н.Э. Баумана.

На договорной основе

Инструментом социального партнерства и гарантом обеспечения сбалансированности интересов сторон является переход на договорные основы регулирования социально-трудовых отношений – отраслевые соглашения и коллективные договоры. В них не только определяется минимальная заработная плата, но и установление правил по отраслевым направлениям деятельности – условия и охрана труда, компенсации за производственный травматизм, условия работы на вахте и многое другое.



Отраслевое соглашение – важнейший инструмент, ведь комплекс социальных гарантий, которые установлены в этом документе, прошедшем регистрацию в федеральных органах власти, обязательны для выполнения. Оно является основой для коллективных договоров на предприятиях, повышает уровень защищенности работника, заинтересованность в результатах своего труда.

Этот инструмент уже показал свою эффективность. Один из показателей – достигнутая социальная стабильность в коллективах предприятий. Это отличительная черта нашей нефтегазовой отрасли.

Важно также, что Отраслевое соглашение поднимает планку ответственности работодателей, заставляет предприятия подтягивать свои социальные показатели, что, безусловно, влияет на производительность. В 2023 году Реестр социально ответственных предприятий и организаций нефтегазовой отрасли расширился до 278. У нас очень разноплановые организации, они различаются и по задачам, и по экономике, и по организации производства. Их объединяет то, что, невзирая на все вызовы и трудности, руководство всех предприятий в полной мере заботится о том, чтобы работать в нефтегазовой отрасли было престижно.

Задачи 2024 года

Одной из важнейших текущих задач является выполнение всех социальных обязательств, закрепленных в Отраслевом соглашении по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса РФ на 2023-2025 годы. Необходимо повышать роль Отраслевого соглашения в жизни предприятий и организаций, сокращение числа тех, кто находится на обочине социального диалога.

Особенно это актуально для сервисных предприятий, которым сложнее всего работать и выживать в условиях жесткой конкуренции, санкций и сложившихся экономических условий.

Важнейшая задача – разработка механизмов преодоления кадрового голода. По итогам прошлого года уровень безработицы в стране составил 3,2% – это самый низкий показатель с 1991 года. Все больше компаний испытывают трудности с подбором кадров, особенно с учетом важности профессионального уровня на технически сложных и ответственных участках предприятий ТЭК.

Уровень занятости молодежи в нефтегазовом комплексе падает, что очень тревожит. Это серьезная проблема, и от ее решения зависит будущее развитие отрасли. Надо совершенствовать не только систему образования и подготовки кадров, но и создавать механизмы мотивации, привлечения в отрасль молодых людей.

Также важно уделять внимание привлечению и удержанию кадров в северных нефтегазодобывающих регионах. Качество жизни на Севере сегодня зачастую лучше, чем на «большой земле». Но Север, нехватка солнца, резко континентальный климат отбирают здоровье. Одно из наших предложений касается расширения оснований для ухода на пенсию северян. Мы стремимся изменить отношение к ценности «северного труда», в том числе развитие вахтового метода.

Перед нефтегазовой отраслью стоят сложнейшие вызовы и задачи, от решения которых зависит будущее развитие всей страны. Для этого у нас есть и технологический, и ресурсный потенциал. Но главное – это люди.

НОВЫЕ УСЛОВИЯ И НОВЫЕ ОРИЕНТИРЫ В ДЕЛЕ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ

Виктор Мартынов,
ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



– У нас была достаточно хорошая подготовка кадров, которая обеспечивала развитие нефтяной и газовой промышленности, до 1991 года. После развалить ее до конца не удалось, она выжила достаточно неплохо и решала нужные задачи. Безусловно, в новых условиях сильно меняются вопросы подготовки кадров.

В России в советские времена было шесть вузов, которые готовили по направлению «нефтегазовое дело». Сейчас это число выросло почти в десять раз. Нужно ли столько? Наверное, нет. Качество при этом могло улучшиться? Тоже нет. В данном случае количество не перешло в качество, мы размазываем ресурсы тонким слоем.

Обучение на отечественном

Последние 30 лет мы пытались переходить на западную систему подготовки кадров (бакалавриат, магистратура и т. п.), брали оттуда не только идеологию, но также технику и технологии. Потому что в ряде наших компаний преобладало импортное оборудование и программное обеспечение, и то же самое наблюдалось в вузах. В существующих санкционных условиях это все может перестать работать. Надо перестраиваться на российское оборудование, ПО, цифровые двойники, модели и так далее. Потому что специалисты, которые выйдут из вузов, будут пользоваться именно им. Импортозамещение в вузах должно идти параллельно этому процессу в самой отрасли.

Критическая инфраструктура

Вся наша отрасль базируется на критически важной инфраструктуре: добыча, транспорт, переработка, обеспечение электроэнергией и газом потребителей. Да, все управление сейчас идет в компьютерах, но во-

прос людей, которые с ними работают, совершенно не праздный. Моральные принципы и устойчивость специалистов, задействованных на критически важной инфраструктуре, особенно на таких ключевых местах, как диспетчер в газотранспортной системе или на НПЗ, чрезвычайно важны – для отрасли и для страны в целом.

Рынок труда определяет

Очень острый вопрос о системе образования. Просто вернуться обратно к прежней концепции или анализировать и выбирать сложные пути? В нескольких вузах в экспериментальном порядке поворачиваемся с бакалавриата, магистратуры на специалитет.

Сколько должно длиться обучение? В теории, когда рынок трудоизбыточный, надо увеличивать продолжительность обучения в профессиональной части. Но сейчас рынок труда резко перешел в трудodefицитный, нам сильно не хватает работников, особенно в «материальных» отраслях. В той же Западной Европе в условиях трудodefицитного рынка бакалавриат в ряде стран перевели с 4 лет на 3 года, чтобы люди быстрее выходили работать и доучивались в корпорациях.

Вопрос длительности обучения тесно связан с потребностями предприятий, но дело не только в сроках, но и в том, кого они получают – студента или готового работника.

Производственная практика

Самое главное, что мы потеряли в действующей системе, это длительная производственная практика на полгода, которая раньше была между 4-м и 5-м курсами. Сейчас практика проходит после 3-го курса месяца полтора-два.

Длительная производственная практика на более поздней стадии обучения приносила хорошие плоды. Люди, уже имея теоретические знания по профилю будущей инженерной деятельности, приходили на предприятия, и их ставили на рабочее место. За полгода человек осваивался, предприятие знало, кого оно получит, а студент – куда придет работать и что будет делать. И дипломную работу он защищал уже более осмысленно с практической точки зрения.

Однако здесь встают другие вопросы – уже к предприятиям. Готовы ли они принять массу студентов на полгода? Это жилье, квотирование рабочих мест, фонд заработной платы, подготовка и нагрузка руководителей практикантов и т. д.

Поэтому изменение структуры обучения – это не только задача учебных заведений. Это касается всей отрасли в целом.

УСОВЕРШЕНСТВОВАТЬ ОБРАЗОВАТЕЛЬНУЮ СИСТЕМУ И СБАЛАНСИРОВАТЬ РЫНОК ТРУДА

Николай Исаков,

вице-президент, исполнительный директор
Российского газового общества

– Сегодня в общей численности работников ТЭК доля молодых специалистов до 35 лет составляет 27%, а средний возраст работников – 42 года. При этом уровень занятости молодежи 15–24 лет более чем в два раза ниже общего среднероссийского значения. Мы теряем будущих рабочих, инженеров, специалистов. Поэтому вопросы подготовки кадров, трудоустройства выпускников и шире – балансировки рынка труда – чрезвычайно важны и остро актуальны. Это серьезная проблема, от решения которой зависит будущее нефтегазовой отрасли, нуждающейся во все более квалифицированных специалистах, способных работать со сложным оборудованием и решать все более сложные задачи.

