



ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»



- 2 Газовый рынок: ЦЕНЫ, ТАРИФЫ и структурные вопросы
- 12 Все проблемы нефтегазодобычи отражает НЕФТЕСЕРВИС
- 30 АММИАК И МЕТАНОЛ. Перспективы российской газохимии



www.gazo.ru



№ 4·2025

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» – это эффективный механизм согласования интересов представителей нефтегазовой отрасли, площадка для диалога по наиболее актуальным вопросам.

Основные задачи Союза: представление и защита интересов членов Союза, создание условий для устойчивого развития отрасли, сохранение инвестиционной активности и повышение рентабельности предприятий ТЭК, формирование позитивного общественного мнения, информирование о деятельности компаний российской нефтегазовой отрасли, развитие международного сотрудничества.

РГО: цифры и факты

17 законопроектов
в работе

5 направлений
деятельности

2 ежеквартальных
журнала

165 участников
Союза

160 отраслевых
экспертов

5 совместных проектов
с членами РГО

7 отраслевых
мероприятий



РЕГУЛИРОВАНИЕ

Структурные вопросы регулирования цен на природный газ и тарифов на его транспортировку в РФ 2

Трудности нефтесервиса
как предтеча нарастающих проблем нефтегазодобычи
в новых условиях и в свете поставленных задач **12**

СПГ

Арктический СПГ в 2025 году:
динамика российского вывоза и зарубежные конкуренты в Арктике **22**

ГАЗОХИМИЯ

Недостаточно, но необходимо
Перспективы аммиачной и метанольной газохимии в России
в контексте смены экономических реалий **30**

РЫНКИ

Ценовые индексы
природного газа и сжиженных углеводородных газов
Петербургской Биржи **40**

Метан, квази-метан... любыми путями
Спрос на газ растет, водород не зеленеет, а поиски заменителей
природного топлива продолжают **42**

СПГ из России: успеть купить... 45

Зеленый водород пока остается преимущественно голубым 53

Е-метан. Дорогая синтетическая перспектива 54

СОР30: важные вопросы остаются открытыми 58

ЗАРУБЕЖЬЕ

Гренландия: углеводородная лотерея на краю света 60

УПРАВЛЕНИЕ

**Проблемы привлечения работников топливно-
энергетического комплекса к материальной ответственности 64**

НА ПЛОЩАДКЕ РГО

**Совершенствование рынка газа, дополнительная монетизация
и баланс интересов**
По следам мероприятий Российского газового общества на ПМГФ-2025 **78**

ПАРТНЕРЫ

Аддитивные технологии
Новые возможности в проектировании и производстве **88**

Создание ведомственной пожарной части
ООО «Газпром добыча Уренгой» **90**

ИСТОРИЯ

**Ямальская альтернатива,
или Почему в СССР не построили заводы СПГ? 94**

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:
Кябугар Махмудбекова
Подписано в печать:
25.12.2025

В журнале использованы
фотографии компаний
«Газпром», «Роснефть»,
«ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК»,
«Газпром нефть», «Татнефть»,
«Совкомфлот», «Росатом»,
«РусГидро», «Транснефть»,
«СИБУР», Equinor, BP, CNH
Energy, KOGAS, TEPCO,
Cheniere, BGC, CNPC и др.,
с сайтов правительств
субъектов РФ, РГО, авторов
статей, из открытых
источников.

Фото на обложке: «Газпром».
© Союз организаций
нефтегазовой отрасли
«Российское газовое
общество»

СТРУКТУРНЫЕ ВОПРОСЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЦЕН НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

и тарифов на его транспортировку в РФ

С 2022 года газовая отрасль РФ вступила в период ускоренного роста цен на газ. Этот рост вкупе с ускоренным ростом тарифов на транспортировку газа по сетям ГРО, согласно Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (разработан Минэкономразвития России), продлится как минимум до 2028 года. Высока вероятность сохранения этой тенденции и далее, на период еще не менее 5 лет.

В настоящей статье анализируется, как это может сказаться на рынке газа в условиях сложившейся к настоящему времени системы ценового и тарифного регулирования газовой отрасли РФ. При обсуждении здесь «структурных вопросов» основное внимание уделено в первую очередь взаимосвязи регулируемых цен и тарифов в газовой отрасли РФ и их влиянию на рынок газа.

Как складывалось ценовое и тарифное регулирование газовой отрасли РФ

Основы действующей системы государственного регулирования газовой отрасли были заложены в 1999 году, когда был принят Федеральный закон от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (далее —

69-ФЗ), в котором в числе прочего было установлено, что регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа (естественно-монопольный вид деятельности) может быть заменено государственным регулированием цен на газ и тарифов на услуги по транспортировке газа для независимых организаций по решению правительства РФ. Соответствующее решение было принято постановлением правитель-

ства РФ от 29.12.2000 г. № 1021 (далее — ПП1021), причем как временная мера до поэтапного перехода на регулирование единого для всех поставщиков тарифа на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам. Кроме того, в ПП1021 конкретизированы вопросы ценового и тарифного регулирования в газовой отрасли.

С 2007 года было продекларировано, что окончание переходного



Андрей Борис,
начальник управления
нормативного
сопровождения
реформирования рынка газа
АО Петербургская Биржа

го периода для внедрения рыночных принципов ценообразования на газ будет связано с достижением к 2014 году равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки. В 2014 году срок окончания переходного периода перенесли на 2017 год. И лишь в 2024 году так и не достигнутая к 2017 году «равнодоходность», как условие перехода на рыночное ценообразование, была официально изменена на необходимость «формирования биржевых и внебиржевых индикаторов цен на природный газ, обеспеченных увеличением объемов реализации природного газа на организованных торгах».

Напомним, что еще в 1997 году была введена территориальная дифференциация оптовых цен в зависимости от удаленности ценовых зон от основных регионов добычи газа. Количество зон (поясов) постепенно увеличивалось и в 2009 году достигло шестидесяти, в основном совпадающих с газифицированными субъектами страны, что и сохраняется до настоящего времени.

Исходно территориальная дифференциация оптовых цен на газ не в полной мере соответствовала

увеличению затрат «Газпрома» при поставке в удаленные от мест добычи регионы, чтобы не допустить в таких регионах слишком высоких цен и большой разницы в региональных ценах. Иными словами, было заложено перекрестное субсидирование удаленных регионов за счет тех, которые близко расположены к регионам газодобычи.

В принятой в 2005 году методике расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам также был предусмотрен механизм создания перекрестного субсидирования стоимости транспортировки в дальние регионы за счет ближних. Однако первоначально принятые в соответствии с методикой тарифы на транспортировку не содержали перекрестного субсидирования, поэтому для независимых производителей экономически эффективными были поставки газа лишь в ближайшие к местам добычи регионы. В связи с этим была поставлена цель — добиться возможности экономически эффективной поставки газа независимыми производителями и в удаленные регионы за счет «гармонизации» цен на газ и тарифов на его транспортировку,

то есть сокращения перекрестного субсидирования между регионами в ценах на газ и увеличения такого субсидирования в тарифах на транспортировку.

Соответствующая задача достаточно успешно решалась. Еще в 2015 году «НОВАТЭК» отчитывался о поставках газа не только в Московский регион, но и в Санкт-Петербург, в Ставропольский край. Однако достигалось решение в основном за счет превышения среднего темпа роста регулируемых цен над средним темпом роста тарифов на транспортировку. Так, с 2006 по 2015 год регулируемые цены выросли на 252%, а тарифы на транспортировку — на 146%.

Возможность применения метода индексации для установления регулируемых цен, применявшегося в отсутствие методики расчета регулируемых цен, была нормативно легализована в 2011 году в поправках в ПП1021 «с учетом параметров, установленных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации». Для расчета тарифов на транспортировку такая возможность нормативно до сих пор не легализована.





С 2015 года тарифы на транспортировку не изменялись при продолжавшейся индексации цен на газ. В результате к 2022 году поставленная в 2005 году цель «гармонизации» цен и тарифов была, наконец, достигнута: экономическая эффективность поставки газа (разность между регулируемой ценой газа в регионе, на которую ориентируются независимые производители, и стоимостью транспортировки газа в регион) стала почти одинаковой для большинства регионов — центров потребления газа от Перми до Краснодара (рис. 1).

Правда, одновременно с этим упала экономическая значимость стоимости транспортировки: доля расходов на транспортировку при реализации газа по регулируемой цене снизилась с 50% в 2015 году до 35% в 2022 году (рис.2).

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ, В СООТВЕТСТВИИ С ПП1021, ГОСУДАРСТВЕННОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ ПОДЛЕЖАТ (В ТОМ ЧИСЛЕ):

- **ОПТОВЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ;**
- **ТАРИФЫ НА УСЛУГИ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ ДЛЯ НЕЗАВИСИМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ;**
- **ТАРИФЫ НА УСЛУГИ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА ПО ГАЗОПРОВОДАМ, ПРИНАДЛЕЖАЩИМ НЕЗАВИСИМЫМ ГАЗОТРАНСПОРТНЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ;**
- **ТАРИФЫ НА УСЛУГИ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА ПО ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ СЕТЯМ;**
- **РАЗМЕР ПЛАТЫ ЗА СНАБЖЕНЧЕСКО-СБЫТОВЫЕ УСЛУГИ, ОКАЗЫВАЕМЫЕ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ГАЗА ЕГО ПОСТАВЩИКАМИ (ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ ОПТОВЫХ ЦЕН НА ГАЗ);**
- **РОЗНИЧНЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ, РЕАЛИЗУЕМЫЙ НАСЕЛЕНИЮ**

В среднесрочной перспективе высока вероятность сохранения существующей модели регулирования (регулирование цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» — владельцем ЕСГ, по методу индексации выше инфляции и тарифов на транспортировку газа для независимых производителей по принципу «затраты минус») с возможным исключением из нее отдельных категорий потребителей газа.

Процентный рост оптовых цен на газ

Поскольку оптовые цены на газ в РФ дифференцированы по регионам, то один и тот же процент прироста дает разные абсолютные цифры прироста цены на газ в разных регионах. С 2014 по 2021 год процент прироста цены на газ определялся по принципу «инфляция минус» и был относительно не высоким (были даже годы «заморозки» регулируемых цен на газ), поэтому применение простого индексного метода (процентный прирост) для регулирования цен на газ не приводило к существенному увеличению дифференциации региональных цен на газ.

Но с 2022 года темпы роста цен на газ существенно возросли, и сейчас применяется принцип «инфляция плюс». На рисунке 3 показаны

регулируемые оптовые цены на газ для промышленности и населения по регионам в 2025 и 2028 годах.

Таким образом, цены на газ в абсолютных цифрах растут в «дальних» регионах быстрее, чем в «ближних». Но оптовые цены на газ для населения растут с увеличением расстояния транспортировки заметно медленнее, чем для промышленности, за счет увеличения уровня перекрестного субсидирования между этими категориями потребителей. Вследствие этого отчасти решается проблема социальной справедливости: уменьшение темпов роста разницы цен на газ для домохозяйств в «ближних» и «дальних» регионах.

ТЕМПЫ РОСТА ЦЕН ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ И РАЗНИЦА МЕЖДУ «БЛИЖНИМИ» И «ДАЛЬНИМИ» ОТ МЕСТ ДОБЫЧИ РЕГИОНАМИ ОТЧАСТИ НИВЕЛИРУЮТСЯ УСИЛЕНИЕМ ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ ЗА СЧЕТ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Кроме того, текущая ситуация процентного прироста региональных цен на газ постепенно формирует и увеличивает перекрестное субсидирование промышленных потребителей ближних к местам газодобычи регионов за счет промышленных потребителей, более удаленных от мест добычи регионов (а не наоборот). Такая ситуация не соответствует общепринятому в мире (и в России) подходу для формирования регулируемых тарифов на географически протяженных инфраструктурах: обычно удельный тариф на транспортировку при перемещении на большие расстояния устанавливается меньше, чем удельный тариф на транспортировку при перемещении на малые расстояния (такой подход, например, для железнодорожных тарифов был сформирован в России более 120 лет назад; такой же подход был реализован и в газовой отрасли РФ с 2005 года, когда была принята первая в стране методика

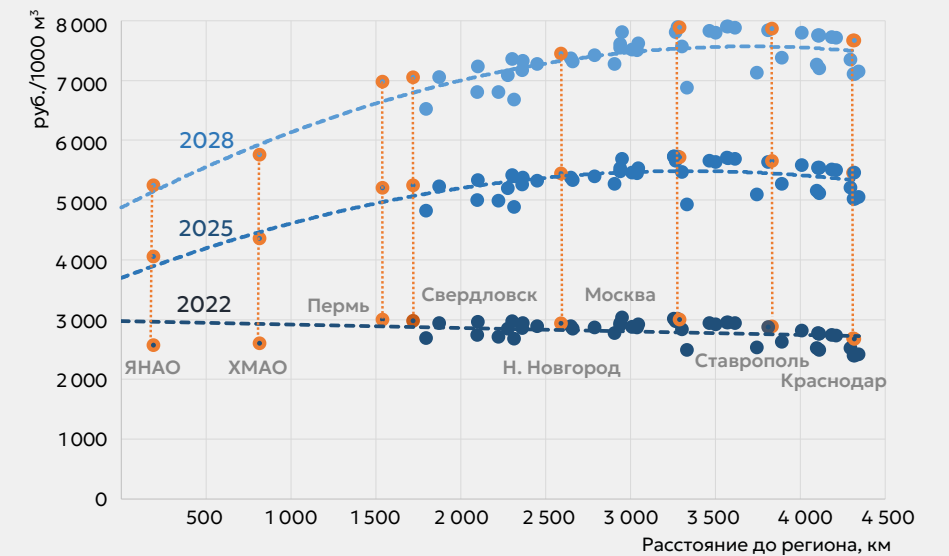
по расчету тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам).

СИТУАЦИЯ ПРОЦЕНТНОГО ПРИРОСТА РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕН НА ГАЗ ПОСТЕПЕННО УВЕЛИЧИВАЕТ ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, БЛИЖНИХ К МЕСТАМ ГАЗОДОБЫЧИ РЕГИОНОВ, ЗА СЧЕТ БОЛЕЕ УДАЛЕННЫХ

При применении метода индексации к региональным ценам выше инфляции растет как общий уровень цен, так и территориальная дифференциация, отражающая транспортные расходы поставщика газа. После сокращения экспорта существующая газотранспортная система ЕСГ в основной своей части имеет избыточные мощности для поставки на внутренний рынок, значительных инвестиций в ее расширение не требуется, а расходы на ее поддержание не должны превышать инфляцию. Увеличение удельной стоимости единицы товаротранспортной работы из-за сокращения экспорта должно, по нашему мнению, равномерно раскладываться на потребителей газа без учета их удаленности от мест добычи. Поэтому повышение территориальной дифференциации цен (условной «стоимости транспортировки») сверх инфляции представляется необоснованным. Из вышесказанного следует, что применение простого индексного метода регулирования (процентный прирост) к дифференцированным региональным ценам на газ в случае долгосрочных высоких темпов роста (выше инфляции) требует корректировки.

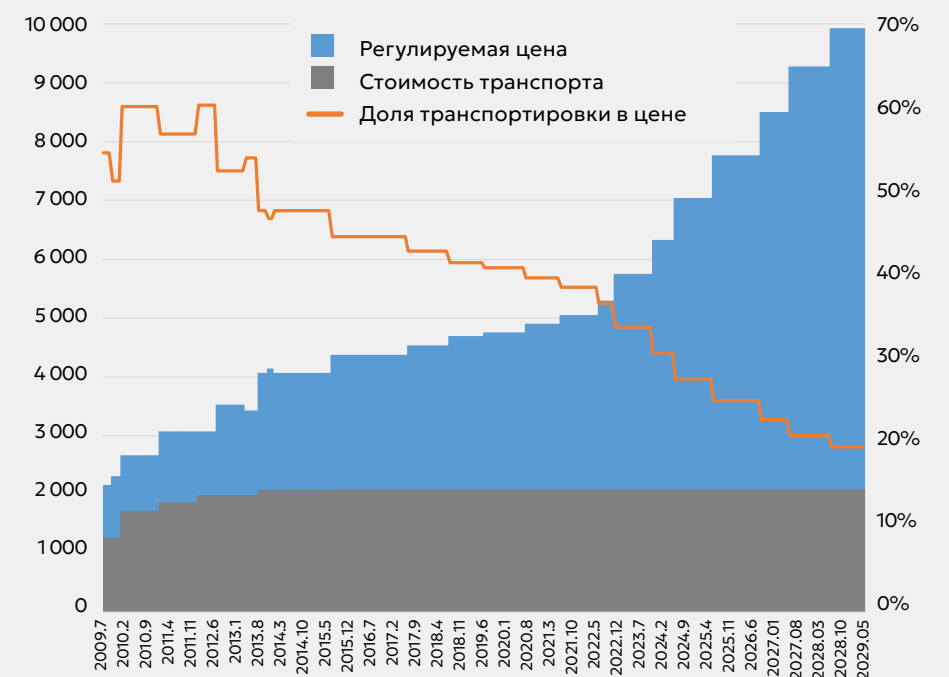
ПРИМЕНЕНИЕ ПРОСТОГО ИНДЕКСНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ К ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫМ ЦЕНАМ НА ГАЗ В СЛУЧАЕ ДОЛГОСРОЧНОГО РОСТА ВЫШЕ ИНФЛЯЦИИ ТРЕБУЕТ КОРРЕКТИРОВКИ

Рисунок 1
Регулируемая цена газа в регионе минус стоимость транспортировки газа в регион



Источник: расчеты автора по открытым данным

Рисунок 2
Соотношение регулируемой цены и стоимости транспортировки в Москве

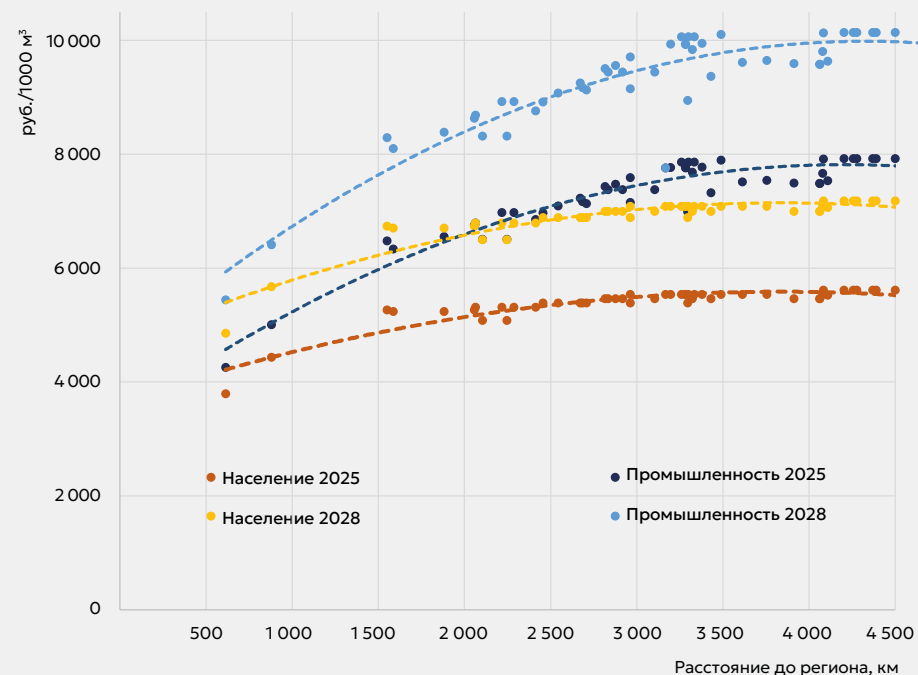


Источник: расчеты автора по открытым данным

В качестве метода решения данной проблемы можно предложить зафиксировать на какое-то время территориальную дифференциацию оптовых цен на газ в абсолютных величинах и повышать общий

уровень цен с тем, чтобы обеспечить требуемый рост общей тарифной выручки. Разумеется, это потребует расчетов с учетом прогнозируемого объема потребления газа по регионам.

Рисунок 3
Оптовые цены для населения и промышленности



Источник: расчеты автора по открытым данным

В дальнейшем можно было бы индексировать величину региональной дифференциации по инфляции, а общий уровень цен — по принципу «инфляция плюс». При возврате к росту цен не выше инфляции можно будет вернуться к обычной индексации цен в регионах.

Но наиболее обоснованным кажется подход, который отражает в дифференциации региональных цен расходы на транспортировку газа с учетом особенностей географически протяженных инфраструктур. Однако с тарифами на транспортировку газа существуют свои проблемы.

Тарифы на транспортировку по магистральным газопроводам и их соотношение с региональными ценами на газ

В настоящее время около 40% поставляемого потребителям по ЕСГ газа не подлежат ценовому регулированию. Это газ не только независимых (от «Газпрома») производителей, но и нефтяных компаний, в том

числе ПАО «Газпром нефть», а также доли газа, получаемые «Газпромом» от участия в совместных предприятиях с независимыми производителями и так далее. Хотя этот газ поставляется по нерегулируемым ценам, при наличии значительного объема регулируемого газа ценообразование на нерегулируемый происходит относительно цены регулируемого газа. Поэтому соотношение регулируемых цен на газ в регионах и стоимости транспортировки до них определяет экономическую эффективность поставок газа в регионы для весьма значительной доли поставляемого газа.

Как уже отмечалось выше, к 2022 году возникла достаточно уникальная ситуация для действующей системы регулирования цен и тарифов на транспортировку по магистральным газопроводам. Вследствие зафиксированной с 2015 года величины и распределения стоимостей транспортировки в регионы и продолжавшейся индексации региональных цен с их региональной дифференциацией экономическая эффективность поставок нерегулируемого газа (разность между ценой реализации газа

и стоимостью его транспортировки до региона, нетбэк) стала практически одинаковой для всех основных центров газопотребления (рис. 1).

ВСЛЕДСТВИЕ ЗАФИКСИРОВАННОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПРОДОЛЖАВШЕЙСЯ ИНДЕКСАЦИИ ЦЕН С ИХ РЕГИОНАЛЬНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОСТАВОК НЕРЕГУЛИРУЕМОГО ГАЗА СРАВНЯЛАСЬ К 2022 ГОДУ ДЛЯ ОСНОВНЫХ ЦЕНТРОВ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Поскольку заморозка тарифов на транспортировку продолжается, а цены индексируются, начинает складываться парадоксальная ситуация, при которой поставлять газ в «дальние» регионы становится экономически эффективнее, чем в «ближние». Так, уже с 1 июля 2025 года поставки газа в Москву и даже в Ставрополь и Краснодар стали несколько более экономически эффективными (+250–300 руб./м³), чем в Пермь и Екатеринбург. В случае продолжения заморозки тарифов и индексации цен на газ в соответствии с темпами, предусмотренными прогнозом социально-экономического развития РФ (инфляция плюс 3%), в 2028 году зависимость экономической эффективности от расстояния транспортировки окончательно перевернется: чем дальше расположен регион от основных мест добычи, тем более экономически эффективной станет поставка. Следует отметить, что к тому времени регулируемая стоимость транспортировки будет составлять лишь немногим более 20%.

Поскольку тарифы на магистральный транспорт газа не пересматриваются уже 10 лет, «Газпром» регулярно заявляет о том, что действующие тарифы не покрывают себестоимость транспортировки и необходимо пересматривать тарифы в сторону значительного увеличения. С другой стороны, независимые производители газа утверждают, что установленные

в 2015 году тарифы были завышены, и приводят свои аргументы. Пока ситуация с тарифами остается без изменений, но рано или поздно пересмотр произойдет. Поэтому следует заранее оценить возможные последствия.