Конечно, предприятия сами как-то решают эту проблему, ведут профессиональную переподготовку и повышение квалификации, чтобы не только мотивировать молодых специалистов, но и обеспечивать стабильно высокие производственные показатели. Государство и регионы тоже не оставляет эту сферу без внимания, работа идет на разных уровнях, но проблемы пока далеки от решения.

Российское газовое общество также занимается решением кадровых вопросов в интересах нефтегазовой отрасли. И у нас сложилось мнение, что именно можно и важно сделать для решения проблем подготовки квалифицированных кадров и трудоустройства молодежи в ТЭК.

Прежде всего необходимо установить более тесные и конструктивные связи между работодателями, органами власти и образовательными учреждениями на федеральном и региональном уровнях. Совместными усилиями нужно совершенствовать механизм подготовки кадров.



Донастройка системы подготовки кадров

Рынок труда сегодня не сбалансирован: высокотехнологичные рабочие специальности востребованы и среди работодателей, и среди выпускников средней и высшей школы, но «на выходе» навыки выпускников и требования компаний не всегда совпадают. Различные программы по подготовке и переподготовке рабочих и инженерных кадров, нацеленные в первую очередь на молодежь, должны оказывать помощь в формировании карьерных траекторий с учетом личных профессиональных способностей молодого человека, потребностей рынка труда, реальных запросов предприятий. По большому счету, речь идет о современной профориентации молодежи, в том числе с использованием возможностей социальных сетей.

Важным инструментом является целевое обучение с возможностью прохождения стажировок на конкретных предприятиях.

Нужно активно стимулировать молодых людей к достижению высоких результатов в учебе. Со студенческой скамьи молодой человек должен понимать, что он должен совершенствовать свои знания и навыки, бороться за свое будущее. Особую роль здесь могут сыграть проводимые среди учащейся молодежи технические, профессиональные конкурсы, состязания. Компании отрасли уже проводят подобные конкурсы.

Сегодня система профессиональной подготовки должна быстрее меняться под современные требования.

Работа далека от завершения

В отрасли также ведется системная работа. Общероссийское отраслевое объединение работодателей нефтяной и газовой промышленности, которое возглавляет президент РГО Павел Завальный, регулярно проводит мониторинг рынка труда и потребностей предприятий. Создан Совет по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе, в который входят представители органов государственной власти, системы образования, ведущих нефтегазовых компаний. Идет разработка отраслевых требований к инженерным и рабочим специальностям, профстандарты разработаны практически по всем специальностям. Проходит аккредитация учебных программ на соответствие этим стандартам.

В 2023 году Российское газовое общество запустило программу «Нефтегазовая академия», цель которой – повышение качества подготовки молодых кадров из числа студентов и выпускников технических и естественнонаучных вузов и сузов для компаний нефтегазовой отрасли.

Однако работа далека от завершения и требует наших совместных усилий.

ПРИЕЗЖАЙТЕ К НАМ В ЮГРУ

Наталья Комарова,

губернатор Ханты-Мансийского автономного округа – Югры



– В югорских вузах сейчас обучаются больше 2 тыс. студентов по 5 специальностям нефтегазовой отрасли и более 11 тыс. студентов по 34 отраслевым профессиям и специальностям среднего профессионального образования.

Введены в эксплуатацию все здания образовательного центра филиала Пермского национального исследовательского политехнического университета. В его составе и научно исследовательский институт, открыт образовательный процесс в очном формате. Можно получить профессию, имеющую отношение к недропользованию, при этом отработать свои знания и навыки

на региональных месторождениях и участвовать в научных исследованиях.

Сургутский и Югорский государственные университеты больше 15 лет готовят специалистов для нефтегазовой отрасли, в том числе для дочерних обществ «Газпрома», «Газпром нефти». Они входят в состав консорциума университетов «Недра». Сургутский университет участвует в программе стратегического академического лидерства «Приоритет 2030». Минобрнауки подтвердило обязательства по софинансированию строительства учебных корпусов межвузовского кампуса в Сургуте.

В рамках постановления правительства РФ создается инновационный научно-технологический центр «Юнити Парк». Его целевая задача – обеспечение технологического суверенитета для топливно-энергетического комплекса, разработка технологий в области энергетической безопасности, здоровьесбережения и качества жизни населения, а также передовых инженерных технологий и новых материалов, адаптированных к условиям Севера и Арктики.

Планируется открытие новых направлений подготовки высшего и среднего профессионального образования, создание материально-технической базы: учебных лабораторий и мастерских.

Хочу предложить нефтегазовым компаниям рассмотреть возможность получения статуса резидента «Юнити Парка». А ученым и специалистам – добро пожаловать к нам в регион, чтобы заниматься научными исследованиями, передавать свои знания и навыки молодым специалистам.

КВАЛИФИЦИРОВАННЫЕ РАБОЧИЕ КАДРЫ ДЛЯ ТЭК КАЖДОГО РЕГИОНА БОЛЬШОЙ СТРАНЫ

Ольга Семина,

руководитель управления федеральной программы «Профессионалитет» Министерства просвещения РФ

– В области среднего профессионального образования президентом РФ поставлена задача подготовить за 5 лет в стране 1 млн квалифицированных кадров. Именно федеральный проект «Профессионалитет» реализует эту задачу.

Проект подразумевает создание в системе среднего профессионального образования колледжей совершенно нового формата. После эпохи ПТУ большинство колледжей уже модернизированы: ремонт, учебная база, преподаватели, оборудование и так далее. Но и учить нужно тоже совершенно по-новому. Это и УПК – учебно-производственные комплексы



сы, которые открываются при колледжах при помощи предприятий.

Сейчас в Российской Федерации уже открыто 220 кластеров, они создаются в каждом регионе по отраслевому принципу. Заявки на создание кластеров подаются регионам, потому что региональное правительство знает свою приоритетную отрасль экономики. В 2024 году мы выходим на планку 370 кластеров с численностью студентов более 1 млн.

Что касается ТЭК, на данный момент открыто 5 кластеров в 5 регионах: Иркутской области, Красноярском крае, Татарстане, ХМАО, Чувашии. Они охватывают примерно 20 колледжей, в каждом кластере есть главный и сетевые колледжи и работодатели-партнеры. В 2024 году 1 сентября откроются еще кластеры в Липецкой,

Московской, Оренбургской, Челябинской областях, Пермском крае и др.

Хочу отметить, что если по проекту «Профессионалитет» к 1 сентября 2024 года в стране открывается 150 кластеров, то из них по ТЭК – всего 7. Я считаю, это недостаточно. Значит, нам вместе нужно вести отраслевую работу. Наша страна такая большая, а ТЭК так или иначе присутствует в любом регионе.

Сейчас в системе образования много хорошего, проведена большая модернизация как высшего, так и среднего профессионального образования. Но предприятия-работодатели не обо всем знают. Наша общая задача – доводить информацию и помогать, чтобы с экономикой во всех регионах и в стране все было отлично.

ПЛАНИРОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТЕЙ В ПЕРСОНАЛЕ КАК ЧАСТЬ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ

Александр Шагов,

заместитель начальника департамента – начальник управления ПАО «Газпром»

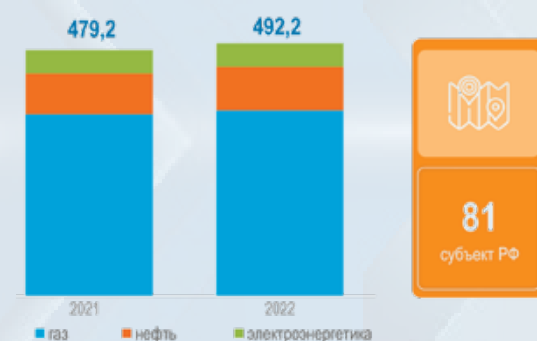
– Политика управления персоналом, которой мы руководствуемся в своей работе, охватывает все направления деятельности: от планирования трудовых ресурсов до обмена лучшими корпоративными практиками в области управления персоналом. На сегодняшний день в меняющихся условиях наиболее актуальными и требующими наибольшего внимания являются два из них. Это планирование потребностей компании в персонале и подготовка персонала.