В январе 2025 года на заседании Экспертного совета при Комитете Госдумы РФ по энергетике представитель «Газпрома» публично озвучил требуемую величину тарифа на транспортировку газа по магистральным газопроводам. По расчетам компании, средний по ЕСГ тариф на транспортировку должен увеличиться с нынешних 65 руб. за тысячу м³ на 100 км до 109 руб. для того, чтобы покрыть только себестоимость транспортировки, и до примерно 170 руб. для обеспечения финансирования новых проектов.

На рисунке 4 показаны потенциальные изменения экономической эффективности поставки газа в регионы в случае, если бы новые тарифы, предлагаемые «Газпромом», были бы приняты в 2025 году. При тарифах, обеспечивающих только себестоимость, происходит возврат к относительно равноудаленной поставке в основные регионы газопотребления, а при тарифе, учитывающем новые проекты, ситуация возвращается к «нормальной» с падением экономической эффективности поставок в дальние регионы и наиболее эффективной при поставке на ближайшие рынки.

Понятно, что одномоментное повышение тарифов на транспортировку в 2–3 раза представляется маловероятным. Однако этот пример демонстрирует, что при системе раздельного регулирования цен и тарифов на транспортировку решения по ценам и тарифам необходимо принимать согласованно, чтобы не происходило перераспределения экономической эффективности поставок в регионы. Но по действующей тарифной методике «выравнивание» экономической эффективности поставки газа в регионы после индексации цен возможно лишь при одновременном повышении среднего уровня

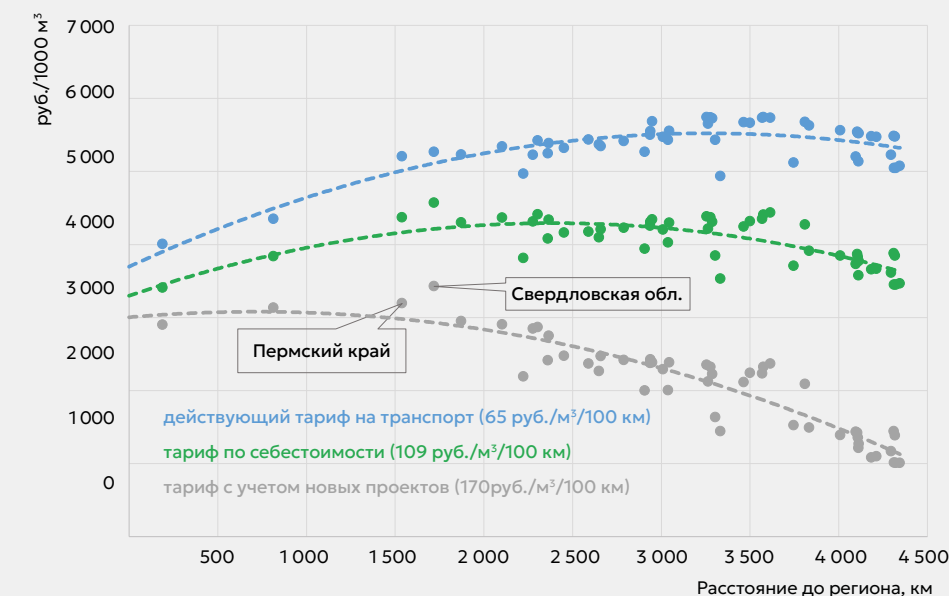


тарифов на транспортировку, против чего категорически возражают независимые производители.

Возможный вариант решения этих противоречий был предложен во внесенном ФАС России в 2023 году проекте новой методики расчета тарифов на транспортировку газа по магистральным трубопроводам. В числе прочего проект методики содержал механизм выравнивания экономической эффективности поставок газа во все регионы при изменении цен в регионах независимо от величины среднего уровня тарифов. Применение данной методики с использованием действующего

среднего уровня тарифа не оказало бы существенного влияния на экономику поставки газа независимыми производителями в целом и на поставки в отдельные регионы, тем более учитывая незначительную величину затрат на транспортировку относительно регулируемых цен (сейчас менее 25%). Дальнейшее изменение среднего уровня тарифов для доведения их до согласованного всеми участниками рынка экономически обоснованного уровня с применением новой методики не сопровождалось бы изменением равной доходности поставок во все регионы.

Рисунок 4
Регулируемая цена газа в регионе минус стоимость транспортировки газа до региона



Источник: расчеты автора по открытым данным



Увеличивающаяся разница экономической эффективности поставок между «ближними» и «дальними» регионами может препятствовать развитию коммерческой балансировки невыборки газа по внебиржевым договорам через биржевые торги.

Обсуждаемый в настоящее время механизм коммерческой балансировки предполагает, что невыбранный потребителем газ, приобретенный по регулируемой цене в регионе, «возвращается» на балансовый пункт, расположенный вблизи мест добычи. То есть его цена для продавца невыборки становится равной разности между ценой приобретения по регулируемой цене в регионе и стоимостью транспортировки от балансового пункта до региона (нетбэк на балансовом пункте). Продажа невыбранного газа на балансовом пункте по цене выше нетбэка на балансовом пункте принесет прибыль продавцу невыборки. С другой стороны, покупателю невыборки может оказаться выгоднее купить невыборку, чем покупать газ по регулируемой цене в регионе. В том случае, если сделка совершается по цене в промежутке между величиной нетбэков продавца и покупателя на балансовом пункте, она выгодна обеим сторонам сделки (см. «Пример курьезный, но вполне реальный»).

В качестве одной из мер противодействия подобным операциям предлагается разбить регионы на коммерческие балансировочные

ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РЫНКА В ЗОНЕ ЕСГ НЕОБХОДИМО ОБЕСПЕЧИВАТЬ БАЛАНС МЕЖДУ УРОВНЯМИ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕН ГАЗА И ТАРИФАМИ НА ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКУ

группы, по близости величин нетбэков от регионов на балансовом пункте. Коммерческая балансировка должна быть разрешена внутри таких групп, а для сделок между группами предусмотреть переходные тарифы в размере разницы средних нетбэков в группах. Однако такой подход потребует не только изменения правил биржевой торговли, но и существенных изменений многих нормативных актов, регулирующих поставку и реализацию газа (например, кто и на основании чего будет взимать межгрупповые тарифы).

Лучшим решением этой проблемы был бы возврат к ситуации 2022 года, когда нетбэки регионов были практически одинаковыми и арбитраж между регионами был бы невозможен. Но при продолжающемся росте цен и действующей методике установления тарифов на транспортировку этот «возврат», а тем более поддержание одинаковых нетбэков для всех регионов, потребует существенного одномоментного роста тарифов (рис. 3)

Пример курьезный, но вполне реальный

Представим ситуацию, что в 2028 году продавцом невыборки является потребитель из Перми (нетбэк 7000 руб./м³), а покупателем – потребитель из Краснодара (нетбэк 7600 руб./м³).

Потребитель из Перми купит у «Газпрома» по регулируемой цене «дешевый» (8100 руб./м³) газ, не выберет его и продаст его с прибылью в 300 руб./м³ на балансовом пункте за 7300 руб./м³ потребителю из Краснодара, который купит его с дисконтом в 300 руб./м³ к «дорогой» регулируемой цене в Краснодаре (10 138 руб./м³), отказавшись (без штрафных санкций в пределах разрешенного лимита) от поставляемого «Газпромом» «дорогого» газа.

Выгоду получили обе стороны сделки, но проиграл при этом «Газпром», который продал газ по низкой цене (8100 руб./м³) и не продал тот же объем газа по высокой цене (10 138 руб./м³), получив убыток размере 2138 руб./м³.

и дальнейшего регулярного пересмотра в соответствии с пересмотром и ростом цен.

Возможность устанавливать тарифы так, чтобы обеспечивать равную доходность для всех регионов независимо от среднего уровня тарифов, была предусмотрена во внесенном в 2023 году ФАС России проекте методики «вход-выход».

Для поддержания устойчивости рынка газа в зоне ЕСГ необходимо обеспечивать баланс между уровнями дифференциации региональных цен газа и тарифами на его транспортировку. Отсутствие такого баланса особо негативно проявляется в период высокого темпа индексации цен

Соотношение регулируемых оптовых цен для промышленности и населения

Длительное время регуляторы поддерживали в ряде регионов процентное соотношение оптовых цен для промышленности и населения на постоянном, некогда сложившемся уровне (рис. 4). Однако в других регионах, чаще всего в наиболее удаленных от мест добычи газа, это соотношение менялось в пользу населения.

Увеличение различия на 10% произошло в декабре 2023 года, когда

из внепланового повышения цен вместе с электро- и теплогенерацией были исключены поставки газа населению. В дальнейшем цены для электро- и теплогенерации были доведены для общего уровня промышленности, а оптовые цены на газ для последующей поставки населению сохранили увеличенный разрыв с ценами для промышленности.

В настоящее время в большинстве регионов РФ регулируемая цена для промышленности больше регулируемой оптовой цены для населения примерно на 40%.

Поскольку в предстоящем периоде предполагается одинаковая индексация цен для промышленности и поставок газа населению, соотношение цен также сохранится, а абсолютное различие цен в рублях будет ускоренно возрастать. Соответственно, будет возрастать размер перекрестного субсидирования населения промышленностью.

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ НАСЕЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬЮ В ТЕКУЩИХ УСЛОВИЯХ БУДЕТ ВОЗРАСТАТЬ

Сокращение различия оптовых цен для промышленности и населения практически невозможно из-за крайне негативных последствий: еще более ускоренного роста цен для населения и региональной дифференциации цен.

Очевидным социально приемлемым вариантом является дифференциация розничных цен для населения в зависимости от объемов потребления газа (аналогично тому, как это уже было сделано в электроэнергетике РФ).

Плата за снабженческо-сбытовые услуги

Изначально, после принятия ПП1021 в 2000 году, регулировалась плата за снабженческо-сбытовые услуги (ПССУ) газораспределительных организаций, поскольку именно ГРО занимались реализацией газа ко-

нечным потребителям, выступая одновременно оптовыми покупателями газа у добывающих компаний. Подобная структура рынка является традиционной при поставке газа потребителям по газопроводам: оптовый рынок функционирует на уровне магистральных газопроводов или регазификационных терминалов, и на нем присутствуют в основном профессиональные газовые компании, а розничный рынок — это рынок реализации конечным потребителям.

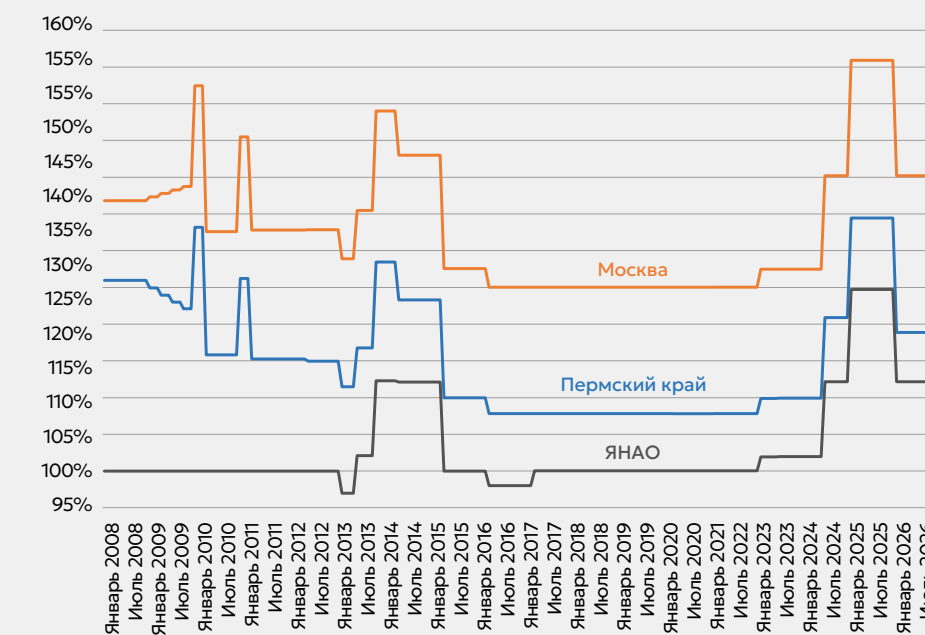
Но в 2002 году понятие платы за снабженческо-сбытовые услуги в ПП1021 было изменено: «регулируемая плата за снабженческо-сбытовые услуги» — это утвержденная в установленном порядке плата за услуги, оказываемые потребителям газа его поставщиками (газоснабжающими организациями), взимаемая сверх регулируемой оптовой цены на газ. Взимается эта плата только при поставках «регулируемого» газа (добываемого «Газпромом» и его аффилированными лицами, а также собственниками региональных систем газоснабжения). Поскольку ПССУ взимается с потребителей



газа, то фактически она является регулируемой розничной надбавкой к регулируемой оптовой цене, что само по себе уникально в практике ценового регулирования.

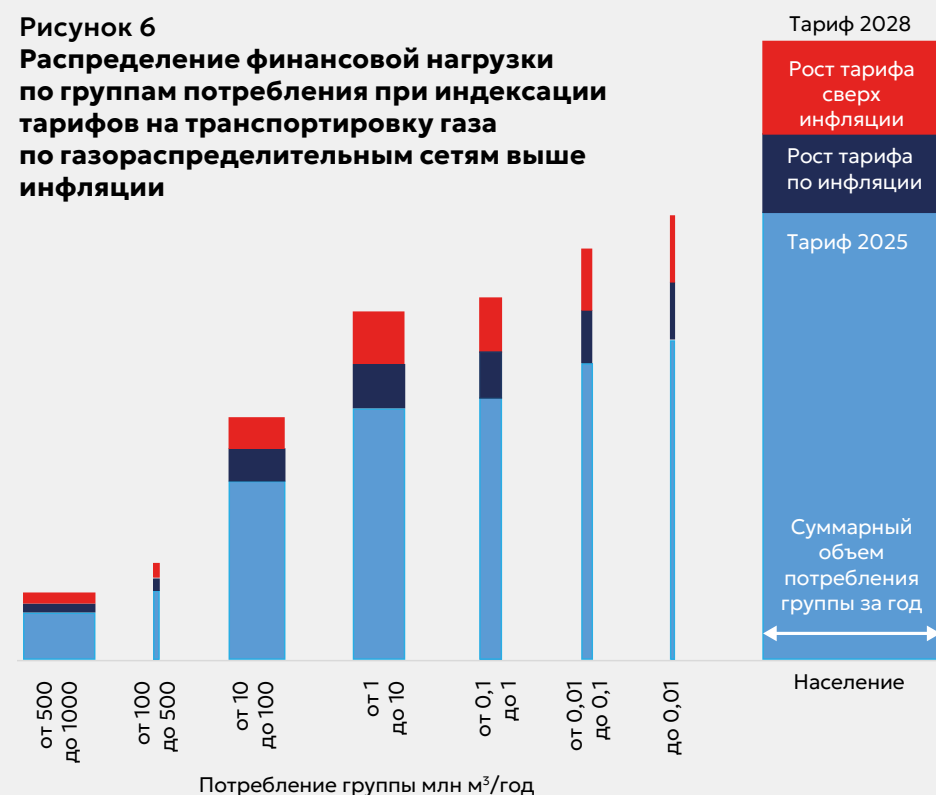
Инициатором введения ПССУ был «Газпром», и это позволило ему, как газоснабжающей компании, выйти непосредственно на потребителей газа, что сыграло большую роль в решении проблемы неплатежей за газ. Но одновременно введение ПССУ вывело из ГРО деятельность по реализации газа конечным потребителям

Рисунок 5
Соотношение регулируемых оптовых цен промышленности и населения



Источник: расчеты автора по открытым данным

Рисунок 6
Распределение финансовой нагрузки по группам потребления при индексации тарифов на транспортировку газа по газораспределительным сетям выше инфляции



Источник: расчеты автора по открытым данным

и существенно изменило структуру рынка газа в РФ, трансформировав ее из традиционного сочетания оптового («Газпром», независимые ГРО и некоторые крупные потребители) и розничного (ГРО и потребители) в единый розничный рынок (поставщики, региональные компании поставщиков и все потребители).

Регулятор выделил из регулируемой оптовой цены (куда входит покрытие расходов на добычу, подготовку и переработку, хранение и транспортировку) расходы на реализацию и стал регулировать их отдельно, соответственно увеличив свои собственные административные расходы на регуляторную деятельность. Можно предположить, что регуляторы согласились на введение ПССУ еще и потому, что тогда, в первой половине 2000-х, активно шла реформа электроэнергетики и сбытовая деятельность была законодательно выведена в электроэнергетическом секторе. Поскольку 69-ФЗ продекларировал переходный период в развитии

рынка газа, то, возможно, предполагалось, что после переходного периода на газовом рынке тоже произойдет разделение видов деятельности, и в частности деятельности по сбыту.

Подобная трансформация рынка газа имеет далеко идущие последствия. Так, широко обсуждаемый и уже нашедший отражение в 69-ФЗ принцип «бери или плати» в классическом варианте является инструментом оптового рынка (на который крупные конечные потребители могут выходить лишь по желанию, соблюдая все, довольно жесткие, требования этого рынка) и имеет довольно сложный механизм применения, ориентированный на профессиональных участников рынка (распространение принципа «бери или плати» не на 100% законтрактованного газа, возможность выбрать в следующем году хотя бы часть оплаченного, но не выбранного газа и так далее). Что же касается конечных потребителей, то для них могут применяться более простые механизмы (например, оплата зарезервиро-

В СЛОЖИВШЕЙСЯ СИТУАЦИИ ПССУ ОКАЗАЛАСЬ РЕГУЛИРУЕМОЙ РОЗНИЧНОЙ НАДБАВКОЙ К РЕГУЛИРУЕМОЙ ОПТОВОЙ ЦЕНЕ, ЧТО УНИКАЛЬНО В ПРАКТИКЕ ЦЕНОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

ванной мощности подводящей инфраструктуры).

Кроме того, поскольку при реализации газа на биржевых торгах ПССУ не взимается, то в отсутствие значимых внутригрупповых скидок на газ, реализуемый впоследствии на бирже, сбытовые компании «Газпрома» экономически не заинтересованы в его реализации на биржевых торгах.

В настоящее время «Газпром» в рамках оптимизации своих расходов и структуры решил в нескольких регионах произвести полное юридическое слияние региональных компаний по реализации газа «Газпрома» и контролируемых им ГРО. Таким образом, произойдет частичный «возврат» ситуации 2000 года: реализацией и транспортировкой газа будет заниматься объединенная региональная компания, и регулироваться для нее будут как тарифы на транспортировку газа по сетям газораспределения, так и надбавка за снабженческо-сбытовые услуги.

Регуляторам неизбежно придется отреагировать на подобные изменения.

Тарифы газораспределения

До 2028 года заложен рост тарифов на транспортировку газа по газораспределительным сетям на 5% выше прогнозируемой инфляции. Долгосрочное индексирование тарифов ГРО высокими темпами (что было бы вполне логично, поскольку мы считаем сектор ГРО самым недофинансированным в газовой отрас-

ли РФ по сравнению с добычей и магистральным транспортом газа) тоже может породить некоторые проблемы в тарифном регулировании.

Тарифы на транспортировку по газораспределительным сетям дифференцированы по группам потребителей в зависимости от объема их годового потребления. Промышленность разбита на 8 групп, и в отдельную группу выделено население. Самые низкие тарифы ГРО установлены для крупных промышленных потребителей газа, для населения установлены самые высокие тарифы.

Наиболее простым в администрировании было бы применение индексации к тарифам каждой группы потребителей. На рисунке 6 показаны результаты подобного увеличения тарифов к 2028 году для одной из крупных ГРО на юге европейской части РФ (где относительно высока доля населения в региональном потреблении газа). Толщины столбцов соответствуют объему газа, потребляемому каждой из групп потребителей в пределах данной ГРО.

Структура потребления газа различными группами потребителей может существенно различаться для различных ГРО. Как правило, на уровне тарифов ГРО промышленные потребители субсидируют население. Но ситуация для конкретного ГРО может зависеть от состава потребителей

и объема потребляемого ими газа, от доли потребления газа в многоквартирных домах (МКД) для тарифной группы «население» и так далее.

Кроме того, в силу активизации газификации с 2020 года сейчас почти повсеместно применяются специальные надбавки к тарифам на услуги ГРО, предназначенные для финансирования программ газификации (эти надбавки платят только промышленные потребители газа, и разрешенный предельный размер этих надбавок может достигать 50% от тарифа ГРО), что увеличивает перекрестное субсидирование промышленностью населения.

«Простое математическое» применение метода индексации к тарифам ГРО каждой группы в случае высоких темпов роста тарифов ГРО приведет к тому, что наибольшую нагрузку от подобной индексации будет нести население.

Требуются дополнительный анализ и выработка рекомендаций по способу применения метода индексации для тарифов ГРО.

В заключение

В данной статье рассмотрены только вопросы цен и тарифов в газовой отрасли. Тема возможного влияния долгосрочного процента увеличения территориально дифференцированных цен на газ на рынок электроэнергетики (прежде всего на РСВ — «рынок на сутки вперед» — в 1-й ценовой зоне, в ее северо-восточном секторе) заслуживает отдельного изучения.

В отношении рассмотренных в данной статье вопросов хотелось бы отметить следующее.

• Структурные проблемы при регулировании цен и тарифов не имеют «немедленного» действия (которое имеет установление значения цен и тарифов), но имеют свойство накапливать эффект и по своему влиянию на рынок газа и газовую отрасль не менее значимы, чем устанавливаемые значения цен и тарифов. Например, можно с пол-

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИНДЕКСАЦИИ К ТАРИФАМ ГРО КАЖДОЙ ГРУППЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СЛУЧАЕ ВЫСОКИХ ТЕМПОВ РОСТА ТАРИФОВ ГРО ПРИВЕДЕТ К ТОМУ, ЧТО НАИБОЛЬШУЮ НАГРУЗКУ БУДЕТ НЕСТИ НАСЕЛЕНИЕ

ной уверенностью утверждать, что в ближайшие годы придется решать проблему, создаваемую долгосрочным процентным увеличением территориально дифференцированных цен на газ и проблему тарифов на транспорт и их соотношением с ценами на газ.

• Структурные проблемы при регулировании цен и тарифов влияют на структуру рынка газа и могут ее существенно видоизменять.

• В России накоплен большой опыт ценового и тарифного регулирования, начиная с создания ФЭК в 1995 году (преобразованной в ФСТ в 2004 году). И ФАС занимается вопросами ценового и тарифного регулирования уже 10 лет. Как показывает опыт, регулятор может справляться с различными задачами ценового и тарифного регулирования.

• Но для того чтобы регулятор мог полноценно выполнять свои функции, всем участникам рынка газа и сопричастным ведомствам необходимо отказаться от упрощенного взгляда на ценовое и тарифное регулирование в газовой отрасли. Согласно такому популярному упрощению, «значимо только выполнение регулятором параметров социально-экономического развития РФ, все сверх того — самодеятельность регулятора». Как было показано выше, ценовое и тарифное регулирование — это более сложный процесс. В ходе реализации ценового и тарифного регулирования регулятор вынужден искать баланс в отношениях между участниками рынка газа, а это значит, что каждый из них должен учитывать интересы других участников и быть готовым принять компромиссное решение. ●





ТРУДНОСТИ НЕФТЕСЕРВИСА

как предтеча нарастающих проблем нефтегазодобычи в новых условиях и в свете поставленных задач



Евгений Колесник,

к.т.н., руководитель инновационных проектов ООО «Бурсервис», руководитель рабочих групп и член Экспертного совета Российского газового общества, участник Рабочей группы «Геологоразведка, строительство скважин, разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений» Научно-технического совета при Минэнерго РФ, член-корреспондент Российской инженерной академии

Когда речь заходит о нефтесервисе, надо учитывать ряд моментов.

Во-первых, само слово «нефтесервис» следует понимать достаточно широко — услуги и операции, подразумевающиеся под этой деятельностью, относятся к добыче не только нефти, но и газа.