Многоуровневая система планирования

Система планирования потребностей в персонале в «Газпроме» существует уже около 10 лет, и мы готовы участвовать в разработке соответствующей методики, поделиться своими наработками. Эта модель по-



Численность работников организаций группы «Газпром», чел.



Источник: «Газпром»

казала свою жизнеспособность и большую точность, и она интегрирована в систему планирования деятельности «Газпрома» в целом.

Планирование осуществляется на трех временных горизонтах.

- Горизонт до 10 лет является частью долгосрочного плана развития самой компании на 10 лет, включая прогноз численности и потребностей в персонале. Мы используем многовариантное планирование как минимум в трех вариантах, а в последние два года дополнительно введен четвертый, кризисный вариант.
- На горизонте 3 лет планирование по персоналу коррелируется с утвержденной советом директоров инвестиционной программой, предусматривающей введение в эксплуатацию определенных производственных объектов с определенными технико-экономическими показателями их деятельности.
- И наконец, в рамках года, в рамках бюджетного процесса мы определяем численность оперативную, которая нужна сегодня, здесь и сейчас.

Непрерывное профессиональное образование персонала ПАО «Газпром»



Источник: «Газпром»

Планирование мы осуществляем не только в целом по компании, но и в территориальном разрезе, по 81 субъекту Федерации, в которых работаем, а также по профессионально-квалификационному составу (качественное планирование).

Опорные и партнерские вузы

Далее, наш прогноз в рамках «Газпрома» является основой для взаимодействия с образовательными организациями в части заказа на подготовку персонала в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Мы понимаем, что работодатель должен активно участвовать в процессе образования и подготовки своих будущих работников. Потому что для тех предприятий, на которые они придут работать, – это всегда очень

важно. Это также снижает время адаптации работника на конкретном предприятии. Сегодня у нас насчитывается более 2 тыс. целевых студентов, они регулярно проходят у нас практику.

Немаловажно, что и преподаватели стажировались на наших предприятиях, тем самым позволяя сформировать программы подготовки более практико-ориентированными, более направленными на то, что нужно «Газпрому».

Любимой нами площадкой для взаимодействия работодателей, студентов и преподавателей являются ярмарки вакансий и Дни «Газпрома», которые мы также проводим регулярно во всех наших опорных и партнерских вузах.

Каждый год мы берем на работу примерно 3,5 тыс. человек из выпускников учебных заведений при общем наборе ежегодно в группу «Газпром» около 60 тыс. человек, то есть выпускники составляют почти 6%.



ЭКСПЕРТ ТОТ, КТО УЧИТСЯ ПОСТОЯННО

Игорь Шпуров,

генеральный директор Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых

– Затрону вопрос о результатах образовательного процесса, что мы получаем на выходе. В первую очередь в области моей текущей деятельности – подсчета запасов и проектирования разработки месторождений. Это один из ключевых видов деятельности в области разработки нефтяных и газовых месторождений.

Обеспечивают эту работу в стране примерно 16 тыс. человек, геологов и проектировщиков разработки. Основные центры компетенции – это Тюмень, Уфа, Самара, Москва и Санкт-Петербург, где работают примерно 80% сотрудников, выполняющих эти работы. Помимо тех людей, которые делают подсчеты запасов, проектируют разработку нефтяных и газовых месторождений, есть эксперты, которые оценивают эти работы, зачастую они сами работают геологами и проектировщиками.



Качественное количество

Экспертный состав (по всем видам полезных ископаемых) составляет примерно 1500 человек. Из них 321 эксперт – из полутора тысяч – имеет ученую степень, причем докторов наук всего 55, кандидатов наук – 266. Это крайне мало. Для состава экспертов, которые выполняют такую работу, картина не очень хорошая.

Уровень специалистов проявляется в качестве документов и материалов. Мы оцениваем документы, которые к нам приходят, и средняя оценка невысокая: по подсчету запасов – 6, по разработке – 5 из 10. И это не выпускники, а специалисты. Из представленных на государственную экспертизу 1194 работ в 2022 году высокое качество показали всего 47 компаний – на 16%, неудовлетворительное – 63 компании.

Дообучение и дополнительная подготовка

Каким образом мы пытаемся исправить эту ситуацию? Вместе с вузами организуем программы дообучения профессионалов и экспертов, которые занимаются геологией, подсчетом запасов, проектированием разработок месторождений. На базе Евразийского союза экспертов программу «Эксперт в сфере недропользования» прошли уже 974 человека, в основном по углеводородному сырью, в том числе доктора наук, кандидаты и профессора.

Конечно, мы не можем учить авторитетных геологов геологии, но мы можем дать новые сведения о лицензировании, о тенденциях в области проектирования разработки, о требованиях к проектам разработки и так далее. Это во многом оказывает влияние на качество не только документов, но и самих работ.

Есть программа дополнительного профессионального образования с МГУ, созданы программа наставничества и программа совершенствования в сфере недропользования. Программа наставничества позволяет молодым экспертам, авторам, геологам, проекти-

ровщикам получать лучший опыт коллег вне корпоративных рамок. Такая же программа есть с Санкт-Петербургским государственным университетом, и она крайне востребована, по ней обучаются около 200 человек в год из всех компаний.

По углеводородам 73% всех принимающих участие в экспертной работе прошли обучение и являются членами различных экспертных сообществ. Недавно мы обсуждали это с Российским газовым обществом и надеемся, что начнем сотрудничать.

Нужна аккредитация экспертов

Мы полагаем, что эксперт должен быть признан государством, тогда он получает право подписывать, например, экспертизы запасов, право выступать в судах, подписывать проект, неся за это ответственность (такое право, например, американское государство дает своим экспертам).

В Государственной думе находится законопроект о введении института компетентных персон и института экспертов. Его неотъемлемой частью является положение об аккредитации экспертов.

Мы должны определить, кто же является экспертом, чтобы у них были и признание, и ответственность. Разработаны модельные требования к экспертам и компетентным лицам, причем они выше, чем даже требования ООН к экспертам в сфере оценки запасов. Это подтверждение опыта и знаний по специальности, профессиональное развитие, обязательное постоянное обучение и повышение квалификации.

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ КВАЛИФИКАЦИИ И СТАНДАРТЫ

Павел Иванов,
председатель Совета по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе



– Сегодня у нас низкий процент безработицы, новые вызовы на общем рынке рабочей силы, в нефтегазовой отрасли идет отток высококвалифицированных

специалистов. Появляются новые производства, соответственно появляется спрос на рабочую силу, возникает внутривидовая и межвидовая конкуренция. Наблюдается также тенденция, связанная с ростом инфантилизма молодых работников. В Российской Федерации выпускников одиннадцатых классов 690 тыс. Из них 600 тыс. пойдут учиться в высшую школу или учреждения среднего профобразования. Только 100 тыс. сдают физику. Из этих 600 тыс. примерно 100-120 тыс. пойдут в «нефтянку» и в смежные области и профессии. Одна из основных проблем заключается в том, что сложнее удерживать молодого специалиста на тяжелом производстве.

Совет по профквалификациям в нефтегазовом комплексе – это площадка, которая позволяет не только ставить проблемы, но и решать их, в том числе в подготовке кадров. В состав совета входят представители федеральных органов исполнительной власти на самом высоком уровне, руководители крупнейших компаний отрасли, представители профессиональных сообществ, ректоры ведущих вузов.

86 профессиональных стандартов

Под руководством СПК формируются требования работодателей к образовательному сообществу – посредством профессиональных стандартов. У нас сейчас в зоне ответственности 86 профессиональных стандартов в сфере НГК.