Во-вторых, невозможно провести четкие границы сегмента нефтесервиса в нефтегазовой отрасли. Одни и те же операции можно отнести как к капитальному строительству, так и к услугам, оказываемым в процессе разработки месторождения. Выполняться эти операции могут как привлекаемым со стороны подрядчиком, так и собственными силами недропользователя, что также затрудняет определение физического объема собственно рынка «нефтесервиса». Все это приводит к существенным расхождениям у различных авторов оценок состояния нефтесервисного рынка.

В-третьих, надо понимать, что рынок нефтесервисных услуг целиком и полностью зависит от потребностей недропользователей, которые, в свою очередь, обусловлены и реальным состоянием международного рынка нефти и газа (объемы, цены, геополитика, санкции), и фискальной политикой государства.

Можно сказать, что состояние рынка нефтесервиса — это лакмусовая бумажка самочувствия всей нефтегазовой отрасли, в которой ошибки регулирования и незалеченные проблемы, тревожащие сегодня нефтесервисников, проявятся спустя какое-то время, когда очевидными для всех станут проблемы добычи и добывающих компаний.

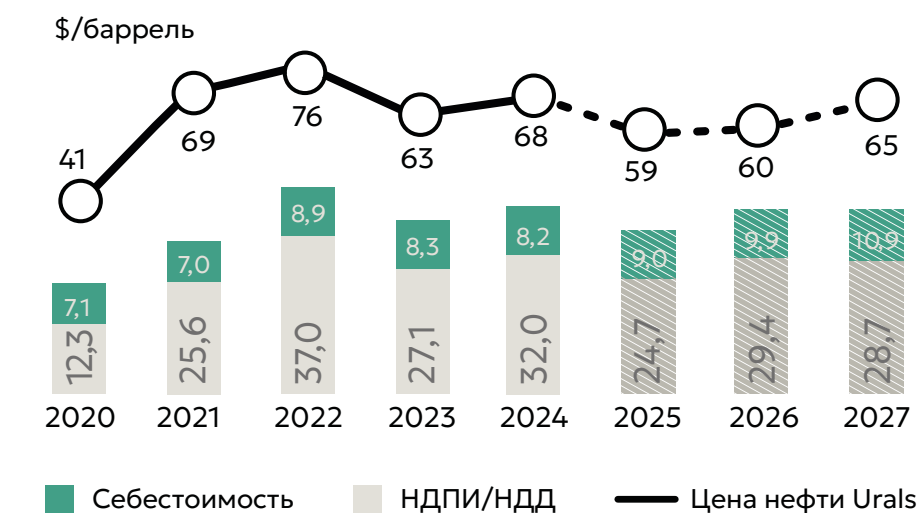
Исходя именно из этих посылок, я хотел бы проанализировать некоторые аспекты и показатели деятельности нефтесервисного рынка РФ, рассчитанные аналитическими и консалтинговыми агентствами на основе данных ЦДУ ТЭК, Минэнерго, Минфина, Росстата.

Недоинвестирование и недооснащенность

Перед российской нефтегазовой отраслью утвержденной Энергостратегией-2050, определена ключевая задача — в среднесрочном периоде необходимо наращивать объемы добычи нефти и газа относительно текущих уровней. Следовательно, необходимо увеличивать объемы геологоразведки, откры-

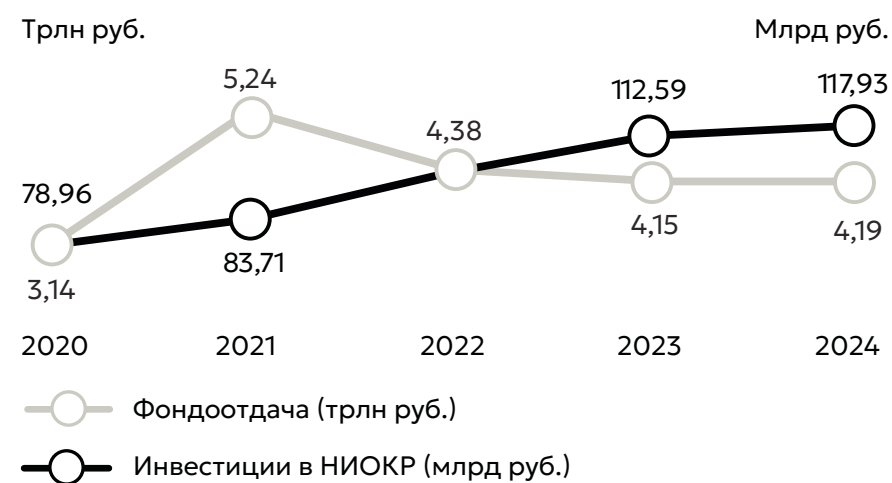
вать и разбуривать новые месторождения. Однако в последние годы (на горизонте 10–15 лет) на отрасль чрезвычайно выросла финансовая нагрузка — на фоне износа основных фондов и роста затрат на современные технологии бурения и добычи, вызванного ухудшением структуры запасов. Кроме того, деньги стали дорогими; в связи с беспрецедентным санкционным давлением появились сложности с операционным финансированием, логистикой, сбытом, ценой продаж (ниже рынка), означающие недополученные доходы и дополнительные затраты. Преимуществом российских углеводородов всегда была относительно невысокая себестоимость добычи, но сегодня она совсем ненамного ниже уровня цен на них (рис. 1).

Рисунок 1
Структура себестоимости добычи нефти в России



Источник: данные компаний, Минфин РФ, расчеты KasCons

Рисунок 2
Динамика фондоотдачи и инвестиций в НИОКР в нефтяной отрасли России



Источник: Росстат, расчеты KasCons

В такой ситуации вкладываться в бурение и ГРП добывающим компаниям очень сложно, экономика не позволяет им наращивать объемы. В результате в нефтесервисном сегменте целые предприятия остаются без объемов работ, просто останавливают свою деятельность.

При этом годами в недоинвестированной отрасли стареют основные фонды. На многих предприятиях требуются широкомасштабное технологическое переоснащение, обновление техники и оборудова-

ния, чего в текущих экономических условиях не происходит в должных объемах (рис. 2). И эта ситуация сегодня — общеотраслевая, как в сегменте сервиса, так и у самих нефтепользователей.

Ухудшение технического оснащения связано, с одной стороны, с уходом с российского рынка крупнейших западных сервисных мейджоров. С другой стороны — с накопившимися внутренними проблемами недоинвестированности отрасли, высокой фискальной

нагрузки (до 90% и более), отсутствием в течение долгого времени на российском рынке необходимости и возможностей для развития отечественных инновационных технологий и в то же время резко возросшими ценами на зарубежные технологии и оборудование.

Безусловно, сейчас государство активно создает условия для реального импортозамещения и развития науки и инноваций в нефтегазовой отрасли, разработана целая экосистема механизмов финансирования инноваций и НИОКР, и многие крупные отраслевые игроки успешно начали развивать и внедрять в производство собственные разработки, масштабно локализовывать импортное «наследие» от зарубежных компаний. Так, компания «Бурсервис» (бывший российский Halliburton), с 2022 года практически полностью «отключившись» от головной компании, активно занимается импортозамещением, разрабатывает и совершенствует уже собственное оборудование и программное обеспечение, дорабатывая и развивая технологические новации, которые остались от «головной» структуры. Но надо понимать, что сегодня это один из ключевых системообразующих игроков нефтесервисного рынка, с серьезными финансовыми ресурсами, со значительной долей рынка. Соответственно, у него гораздо больше возможностей, чем у большинства других отечественных сервисников. Вместе с рядом крупнейших нефтесервисных компаний, которые имеют возможности для развития инновационных и импортозамещающих технологий, он пока является больше исключением из общей картины российского нефтесервиса, чем правилом.

Остальные компании переживают очень тяжелые времена. У большинства из них просто недостаточно ресурсов, чтобы заниматься развитием бизнеса, особенно в ситуации, когда заказчики резко ограничивают объемы бурения и других работ, а сроки оплат существенно увеличиваются (до 120–150 суток). В результате в целом ухудшается материально-техническая база неф-



ЛУКОЙЛ

ОБОРУДОВАНИЕ СЕРВИСНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ БЫСТРО УСТАРЕВАЕТ, НО РАЗРАБОТКОЙ НОВОГО МОГУТ ЗАНИМАТЬСЯ ОЧЕНЬ НЕМНОГИЕ

тесервисной отрасли, многие мелкие и средние компании, особенно те, которые несут высокую кредитную нагрузку, вынуждены банкротиться или перепродаваться более крупным игрокам.

Несмотря на очевидные успехи в части импортозамещения, в ключевых направлениях есть еще много нерешенных задач, особенно на шельфе и в сегменте ГРП. Флоты ГРП и офшорные буровые работают до сих пор в основном на зарубежном оборудовании, хотя и здесь уже появляются успешные, но пока, к сожалению, несистемные примеры реального импортозамещения. Так, уже создан полностью отечественный флот ГРП силами МИТ в партнерстве с «Газпром нефтью», однако есть еще ряд технических нюансов, а также открытым остается вопрос широкомасштабного тиражирования производства.

В основном сегодня, если устаревает или не получает запчастей западное (европейское/американское) оборудование, эту нишу заполняет китайское (преимущественно реплики) либо «серый» импорт.

щим: до 40% приходилось на крупных международных мейджоров, около 30% было представлено внутренним нефтесервисом нефтепользователей, то есть собственными подразделениями и аффилированными предприятиями, и еще до 30% приходилось на независимый отечественный сектор.

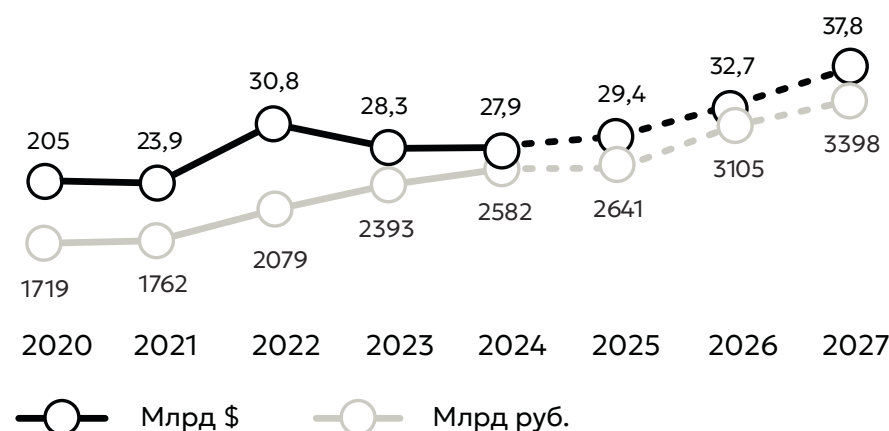
После ухода западного «крупняка» китайские компании заняли определенную дополнительную нишу взамен ушедших, но по большей части в сегменте поставки материалов и оборудования. В части оказания нефтесервисных услуг существенно увеличили свою долю российские компании. Аналитики KasCons приводят сводные данные компаний и ЦДУ ТЭК, согласно которым международное участие сегодня составляет лишь 7%. С одной стороны — вроде как серьезный рост отечественных технологий и услуг, но по факту — зачастую технологии, а особенно материалы и оборудование, остаются зарубежными. На мой взгляд, сравнивать эти цифры — 40% и 7% — не совсем корректно. Во многом это вопрос методологии оценки, в том числе предыдущего периода: например, куда отнести зарегистрированные в России предприятия, которые контролировались зарубежными головными компаниями, как учитывать импортные материалы и оборудование, которые

Структура рынка сегодня меняется, но во главе угла — экономическая конъюнктура

В период до 2020 года распределение игроков на рынке нефтесервисных услуг было примерно следую-