Под эти профессиональные стандарты Совет по профквалификациям проводит экспертизу федеральных государственных образовательных стандартов, в соответствии с которой вузы разрабатывают образовательные программы и готовят специалистов уже исходя из требований, определенных в конкретной отрасли.

Сегодня действуют 4 центра оценки квалификаций по всей России, 35 площадок по всем субъектам Федерации, порядка 180 квалификаций, по которым происходит оценка. 13 500 работников пришли на экзамен, из них только 60% этот экзамен сдали. Зачастую не потому, что вуз когда-то плохо их подготовил, ведь это люди уже с опытом, а потому, что требования работодателей к кадрам в НГК постоянно меняются. Система квалификации и стандартов решает эти вопросы.

Тем не менее проблемы в вузах остаются. В этом году 56 вузов делают вид, что готовят специалистов в области «нефтянки». Из них только 12 прошли профессиональную общественную аккредитацию в нефтегазовом комплексе, и мы знаем, каких специалистов они выпускают.

Совет также занялся вопросами подготовки в системе среднего профессионального образования. Надо создать рейтинг средних учебных заведений, чтобы понимать,

Аккредитованные профессиональные образовательные программы нарастающим итогом, ед.



Источник: СПК НГК

как они работают, какого качества выпускники выходят из той или иной образовательной организации. Это необходимо для решения задачи государственной важности – определить возможности с перспективным планированием численности работников, сроки и качество обучения.

Совет по профквалификациям в нефтяном и газовом комплексе имеет возможность все эти вопросы поднимать и решать. Призываю пользоваться этой площадкой.

ЗАДАЧИ КАДРОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НУЖНО УЧИТЫВАТЬ В СТРАТЕГИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТАХ ОТРАСЛИ

Александр Корчагин,
председатель Общероссийского профессионального союза работников нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства



– Дефицит кадров, трудовых ресурсов сегодня одна из самых больших и серьезных проблем. Предварительные расчеты показывают, что к 2030 году с учетом демографических трендов российской экономики дополнительно потребуется 2 млн квалифицированных работников.

Основные причины дефицита рынка труда: во-первых, цена труда, которая длительное время искусственно сдерживалась, необходим достойный уровень заработной платы; во-вторых, убыль населения; в-третьих, отсутствие квалифицированных рабочих как следствие недоработки системы профессионального образования. Эта проблема родилась не сегодня.

Государственное планирование

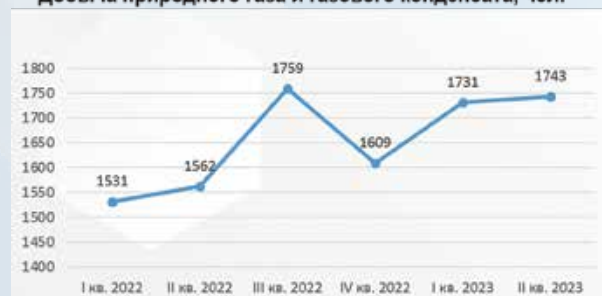
Позиция профсоюзов заключается в следующем: необходимо учитывать задачи кадрового обеспечения при разработке стратегических программных документов на отраслевом уровне. Такая система есть в «Газпроме», но этим также должно заниматься правительство

Численность требуемых работников на вакантные рабочие места

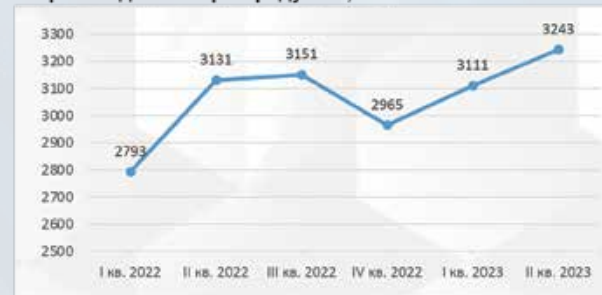
Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа, чел.



Добыча природного газа и газового конденсата, чел.



Производство нефтепродуктов, чел.



Производство промышленных газов, чел.



Источник: СПК НГК, Нефтегазстройпрофсоюз России

в целом по Российской Федерации. Необходимо разрабатывать прогноз потребности экономики в кадрах в региональном и отраслевом разрезе.

О качестве образования

Кадровики на предприятиях понимают, с каким дипломом к ним пришел молодой человек. И несмотря на то, что предприятию очень нужны, скажем, помощники бурильщика, не каждого с удостоверением помбура возьмут на работу. Множество учебных заведений – и обманутые надежды, незнание специальности, у всех таксистов в Сургуте есть удостоверение помбура! Нужно прекратить безответственную раздачу дипломов и удостоверений и заняться по-настоящему качественным обучением.

Совет по профессиональным квалификациям поставил две задачи: сформировать отраслевой квалификационный справочник для нефтегазовых комплексов и сформировать перечень образова-

тельных организаций, осуществляющих подготовку специалистов для нефтегазовых компаний, качество образования которых признается нефтегазовыми компаниями.

Завлечь на Север

Арктика – это треть нашей территории, каждый шестой рубль экономики и всего 1,7% населения. О чем говорит такой пример? ЯНАО в 2023 году занял 1-е место по самому низкому уровню безработицы: более 13 тыс. вакансий и около 1 тыс. зарегистрированных безработных. Почему народ не стремится переезжать на Ямал? Есть достойная заработная плата, достойные компании, но есть также смежный бизнес, где есть вопросы с зарплатами и северными коэффициентами.

Привлечение квалифицированных молодых кадров на Север, а тем более удержание их невозможно без развития инфраструктуры, социальной сферы. Одним рублем здесь успеха не добьешься.

Совместными усилиями

Очень важен механизм отраслевых соглашений, в которых не только работодатель, но и профсоюз берет на себя обязанности, обозначив проблему.

Огромный пласт работы с кадрами – конкурсы профмастерства, вовлечение в общественную деятельность, повышение значимости профессий, особенно рабочих специальностей.

Мы не можем работать по отдельности над развитием качественных компетенций, привлечением квалифицированного персонала, повышением уровня обучения, сближения с требованиями компаний. Над этими задачами и выработкой единых решений нужно работать сообща на совместных площадках.



ЧТОБЫ МОЛОДЕЖИ БЫЛО НЕ ТОЛЬКО КОМФОРТНО, НО И ИНТЕРЕСНО РАБОТАТЬ

Владислав Нигматулин,

руководитель представительства, заместитель губернатора ХМАО – Югры

– Для реализации масштабных стратегических задач необходимо обеспечить отрасль стабильным притоком молодых кадров, обученных с учетом постоянно меняющихся требований времени и потребностей предприятий, готовых принять эстафету у профессионалов отрасли.

В Югре, где сосредоточены основные нефтегазопромысловые мощности, у нас есть 5 вузов и 29 профессиональных образовательных организаций, запущен специальный проект «Первая профессия» для учеников 10-11-го классов, создано два образовательных производственных центра-кластера на базе Югорского государственного университета и Когалымского политехнического колледжа. В 2024 году открывает двери образовательный центр в городе Когалыме, который создан совместными усилиями ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и Пермским национальным исследовательским политехническим университетом.

Учебные заведения активно сотрудничают с предприятиями, отвечают на вызовы современности, тем не менее есть определенный кадровый разрыв.



Чтобы привлекать молодежь в отрасль и в регион, нужны не только социальный пакет, комфортные условия труда и жизни и так далее. Я в свое время, когда мне было 23 года, поехал в Ханты-Мансийск потому, что там было интересно, там было классное оборудование, хорошие ребята, отличные команды. Это важный аспект, его тоже надо рассматривать.

Руководство Югры понимает, что новые потребности отрасли требуют все больших усилий по подготовке квалифицированных кадров, и будет активно искать возможности решения этой задачи вместе с Российским газовым обществом.