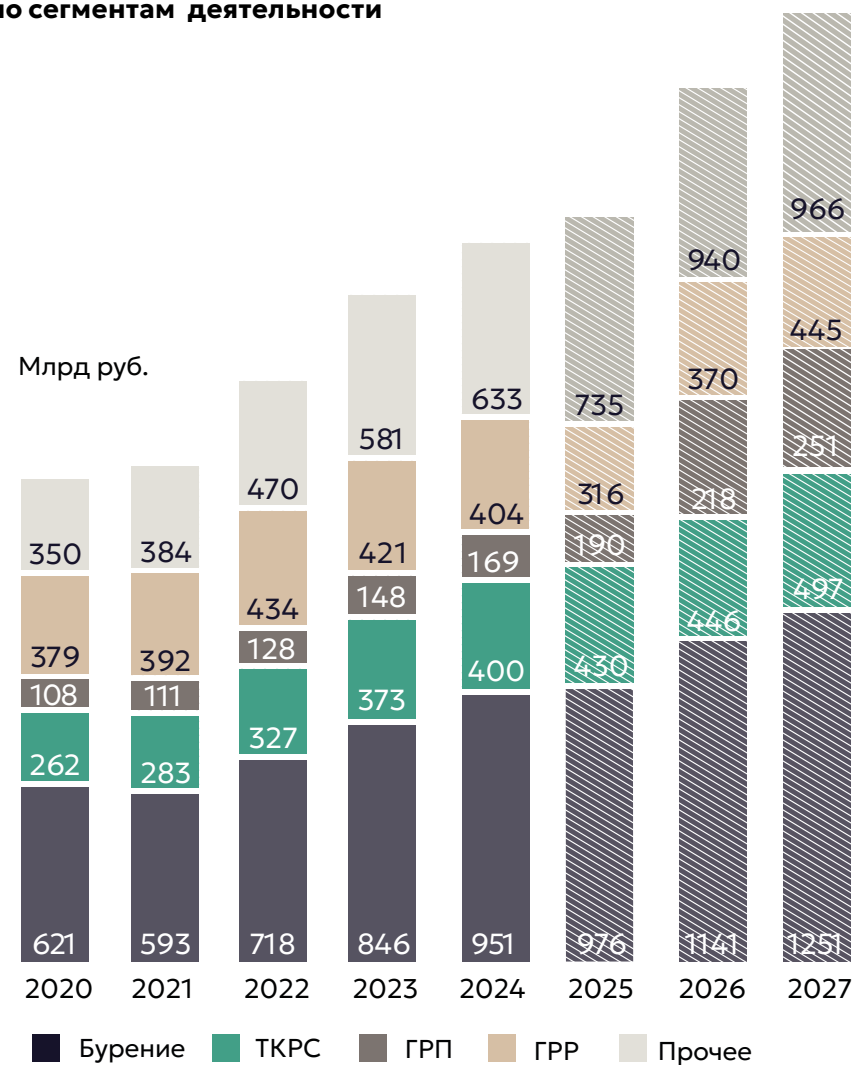


Рисунок 3
Динамика объема рынка нефтесервиса России

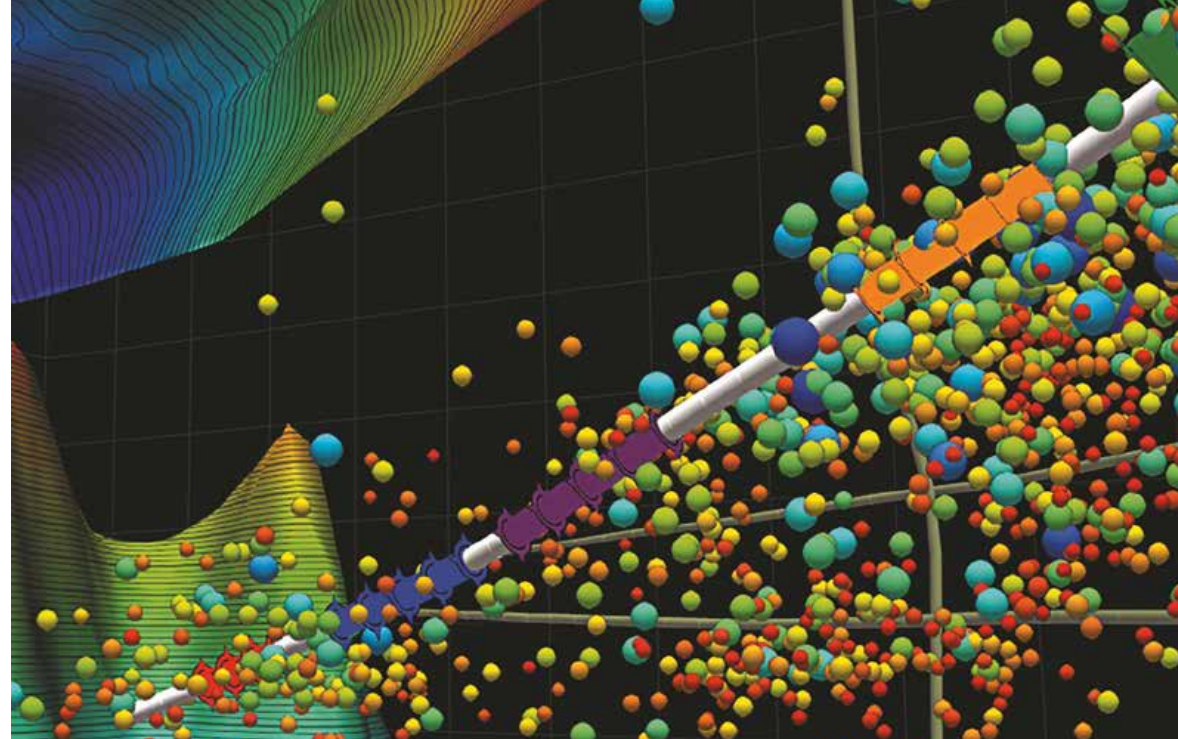


Источник: данные компаний, ЦДУ ТЭК, расчеты KasCons

Рисунок 4
Структура нефтесервисного рынка России по сегментам деятельности



Источник: данные компаний, ЦДУ ТЭК, расчеты KasCons



НА НЕФТЕСЕРВИСНОМ РЫНКЕ ИДЕТ ПРОЦЕСС КОНСОЛИДАЦИИ АКТИВОВ НА ФОНЕ УДОРОЖАНИЯ КРЕДИТОВАНИЯ

широко применяют отечественные компании, в каких параметрах вести учет (физических объемах, деньгах) и т. д.

Гораздо больший интерес вызывают изменения в общей структуре рынка нефтесервиса — наблюдается новый всплеск слияний и поглощений на фоне текущих финансовых проблем, банкротств и поисков путей выживания для небольших предприятий, особенно с уникальными и узкими компетенциями, с ограниченным рынком услуг. Перераспределение активов и банкротства в отечественном нефтесервисе наблюдаются с осени прошлого года, когда ЦБ РФ резко поднял ключевую ставку.

Нефтесервисная деятельность — это всегда заемное финансирование, это всегда работа в кредит. По большому счету сервисники «кредитуют» недропользователя, потому что они за свои деньги должны поставить оборудование, смонтировать, начать работы... И только через месяц-два-три, а сейчас через 120, а то и 180 суток, сервисная компания получит оплату. Как правило, сервисные

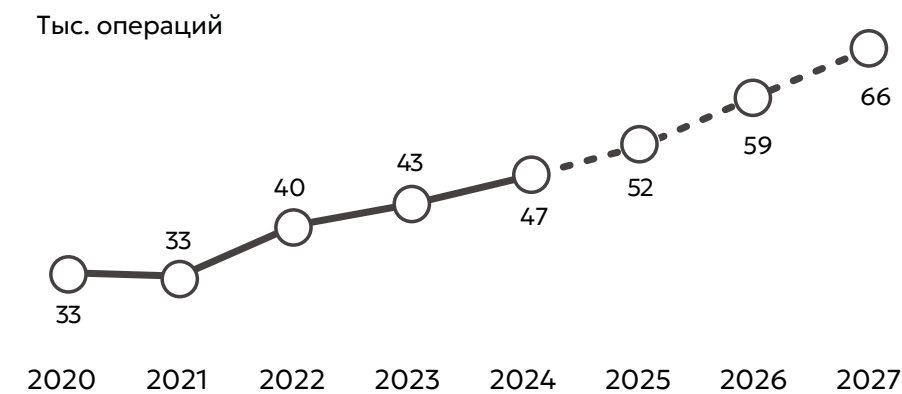
компании живут на коротких кредитах, зачастую под залог своего оборудования. Эта и без того тяжелая для небольших игроков схема бизнеса практически развалилась, как только поднялись ставки кредитования и выросли сроки оплаты со стороны заказчиков, увеличилось количество банкротств. В лучшем случае компанию, потерявшую финансовую рентабельность из-за отсутствия дополнительных финансовых резервов, выкупит банк и перепродаст недропользователю либо более крупному игроку.

Таким образом, на рынке сейчас идет активный процесс консолидации, а также в целом уменьшения числа игроков, особенно мелких и средних.

По сегментам: бурение — наибольшие объемы, ГРП — быстрый рост

Рост рынка нефтесервисных услуг в денежном выражении (в рублях) растет ввиду не только потребностей недропользователей и роста добычи, но и под влиянием инфляции (рис. 3, 4). Аналитики ожидают в среднесрочном периоде замедления роста рынка в условиях неблагоприятной экономической конъюнктуры до размеров инфляции, что фактически означает нулевой рост.

Рисунок 5
Динамика сегмента ГРП в российском нефтесервисе



Источник: данные компаний, расчеты KasCons

Тем не менее потребности недропользователей в нефтесервисных услугах все время возрастают вне зависимости от роста или стагнации объемов добычи — этому в значительной мере способствуют усложнение структуры запасов и растущие технологические вызовы. Это общемировая тенденция. И наиболее показательным примером здесь являются опережающие темпы роста в сегменте гидроразрыва пласта. Среднегодовой прирост в ГРП в российском нефтесервисе за последние 5 лет был выше, чем в других сегментах, и составлял до 12% в год (CAGR), причем аналитики прогнозируют на ближайшие годы увеличение

темпа роста до 14% в год (рис. 5). Основная доля новых скважин сегодня — это скважины с горизонтальным окончанием и системами заканчивания для многостадийного ГРП.

Согласно аналитическим данным, самым крупным сегментом нефтесервиса по объему услуг (в рублях) традиционно является буровой — примерно 37–40%. За ним следует сегмент текущих и капитальных ремонтов скважин. Не столь важно, когда именно гидроразрыв по объемам «обгонит» скважинные ремонты, но тенденция налицо — все последние годы их объемы сближаются. Безусловно, это связано с высокотехнологичными методами добычи