РОЛЬ ОТРАСЛЕВЫХ ОБЪЕДИНЕНИЙ В РЕШЕНИИ КАДРОВЫХ ПРОБЛЕМ

Марина Воронина,

руководитель Управления по организационной работе и финансовой деятельности Российского газового общества



– Исследования, проведенные аналитиками, показывают, что к 2030 году кадровый дефицит составит от 2 млн до 4 млн человек. Сегодня кадровый голод испытывают 85% компаний России. Это фундаментальная проблема рынка труда.

В нефтегазовой отрасли только за январь–август 2023 года, по данным Headhunter, было открыто 127 тыс. вакансий, что на 43% больше, чем в прошлом году. Спрос на персонал возрос почти в полтора раза. Средний возраст нефтегазового специалиста сегодня – это 55 лет. В отрасли не хватает около 25 тыс. специалистов, и самые востребованные – это водители, слесари, машинисты, то есть рабочие профессии.

Образовательные стандарты

Основные участники процесса кадрового обеспечения – это, с одной стороны, работодатели, которые нуждаются в высокопрофессиональных кадрах, с другой стороны, соискатели, которые ищут интересные предложения не только с финансовой стороны, но и по ряду дополнительных привилегий, и третья сторона – образователь-



ные организации, которые осуществляют подготовку кадров, чтобы отвечать запросам и первым, и вторых. Косвенными участниками процесса выступают ведомства организации, которые разрабатывают федеральные государственные образовательные стандарты (ФГОС) и профессиональные стандарты.

Мы провели анализ регламентирующих документов, который действуют на данный момент. Так, в среднем профессиональном образовании разработано 28 ФГОС, из которых 13 относятся к нефтегазовой отрасли. Для программ подготовки бакалавриата и магистратуры разработано всего 3 ФГОС, и только один из них относится к нефтегазовой отрасли. Для специалитета – 6 ФГОС, два из которых в нефтегазовой сфере.

При этом в области профессиональной деятельности по добыче, переработке, транспортировке нефти и газа в данный момент разработано более 80 профессиональных стандартов. Налицо дисбаланс между количеством образовательных и профессиональных стандартов.

Несомненно, образовательные организации пытаются решить эту проблему. В рамках утвержденных ФГОС разрабатываются основные профессиональные образовательные программы по направлениям или профилям подготовки, по которым вузы выделяют специальные профессиональные результаты и профессиональные компетенции, формулируют индикаторы компетенции.

Несмотря на это, очень распространенная проблема – значительные отличия образовательных программ

по одним и тем же профилям в различных вузах и ссузах. В результате зачастую студент из одного вуза с одного профиля подготовки не может перейти в другой вуз на этот же профиль, не потеряв 1-2 года обучения. В итоге это не только удлиняет срок, когда специалистам выйдут на рынок труда, но и усложняет предприятиям выбор специалиста с необходимым набором знаний.

Для решения этих проблем нужно развивать применение стандартов, а также, как уже говорилось, установить для высших и средних специальных учебных заведений ключевые показатели эффективности и рейтинги в целях успешного трудоустройства выпускников. И конечно, готовить пятилетние прогнозы потребности в кадрах для каждой отрасли экономики.

На площадке РГО

Российское газовое общество считает, что отраслевые объединения могут выступить в роли связующего звена между всеми участниками для преодоления кадровой проблемы – в качестве площадки проведения практики для студентов высших и средних профессиональных учебных заведений, а также для выработки единого отраслевого мнения. Например, предложения по корректировке образовательных стандартов или разработке новых и востребованных профилей подготовки.

Мы начали активную подготовку к проведению исследования на тему «Анализ текущего состояния кадрового потенциала, формирование системы подготовки специалистов отрасли». После формирования рабочей группы планируется обосновать проблемы, провести анализ существующих стандартов, впоследствии разработать унифицированный набор компетенций, программы формирования компетенций и схемы взаимодействия. Далее будет пилотный проект для разработки схемы взаимодействия и корректировки результатов. Затем мы будем совместно корректировать профессиональные образовательные стандарты, а также разрабатывать востребованные профили подготовки кадров. Приглашаем всех заинтересованных к участию в этой работе.

КАК МЫ МОТИВИРУЕМ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПЕРИМЕТРЕ КОМПАНИИ

Юлия Шаронова,

начальник отдела обучения и развития кадрового потенциала (БРД) ПАО «Газпром нефть»

– В компании «Газпром нефть» есть своя система работы с молодежью. Говоря на языке эйчаров, «жизненный цикл» сотрудника мы делим на фазы привлечения, обучения и развития, оценки и удержания. Важно не только привлечь молодых специалистов, но и удержать их в периметре компании.

Мы систематизировали различные практики и выработали свою систему, очень понятную и прозрачную как для руководителей, так и для молодых специалистов. Чтобы сосредоточиться и охватить все целевые аудитории, мы решили разделить активность на научную, лидерскую и для остальных.

Научный трек

Это для тех молодых специалистов, которые хотят развиваться по экспертной ветке, тяготеют к иннова-

ционности, хотя сражаться с технологическими вызовами, искать новые решения, новые подходы, наконец, вписать свои имена в историю развития отрасли.

Для них мы в начале года проводим брифинг с крупными экспертами и топ-менеджментом, которые рассказывают о текущих трендах, о текущих задачах, формируя широкое информационное поле для молодых сотрудников. Затем они выбирают свои темы и в течение года работают по ним. Задача на год – создать не просто концепцию, а уже какие-то первые результаты, которые могли бы представить. В конце года на научно-технической конференции молодых специалистов они представляют свои научные достижения на достаточно высоком уровне.

Лидерский трек

Есть люди, которые хотят развиваться не только как эксперты, но и как управленцы. Это надо развивать с вузов, а мы обязательно поддерживаем таких молодых людей на первой стадии работы в компании, подчеркиваем потенциал наших сотрудников.

Лидерский трек – альтернативный. Ребята тоже проходят обучение, а наряду с этим мы собираем их на слете молодых специалистов, где рассказываем



о том, как создаются проекты, как создаются стартапы, учим их проектной методологии, проектной логике. Задача – за 2 дня, которые проходит слет, «упаковать» проект таким образом, чтобы на выходе наши генеральные директора эти проекты купили и стали спонсорами. Таким образом ребята получают практический шанс заняться собственным организационным проектом на самом высоком уровне с самым высоким руководителем. Что, естественно, повышает их узнаваемость в компании, их бренд и, конечно, мотивацию на работу.

Эффект вовлеченности

Молодежи у нас больше, чем возможностей и мест участия в этих треках, поэтому для всех остальных, кто проявляет активность и мотивированность, мы предлагаем еще один трек, так называемый трек вовлеченности. Это молодежные советы, активы продвигающих изменения в самых разных сферах. Мы создаем сообщества и клубы, чтобы на базе разных предприятий обсудить кроссфункциональные задачи. Также помогаем молодым специалистам определиться с наставником, обучением, индивидуальной программой развития. Сюда же относятся посвящение в нефтяники, дни студентов, условные дни самоуправления и так далее.

Компания «Газпром нефть» очень любит своих молодых специалистов, мы даем им совершенно разные возможности для того, чтобы их удержать, мы популяризируем наш бренд не только внутри компании, но и в вузах, на предприятиях-партнерах.

Очень важна синхронная коллаборационная работа. Давайте делать вместе крутые проекты для развития нашей молодежи, потому что они – наше будущее.

НА СТЫКЕ ИТ-ОБРАЗОВАНИЯ И ПРОФИЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ

Алексей Леконцев,

руководитель департамента информационных технологий и автоматизации процессов ООО «Газпром бурение»



– Я занимаюсь всем, что связано с цифрой при строительстве нефтяных и газовых скважин. Всем, что касается цифровых помощников при строительстве, вышконтражных работах, освоении, испытании, КРС и так далее. В привлечении цифровых помощников нет задачи заменить людей, задача – максимально упростить работу специалистов за счет цифровых возможностей.

У нас сейчас в работе 29 проектов цифровизации, 21 инициатива в оценке. Количество цифровых проектов растет на 35% от года к году, поэтому для нас очень важны кадры с нефтегазовой специализацией и бэкграундом цифровизации.

На разных языках

Главный вызов, который стоит перед на текущий момент в кадровой политике, это низкая цифровая грамотность сотрудников основного производства.

Цифровизация производства требует молодых кадров совершенно новой формации

Как правило, айтишники не понимают языка производственников, производственники вообще не понимают языка айтишников. Нам нужны люди, которые сочетают навыки в производстве и IT. Таких специалистов очень сложно найти.

Сотрудники IT-службы не обладают базовыми компетенциями производства для эффективного решения бизнес-задач. Кроме того, они предпочитают идти в другие отрасли, в первую очередь в сами IT-компании, где, как правило, и платят больше, и условия более комфортные и гибкие. Требования современных IT-специалистов зачастую невыполнимы в нефтегазовых компаниях.

Молодые специалисты из профильных вузов приходят и требуют дополнительного обучения по IT-направлениям. Нынешняя молодежь в целом более «цифровизованная», но базовых знаний у ребят нет, чтобы решать производственные задачи инструментами цифровизации.

Как мы в компании решаем проблемы?

Первое – это командообразующие мероприятия с IT и производством. Раз в месяц проводятся коммуникационные сессии, когда айтишники рассказывают о своих достижениях, что они за месяц сделали совместно с производством в проектах. Производственники рассказывают, какие эффекты IT-проекты им принесли. Мы дискутируем, обсуждаем извлеченные уроки.

Второе – дискуссионные клубы для обмена опытом между IT и производством с привлечением экспертов из топ-компаний цифровой сферы, больших интеграторов.

Далее – целевые курсы для IT-специалистов по производственным направлениям от экспертов компании, а также курсы по повышению цифровой грамотности для производственных специалистов.



Газпром бурение

У нас есть также бонусная мотивация за реализацию IT-проектов. программа buddy по наставничеству и поддержке со стороны опытного сотрудника, который помогает новичку быстро адаптироваться.

Как решать проблемы в отрасли?

Какие решения мы предлагаем для совместной проработки в целях ускорения цифровизации нефтегазовой отрасли?

- Включать в программу обучения высшего образования базовые дисциплины по IT-направлениям и цифровой грамотности. Эти направления могли бы вести как сотрудники вуза, так и производственники, наши эксперты могут давать направления по производственной цифровизации и автоматизации.
- Проводить круглые столы и обмен опытом на базе профильных вузов для студентов.
- Увеличить количество совместных проектов между вузами и производственными компаниями. Вузы сейчас довольно далеки от того, чем занимается производство.

Чем больше проектов по взаимодействию будет между вузами и производством, тем будет лучше всем. Студенты как минимум будут знать, чем живет производство, и уже на стадии обучения понимать, куда бы они хотели попасть. ●



Газпром бурение



Газпром



Атлас нефти

Иллюстрированная история поиска, разведки, добычи и использования нефти от эпохи правления императора Петра Великого до современности! История нефти, объединившая 10 регионов России!

Стоимость издания:

4500 рублей экземпляр;

7500 рублей – экземпляр в подарочной упаковке



Атлас газа

Живая история природного газа – от первых находок и начала использования человеком до открытия уникальных месторождений и развития сложных технологий добычи! Артефакты из 7 стран СНГ, 26 регионов России, собранные воедино!

Подарочный набор «Атлас нефти» + «Атлас газа» - 12 000 рублей

По вопросам приобретения –
Анна Салькина, тел. +7 (912) 514-42-95

ПРОГРАММА «ШКОЛА ЛИНЕЙНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ»

как инструмент развития производственного менеджмента

Андрей Кривошеев,
Валентина Геряк,
Ирина Борозняк,
Управление кадров и социального развития
ООО «Газпром добыча Уренгой»



ЛИНЕЙНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КТО ЭТО?

В любой организации, независимо от вида деятельности, присутствует управляющий персонал, который занимается решением вопросов производственного характера.

Линейный руководитель – это человек, который занимается управлением организацией или отдельной ее частью, основываясь на своем опыте, знаниях и навыках. Это должностное лицо, непосредственно руководящее прямыми исполнителями какого-либо вида деятельности – начальник цеха, заместитель начальника цеха, мастер. Он непосредственно руководит рабочим персоналом и может влиять на все производственные процессы. Его функции и задачи направлены на формирование бесперебойного производственного процесса и включают постоянный контроль рабочих процессов и устранение неполадок.

ООО «Газпром добыча Уренгой» уделяет большое внимание развитию персонала. Одним из направлений развития кадров является развитие именно производственного менеджмента, линейных руководителей.

С 2020 года в ООО «Газпром добыча Уренгой» существует программа развития руководителей, отвечающих за главную ветвь деятельности – производство. Целевая программа «Школа линейного руководителя» сформирована для развития как уже действующих руководителей основного производства, так и резервистов на их должности. Данная категория персонала является ключевой на производстве. От представителей линейного менеджмента зависит организация производственного процесса, качество выполнения рабочими своих обязанностей, соблюдение безопасности труда. На позицию заместителя начальника цеха и мастера обычно назначают опытных рабочих либо специалистов с опытом работы. Как правило, вновь назначенные сотрудники испытывают в первое время после назначения дефицит знаний и опыта в управлении производственными процессами и людьми.

ЧТО ГЛАВНОЕ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЛИНЕЙНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ?

Линейный руководитель управляет рабочим процессом в отдельном цеху. С учетом этих особенностей были определены следующие задачи «Школы линейного руководителя»:

- развитие компетенций, необходимых для управления производством и коллективом;
- обучение и развитие работников знаниям и навыкам, непосредственно связанным с деятельностью на рабочем месте согласно должностным инструкциям;
- создание образовательной среды для регулярного обмена опытом, обсуждения актуальных производственных вопросов и поиска решений.

Одна из компетенций руководителей будущего (наряду с предметными знаниями) называется «Взаимодействие с миром». Для производственного менеджмента поддержка в виде расширения границ их деятельности играла роль не только как непосредственное развитие компетенций, но и профилактика профессионального выгорания.

КАК ОРГАНИЗОВАНО ОБУЧЕНИЕ?

Учитывая реалии 2020 года, программа стартовала с формирования списка из уже действующих линейных руководителей и их резервистов. Для развития были сформированы три группы участников:

- действующие линейные руководители – кадровый резерв на должность начальника цеха, для которых было выбрано развитие по направлению «Искусство руководителя» (группа №1);
- краткосрочный кадровый резерв на должность заместителя начальника цеха (оперативный резерв, а также перспективный в соответствии с запросом руководителя), определено развитие по направлению «Системное руководство» (группа № 2);
- перспективный кадровый резерв на должность заместителя начальника цеха, развитие по направлению «Основы руководства» (группа № 3).

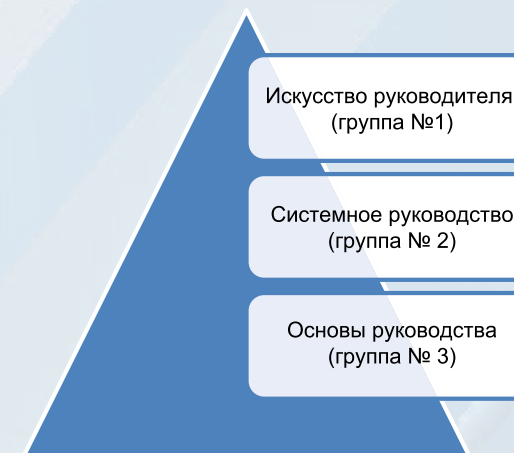


Рисунок 1. Направление развития групп участников проекта

Развитие участников проекта началось с оценки личностно-деловых качеств и управленческих компетенций. В 2020 году оценку в форме психологического тестирования и интервью по компетенциям прошли 45 участников «Школы линейного руководителя». Это позволило сформировать программу обучения на 2020 год.

В 2020 году обучение было реализовано в дистанционном формате. Развитие стартовало в каждой группе Школы с основных необходимых навыков руководителя.

В первой группе действующих руководителей прошло обучение по программе «Эффективная работа в команде». Успех продуктивной деятельности команды напрямую связан с деятельностью руководителя. Мотивация



Участник программы проходит стажировку по должности заместителя начальника цеха

достижений, ответственность, креативность как фактор решения проблем в команде – направления данного обучения. Руководители повысили свои навыки делового общения, эффективного планирования работы, организации рабочего процесса, постановки задач подчиненным.

Во второй группе было организовано модульное обучение по трем модулям: «Роль руководителя», «Руководство и индивидуальный подход» и «Мотивация персонала». В третьей группе школы было проведено обучение по теме «Персональное управленческое искусство. Профессиональное и личностное развитие руководителя».

Развитие участников программы проходило с помощью еще одного инструмента – на рабочем месте. Ежемесячно в ООО «Газпром добыча Уренгой» формируется и исполняется график ротаций (стажировок) участников «Школы линейного руководителя» для получения профессионального опыта по специальности. В период отсутствия держателя целевой должности стажер выполняет функции и задачи вне зоны своего функционала. Он обучается именно в своем цехе выполнять задачи руководителя, на позицию которого он стоит в кадровом резерве. При этом за его развитием наблюдает вышестоящий руководитель, способный в любой момент деятельности скорректировать и помочь во всех вопросах.

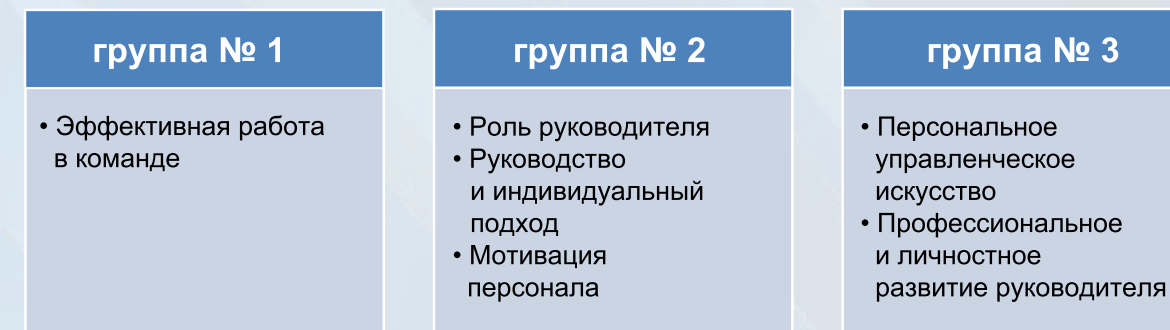


Рисунок 2. Обучение участников проекта в 2020 году



Рисунок 3. Схема реализации программы

КАК ПРОВОДИТСЯ ОТБОР УЧАСТНИКОВ ПРОГРАММЫ?

В 2021 году в Обществе было официально объявлено об открытии новой школы, и состав участников увеличился, включив в свои ряды желающих развить себя в этом направлении в составе резерва кадров. Отбор в программу осуществлялся на основании заявления кандидата и ходатайства непосредственного руководителя, после чего проводился отбор по формализованным критериям участия в программе. Решение о зачислении в программу принимает заместитель генерального директора по работе с персоналом на основании данных об уровне включения в резерв кадров каждого кандидата (оперативный либо перспективный) в соответствии с условиями включения в «Школу линейного руководителя».

И вот наша школа на 2021-2023 годы открылась. Человек всегда развивается, а руководитель должен делать это грамотно и структурированно. Срок участия в программе «Школа линейного руководителя» составляет два года. Программа реализуется в соответствии с планом работы, который разрабатывается по всем направлениям развития: оценка по компетенциям, обучение, стажировка, саморазвитие.

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И КАРЬЕРНЫЙ ПЛАН

С целью постановки карьерных целей, определения зон и путей саморазвития, а также разработки рекомендаций по обучению и развитию работников для участников группы № 2 «Школы линейного руководителя» предусмотрено проведение

«центра оценки». В 2021 году для 14 участников программы – работников, состоящих в оперативном резерве на должность заместителя начальника цеха, проведены индивидуальные «центры оценки» – углубленное интервью с определением зон развития резервиста и путей его самореализации на рабочем месте. С каждым из участников проведена работа по постановке карьерных целей на период участия в программе. Результатом стало написание карьерных планов, определены конкретные развивающие действия и сроки их реализации, с этапами достижения поставленной цели.

Группа № 1, которая сформирована из действующих линейных руководителей (заместитель начальника цеха, мастер), развитие которой производится по направлению «Искусство руководителя», в 2021 году прошла обучение по программе «Управление производственным персоналом».

У группы № 2 (краткосрочный резерв кадров на должность линейного руководителя) – иное обучение. В связи с задачей развития членов этой группы в приоритетном порядке по утвержденному направлению «Системное руководство» было предусмотрено модульное обучение. Модуль 1 – «Эффективное руководство», цель – дать инструменты управления результативностью, мотивацией, обучением и развитием сотрудников, познакомить с методами ситуационного управления. Освоение ключевых навыков руководства позволяет эффективно управлять сотрудниками и создавать благоприятные отношения внутри команды. Модуль 2 – «Структурированное мышление», его цель – повысить эффективность подходов, связанных с анализом и синтезом управленческой информации.

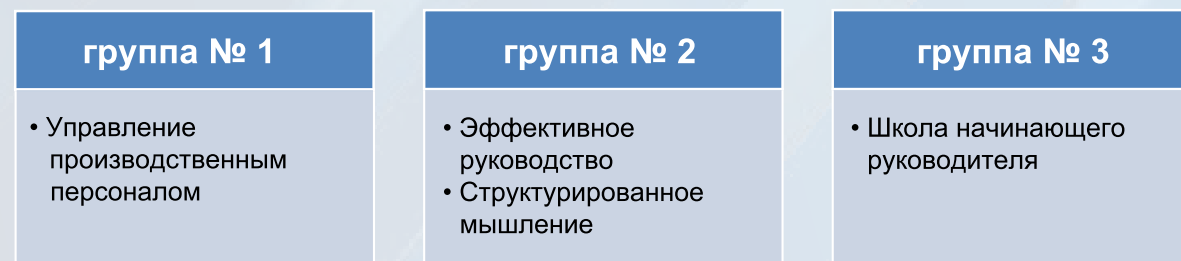


Рисунок 4. Обучение участников проекта в 2021 году

Группа № 3 – это перспективный резерв на позиции линейного менеджмента, начинающие руководители, будущие руководители. Соответственно, их направление обучения получило название «Школа начинающего руководителя».

ОБУЧЕНИЕ СВЯЗАНО С ПОТРЕБНОСТЯМИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Обучающие модули формируются на основании запроса непосредственных руководителей участников программы на развитие требуемых компетенций. Элементы программы (тренинги, дистанционные курсы, тесты) разрабатываются в соответствии с указанными модулями для каждой группы участников. Эффективность обучения оценивается на основании анализа анкет обратной связи по итогам обучения участников, а также выборочных телефонных опросов руководителей участников. По итогам обратной связи программа обучения пересматривается и обновляется. В обучающих программах предусмотрено саморазвитие работников путем решения кейсов по материалам тренингов, обсуждение кейса с куратором из числа специалистов Управления кадров и социального развития, изучение управленческой литературы по пройденной теме обучающего модуля.

До 2020 года в ООО «Газпром добыча Уренгой» не существовало единой обучающей системы для работников категории «линейный менеджер». Целевые программы для мастеров, начальников и заместителей начальников цехов, а также работников, резервистов на данные позиции были направлены на повышение квалификации и профессиональных компетенций, содержали темы и вопросы, связанные с материально-техническим обеспечением производственных процессов, обеспечением безопасности труда.

Другие развивающие программы, участниками которых в том числе являются линейные менеджеры, проводятся на общекорпоративном уровне и обязательны для других категорий работников. Такими программами являются периодические мероприятия по повышению знаний в области охраны труда, регулярные обучающие сессии в области экологии.

Весь текущий комплекс обучающих мероприятий для линейных руководителей составлен из лекций, семинаров, экзаменов и курсов из различных областей, не всегда напрямую связанных с деятельностью начальника цеха или мастера, их прямыми обязанностями и производственными задачами. Обучающие программы, направленные на повышение уровня знаний и умений участников проекта, связаны с развитием управленческих и лидерских компетенций.

ВСЕ ВЗАИМОСВЯЗАНО

«Культура производительности человека является предпосылкой его трудовой культуры» – так в 1920-х годах писал выдающийся советский ученый, руководитель Центрального института труда при ВЦСПС СССР А. К. Гастяев.

Все взаимосвязано. Развивая профессиональные компетенции руководителя, необходимо развивать и управленческие компетенции. И важно это осуществлять целенаправленно, в соответствии с тенденциями развития общества.

«Самый лучший совет мне дал мой отец: «Если ты в опасности и все вокруг тебя в панике, кричат от страха, заставь себя успокоиться. Просто заставь. Скажи сам себе: «Я спокоен, я ничего не боюсь». Если в доме пожар и все люди в страхе видят только огонь, то тот человек, который сохраняет спокойствие, найдет запасной выход».

Р. Джулиани, итальянский юрист и политик



ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ, САМОРАЗВИТИЕ И ВНЕШНЯЯ СРЕДА

Сегодня, какой бы профессией ни обладал человек, недостаточно один раз освоить нужные узкоспециализированные навыки, отточить их применение на практике. Все вокруг стремительно меняется: бизнес-процессы усложняются, потоки информации в любой профессиональной среде растут. Работодатель теперь особенно ценит людей, которые легко адаптируются к любым переменам, быстро осваивают новые правила и технологии. Работодателю нужны сотрудники, способные максимально эффективно выполнять свою работу и справляться с любыми вызовами внешней среды.

Наша целевая программа направлена на развитие так называемых SOFT-навыков работников – когнитивных, эмоциональных и социальных.

- Когнитивные навыки необходимы линейному персоналу для принятия решений в нестандартных или критических ситуациях: восприятие, системное мышление, внимание человек использует для познания мира.
- Эмоциональные навыки – это эмоциональный интеллект, эмпатия, умение управлять собой в любых условиях опасного производства.
- Социальные навыки – коммуникации, навыки слушания, управление группами, умение оказывать влияние и убеждать.

Анкета руководителя по итогам ротации (стажировки)

Ф.И.О. руководителя ротации (стажировки) _____
 Должность руководителя _____
 Ф.И.О. резервиста _____
 Должность резервиста _____

1. Оцените в целом результативность ротации (стажировки) работника по 10-бальной шкале (1 – цели не достигнуты, 10 – цели достигнуты)

Цели не достигнуты	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Цели достигнуты
--------------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	-----------------

2. Возникли ли у Вас трудности при взаимодействии с работником? (если да, то какого характера: при расстановке приоритетов по выполнению очередности работ.

3. Оцените, как проявились различные качества работника в период ротации (стажировки). С этой целью воспользуйтесь бланком «Описание уровней проявления компетенций» (Приложение 17). Внесите оценку, соответствующую уровню проявления компетенций в данную таблицу:

№	Компетенция	Уровень проявления (от наилучшего к худшему)				
		0 – не проявилась	1 – уровень развития	2 – средний	3 – высокий	4 – лучший
1	Профессиональная подготовка (компетентность)				✓	
2	Постановка целей					✓
3	Ответственность за результат				✓	
4	Организация деятельности		✓			
5	Активность (инициатива)			✓		
6	Ориентация на развитие			✓		

Фрагмент анкеты руководителя по итогам стажировки (ротации)

Развитие эмоционального интеллекта в настоящее время является одной из важных тенденций в развитии персонала. Открытие эмоционального интеллекта – одно из важнейших открытий последнего времени. Многие увидели в нем практическую пользу для повышения своей эффективности и эффективности организации. Владение описанными в теории инструментами позволяет избежать многих конфликтов между коллегами, между руководителями и подчиненными. Позволяет более эффективно мотивировать себя и других людей на решение задач, быстро восстанавливаться после стрессовых нагрузок и более результативно использовать энергию для достижения целей. Понимание своих эмоций, эмпатия, помогут сохранить себя и взаимодействовать с другими.

КАК ОРГАНИЗОВАТЬ ЭФФЕКТИВНУЮ СТАЖИРОВКУ?

В 2021 году была продолжена организация стажировок (ротаций) участников проекта. Организация стажировки начинается с утверждения графика на месяц. Определяется вид замещения основного работника – держателя должности, даты и руководитель ротации. Держатель целевой должности, на которую будет произведена стажировка, готовит индивидуальное задание для резервиста. Участник Программы по окончании стажировки в течение 10 рабочих дней предоставляет в Управление кадров и социального развития отчетные документы: отчет прохождения стажировки, анкету руководителя по итогам стажировки, анкету обратной связи по итогам стажировки.

По итогам ротации проводится мониторинг удовлетворенности прошедшей стажировкой и эффективности методов обучения и развития. Руководитель дает рекомендации по дальнейшему развитию участника программы и наиболее эффективным формам подготовки. Основными формами, применяемыми в качестве подготовки, являются: повышение квалификации или профессиональная переподготовка, тренинги, краткосрочные семинары, участие в проектной работе.

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ОПЫТ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЛАНЫ

Помимо уже указанных обучающих мероприятий для участников проекта «Школа линейного руководителя», предусмотрены участие в подготовке и проведении круглых столов по направлению деятельности, конференций и мастер-классов, деловых игр, проектных работ. Разносторонние обучающие форматы позволяют руководителям производственного менеджмента максимально развить требуемые компетенции. Так, два участника программы стали победителями в проектной работе на портале СНФПО ПАО «Газпром» по теме «Принятие управленческих решений».

В 2023 году с участниками из числа перспективного резерва специалисты отдела оценки персонала провели работу по постановке карьерных целей, оценку по результатам обучения и саморазвития с применением кейсов, итоговую проверку по развитию уровня компетенций и соответствию профиля компетенций должности заместителя начальника цеха методом «360 градусов».

Итогами работы программы стал перевод 14 участников на вышестоящие должности, 8 участников рекомендованы для рассмотрения в приоритетном порядке на должности, соответствующие уровню резерва выпускников. Программа помогла последовательно развить управленческие компетенции участников и подготовить резерв руководителей на должности начальник цеха, заместителя начальника цеха. Учитывая полученный положительный опыт, ООО «Газпром добыча Уренгой» планирует продолжить работу в этом направлении и провести набор новых участников в «Школу линейного руководителя» на 2024-2025 годы.

Контролируя работу своего подразделения, линейные руководители берут на себя обязанность координировать действия всех сотрудников, находящихся в их подчинении, чтобы добиться поставленных задач. Именно от того, насколько линейные руководители хорошо справляются со своими обязанностями, зависит эффективность, производительность и благосостояние предприятия. ●



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ



24-26 АПРЕЛЯ 2024

XXXI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПАРТНЕР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
nef@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб. 2626



ENERGETIKA-RESTEC.RU
visit@energetika-restec.ru
+7 (812) 320 63 63, доб. 743



18+

@ENERGYFORUMSPB
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ
В TELEGRAM- КАНАЛЕ!

XIII Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

18+

8-11 октября 2024



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB