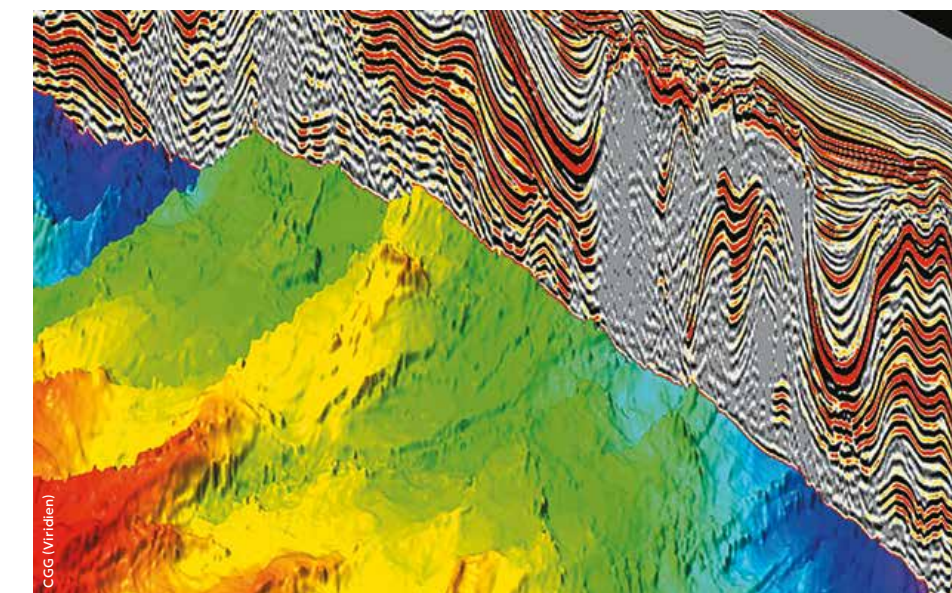
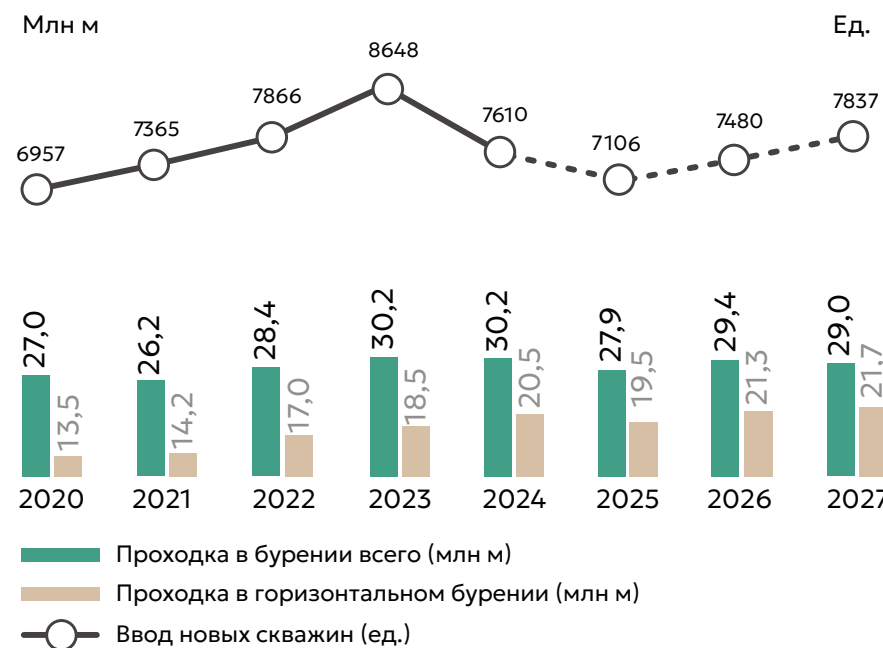
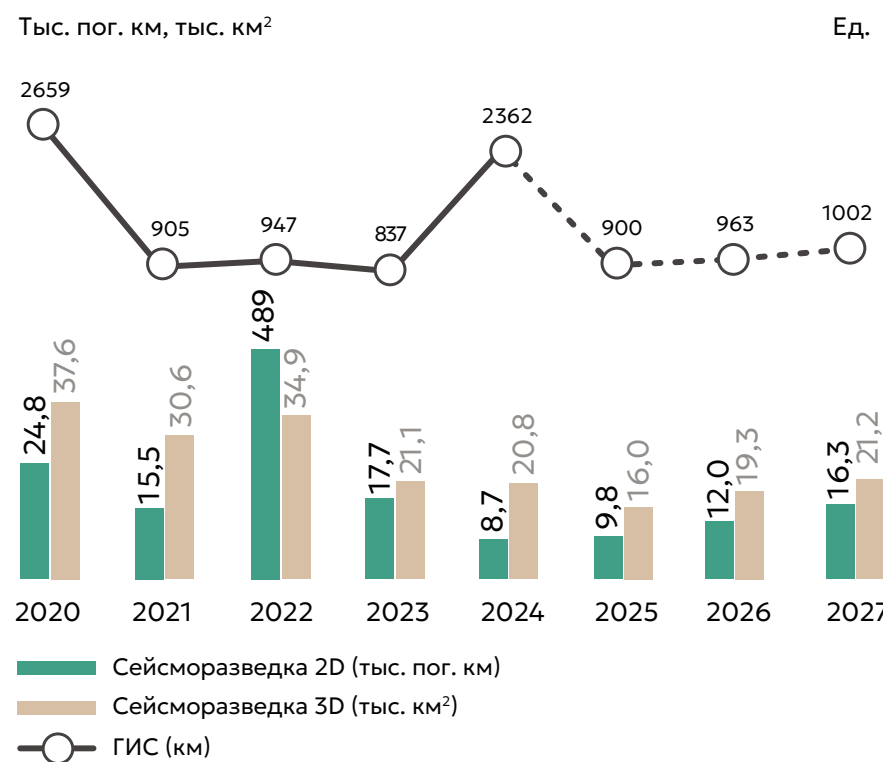


Рисунок 6
Динамика сегмента бурения в российском нефтесервисе



Источник: данные компаний, ЦДУ ТЭК, расчеты KasCons

Рисунок 7
Динамика сегмента ГРП в российском нефтесервисе



Источник: данные компаний, ЦДУ ТЭК, расчеты KasCons

В СЛОЖНЫЕ ПЕРИОДЫ ПАДЕНИЕ СПРОСА НА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ РАБОТЫ, КАК ПРАВИЛО, МЕНЬШЕ, ДАЖЕ НЕСМОТРИ НА ИХ ДОРОГОВИЗНУ

чи и усложнением разрабатываемых запасов углеводородов. Если на заре 2000-х только некоторые компании начали активно «рвать пласты» в целях резкого наращивания добычи, то теперь ГРП стал обусловленной необходимостью в силу ухудшающихся геологических условий разработки залежей. В настоящее время около 60–70% новых скважин проектируется с многостадийным гидроразрывом пласта. Однако тем острее стоит вопрос с оснащенностью в этом сегменте.

Рост в других сегментах нефтесервиса за последние 5 лет гораздо скромнее. В бурении он составлял в среднем 3% в год и, по прогнозам, в ближайшие два-три года может замедлиться и даже стать отрицательным (рис. 6). В бурении интересна аналогичная тенденция, связанная с повышенными потребностями в высокотехнологичных операциях: на фоне общей почти стагнации рост горизонтального бурения был равен 11% в год в среднем. Причем доля горизонтального бурения все время возрастает.

Операции ТКРС с 2020 года снижались примерно на 3% в год, что объясняется не только плохой конъюнктурой, но и повышением эффективности строительства и эксплуатации скважин, а также повышением межремонтного периода эксплуатации подземного оборудования.

Отдельная картина в сегменте геологоразведочных работ. И здесь, к сожалению, многое зависит от экономической ситуации и устойчивого развития нефтегазодобывающих компаний. С 2020 года сокращались объемы и сейсморазведки, и геофизических исследований скважин (рис. 7). Характерно наиболее сильное падение



спроса на устаревающую сейсмику 2D, менее информативную и связанную в основном с поисковыми задачами. Сейсмика 3D более дорогая, но и более эффективная, поэтому ее объемы снижаются меньшими темпами. Аналитики предсказывают некоторое повышение спроса на все виды работ в сегменте ГРП, но, к сожалению, незначительное. При текущих ценах на нефть объемы ГРП для недропользователей становятся низкорентабельными и высокорисковыми, рост объемов ГРП может быть обеспечен только за счет государственного финансирования (то есть Росгеологии).

Некоторые экспортные перспективы

Несмотря на откровенные «белые пятна» на общей технологической



карте отечественного нефтесервиса, российским сервисным компаниям было и есть что предложить на зарубежных рынках, например в том, что касается бурения, скважинных и ряда других работ. И те, у кого хватает на это ресурсов и оборотов, стараются заработать в том числе за рубежом. Так было и прежде, но сейчас рынок несколько изменился.

Здесь следует учитывать, и это не сугубо российская, а общемировая практика, что компаниям всегда нужна поддержка со стороны своего государства в тех странах, где они борются за контракты. И в первую очередь необходимо сотрудничество с этими странами в сфере стандартизации. Сейчас наши структуры активно работают по линии стандартизации, чтобы отечественный нефтесервис мог действовать на китайском, ин-

дийском, ближневосточном, североафриканском рынках, в странах БРИКС. Латинская Америка для нас логистически сложная, да и геополитическая обстановка там резко обострилась. Зато очень хорошие перспективы для развития российского сервиса имеются во Вьетнаме (уже реализован успешный проект российской компанией), Индии (ряд российских компаний работают на проектах при поддержке на уровне правительства), Индонезии (создана совместная межправительственная комиссия), странах СНГ (Узбекистане, Казахстане, Туркменистане), ряде стран Ближнего Востока.

Однако, как уже отмечалось выше, «вытянуть» такие контракты в текущих условиях рынка может только финансово устойчивая компания при поддержке государства либо с участием крупных российских ВИНК.

Ключ к успеху: разумные налоги и разработка ТРИЗ

Из всего вышесказанного напрашивается главный вывод. Для нефтегазовой отрасли, долгие годы выполняющей роль локомотива и основного источника пополнения доходов бюджета, в нынешних непростых для отрасли условиях и при высоком санкционном давлении просто необходимо грамотно регулировать фискальную нагрузку, чтобы отрасль могла продолжать развиваться и обеспечивать в среднесрочной и долгосрочной перспективе отдачу в интересах всей экономики.

Это не должно быть льготирование. Это должна быть разумная фискальная политика, которая сможет сместить акцент на разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов в пределах действующей инфраструктуры. В свою очередь это позволит, во-первых, максимально быстро нарастить объемы добычи в целом по РФ, во-вторых — сохранить рабочие места и загрузить имеющуюся инфра-



структуру уже действующих традиционных нефтегазовых регионов, а в-третьих — обеспечить недропользователям устойчивое финансирование объемов работ по бурению и увеличению нефтеотдачи.

От того, насколько устойчивым будет инвестирование со стороны недропользователей, зависит многое — и добытые баррели и кубометры, и работа машиностроителей, сервисников, разработчиков, и сохраненные трудовые коллективы со специфическими и уникальными компетенциями. А в конечном счете — госбюджет.

Такая фискальная политика должна позволить недропользователям разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, которые пока нерентабельны, хотя и расположены в пределах действующих лицензионных участков, но более глубоко залегающие, с ухудшенными свойствами по продуктивности, высоко-

вязкие, либо расположенные в низкопроницаемых коллекторах.

Грамотная фискальная политика сможет обеспечить быстрый и эффективный прирост добычи в соответствии со Стратегией-2050, не привлекая многомиллиардных инвестиций, и при этом в кратчайшие сроки — в пределах действующей инфраструктуры в регионах традиционной добычи, где разрабатываемые месторождения содержат еще достаточно запасов в более сложных и глубоко залегающих коллекторах. Если мы говорим о газодобыче, то это в первую очередь Надым-Пур-Тазовский район, являющийся ключевым регионом добычи газа, в котором проживает до полу-миллиона сотрудников отрасли.

Любые новые месторождения требуют огромных капиталовложений, не говоря об Арктике, особенно арктическом шельфе. Это очень дорогостоящие и долгоигра-

ющие проекты, которые в коротком периоде не дадут прироста по добыче. И, безусловно, ими тоже необходимо заниматься уже сейчас, и государство вместе с ключевыми игроками-недропользователями делает очень многое для стратегического развития новых регионов. Но это работа «вдолгую». В краткосрочном и среднесрочном периоде необходимо сосредоточиться на максимально эффективном вводе запасов в разработку при минимальных затратах на инфраструктуру и в максимально короткие сроки.

Такой быстрый и относительно недорогой прирост по добыче могут дать сегодня именно ТРИЗ. Но для этого нужно облагать их налогами так, чтобы их разработка стала выгодной добывающим компаниям. Тогда появятся и объемы бурения, и достаточная геологоразведка, будет потребность в развитии технологий, позволяющих извлекать эти трудные запасы, будут нужны новые технологические решения, которые требуют НИОКР и технологического развития нефтесервиса. Только это поможет обеспечить плановую добычу, утвержденную в Стратегии-2050.

Со студенческой скамьи

Напоследок еще об одной серьезной проблеме нефтесервиса. Наряду с трудностями финансирования и старением фондов — это кадровый вопрос, актуальный для всей нефтегазовой отрасли.

Ключевая причина нынешней кадровой проблемы — отсутствие производственной практики, «незаточенность» многих институтов именно на цели и задачи недропользователей и нефтесервисников. А с другой стороны — невысокая мотивация выпускников профильных вузов идти работать по специальности: молодежь не хочет ехать в далекие регионы с перспективой получать такие же зарплаты, как в столице, а то и меньше. Проще сегодня получать те же деньги, работая блогером или доставщиком пиццы.



Безусловно, проблема кадров не объясняется этими двумя причинами, в ней достаточно много факторов, в том числе и системных, которые влияют как на систему подготовки кадров и их качество, так и на уровень престижности профессий и мотивации выпускников выбирать профиль работы. Но в целом можно кратко резюмировать: первое, что нужно делать сейчас в профильных вузах, — увеличивать объемы реальной производственной практики, особенно на последних курсах. С принятием болонской системы был исключен пятый курс, на время перед которым приходилась основная производственная практика студентов, и по факту практика превратилась в бумажную формальность, которую никто реально не выполняет в полном объеме.

Эту проблему мы под эгидой Российского газового общества много обсуждали с коллегами из отрасли

и с руководителями профильных вузов и ссузов.

Вузы, которые работают по системе бакалавриата-магистратуры, уже сегодня могут и должны увеличивать количество производственной практики своих студентов. Причем практика должна быть реальной, с заинтересованными наставниками-производственниками, она должна быть непосредственно связана с наукой и производством, а не ради галочки.

На практике студентам надо ставить конкретные задачи — производственные либо научные, чтобы студент по окончании практики написал работу и выступил с ней на конкурсах, конференциях, семинарах, интегрируя свои знания и опыт в отрасль — и получая компетенции, становясь заметным и востребованным на рынке труда.

Надо отметить, что такую работу сейчас активно организуют

и поддерживают практически все крупные российские недропользователи, а также некоторые системообразующие нефтесервисные компании. Создаются профильные классы в школах, организуется кураторство групп в вузах, ведет большую работу «Росмолодежь» в части грантовой поддержки студентов и выпускников.

Но эта работа должна быть еще больше масштабирована, в рамках всей отрасли, всей страны. И это требует еще более широкой поддержки как со стороны государства (отраслевые квалификационные требования, планирование количества выпускников по специальностям, мотивация для работодателей — преференции, льготы, направленные на увеличение приема выпускников), так и со стороны системы образования (оптимизация программ обучения — увеличение научно-производственной практики) и недропользователей (создание мотивации для выпускников к работе в отрасли, организация эффективных производственных практик с учетом организационных мероприятий — проживание, оплата работ студентам, проезд к месту практики и т. д.).

Кстати, именно в этом направлении действует и образовательный проект Российского газового общества «Нефтегазовая академия молодых кадров», в котором принимают участие эксперты рабочих групп РГО, HR-специалисты нефтегазовых компаний и действующие сотрудники отрасли. ●



АРКТИЧЕСКИЙ СПГ В 2025 ГОДУ:

динамика российского вывоза и зарубежные конкуренты в Арктике



Газовоз Clean Vision в порту Сабетта



Михаил Григорьев,
директор ООО «Гекон»,
вед. науч. сотр.
ИМЭМО РАН,
член Научного совета РАН
по изучению Арктики
и Антарктики,
член Экспертного совета
комиссии Госсовета РФ
по направлению
«Северный морской путь
и Арктика»

После ввода в эксплуатацию всех четырех очередей завода «Ямал СПГ» во второй половине 2021 года годовые объемы производства и отгрузки СПГ достаточно стабильны. Колебания годовых объемов связано главным образом с проведением плановых ремонтов различной длительности, проводимых в летние месяцы (рис. 1).

Объемы производства в 2025 году в данной статье приведены за 10 месяцев, сравнения даются к соответствующему периоду предыдущих лет.

Флот газовозов, флаги и санкции

В течение 10 месяцев 2025 года оба проекта ПАО «НОВАТЭК» использовали для перевозок продукции отдельные группировки судов.

Перевозки продукции «Ямал СПГ» из морского порта Сабетта осуществляли 23 судна под иностранными флагами (газовоз Clean Vision начал работу на проекте 13 ноября). Газовозы арктического ледового класса Arc7 обеспечива-

ли круглогодичный вывоз СПГ, суда арктического ледового класса Arc4 и суда без ледового класса — сезонный вывоз (табл. 1).

Перевозки продукции проекта «Арктик СПГ 2» осуществляли 10 судов под российским флагом, обеспечивающих в том числе завоз и вывоз СПГ с двух морских перегрузочных комплексов. Суда осуществляли перевозки как в акватории Севморпути, так и на Дальнем Востоке (табл. 2).

Практически все газовозы проекта были переведены под российский флаг и переименованы в 2025 году. Начиная с сентября 2023 года суда проекта «Арктик СПГ 2» внеслись в санкционные списки США, Евросоюза, Великобритании и Канады. По данным на ноябрь 2025 года, 8 из 12 подсанкционных судов проекта «Арктик СПГ 2» (включая морские перегрузочные комплексы) включены во все санкционные списки. Из остальных четырех — газовозы «Ла Перуз» и «Арктик Мулан» — не вошли в списки США, а плавучие хранилища «Саам ПХГ» и «Коряк ПХГ» не внесены в списки Великобритании (табл. 3).

География вывоза

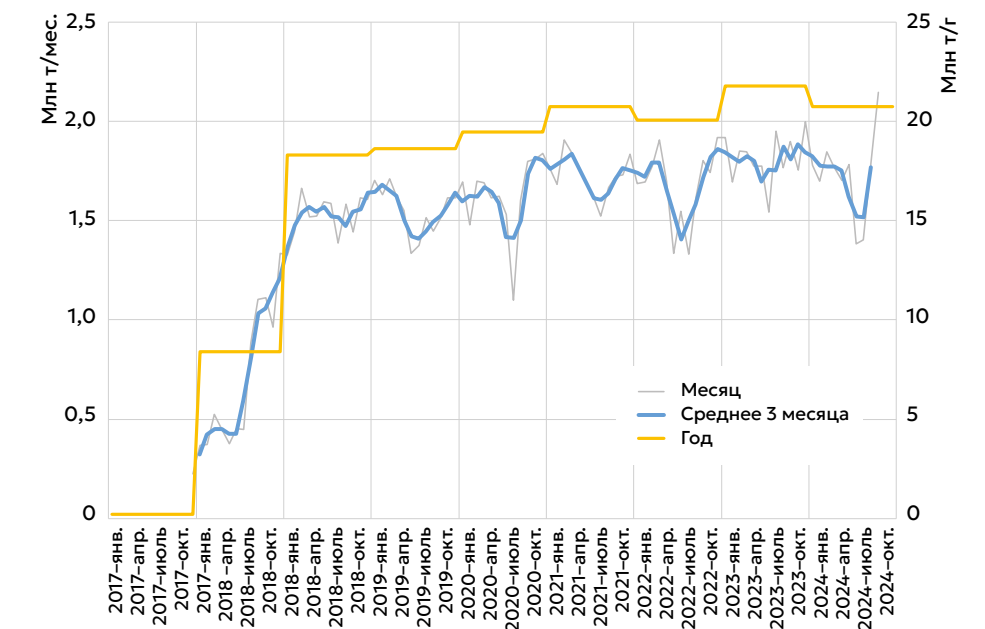
В 2025 году проводился вывоз СПГ с терминалов морского порта Сабетта, а также перевозки ранее доставленных в 2024 году на «Саам ПХГ» грузов.

Наибольший объем СПГ был поставлен в европейские порты (11,9 млн тонн, или 69%) как для поставки конечным потребителям, так и для перевалки.

Через рейдовые перевалочные комплексы на конвенциональные суда было перевалено 2,1 млн тонн, или 12%.

12,2 млн тонн СПГ (3%) было доставлено в прямом экспорте в Китай по Севморпути; 0,4 млн тонн (2%) — в Южную Корею. На судно-хранилище «Коряк ПХГ», стоящее в районе Петропавловска-Камчатского, было адресовано для последующей перевалки на экспорт около 0,7 млн тонн (4%). Кроме того, одним рейсом напрямую в Китай южным маршрутом (то есть в западном направлении по Севморпути) было вывезено 0,1 млн тонн СПГ, или 0,44% от общего объема (рис. 2).

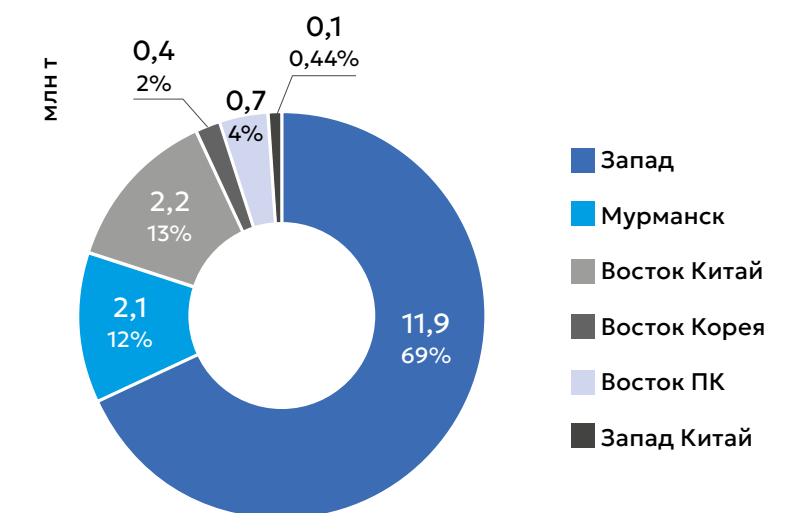
Рисунок 1
Динамика вывоза СПГ проектов ПАО «НОВАТЭК»



* годовые объемы включают данные за 10 месяцев каждого года

Источник: анализ «Гекон» по данным компаний и Минтранса России

Рисунок 2
Структура вывоза СПГ по направлениям за десять месяцев 2025 года



Источник: анализ «Гекон» по данным компаний и Минтранса России

Динамика и направления

В течение года произошло снижение объемов вывоза СПГ в июле-августе и рост в октябре (рис. 4).

Вывоз в европейские порты осуществлялся круглогодично, в наи-

больших объемах в январе-июне. В морской порт Мурманск вывоз производился в январе-июле. В апреле объем составил 438 тыс. тонн, что при сохранении данного уровня соответствует годовой мощности перевалки 5,3 млн тонн. Единственный рейс в Китай юж-

Таблица 1
Флот проекта «Ямал СПГ» на Севморпути в 2025 году

№	Название судна	Номер ИМО	Судовладелец	Флаг	Ледовый класс	Решаемые задачи
1	Boris Vilkitsky	9768368	HAI KUO Shipping 1601 Ltd.	Cyprus	Arc7	Круглогодичный вывоз СПГ
2	Fedor Litke	9768370	HAI KUO Shipping 1602 Ltd.			
3	Georgiy Brusilov	9768382	HAI KUO Shipping 1603 Ltd.			
4	Boris Davydov	9768394	HAI KUO Shipping 1605 Ltd.			
5	Nikolay Zubov	9768526	HAI KUO Shipping 1606 Ltd.			
6	Eduard Toll	9750696	TC LNG Explorer I L.L.C.	Bahamas		
7	Rudolf Samoylovich	9750713	TC LNG Explorer II L.L.C.			
8	Nikolay Yevgenov	9750725	TC LNG Explorer III L.L.C.			
9	Vladimir Voronin	9750737	TC LNG Explorer IV L.L.C.			
10	Georgiy Ushakov	9750749	TC LNG Explorer V L.L.C.			
11	Yakov Gakkel	9750672	TC LNG Explorer VI L.L.C.	Hong Kong		
12	Nikolay Urvantsev	9750660	Arctic Purple LNG Shipping Ltd.			
13	Vladimir Rusanov	9750701	Arctic Blue LNG Shipping Ltd.			
14	Vladimir Vize	9750658	Arctic Green LNG Shipping Ltd.			
15	Clean Horizon	9655444	Avoca Maritime Corp. Ltd.	Malta	Arc4	Сезонный вывоз СПГ
16	Clean Vision	9655456	Dynagas Ltd.	Marshall Islands		
17	Clean Ocean	9637492				
18	Clean Planet	9637507				
19	Yenisei River	9629586				
20	LNG Dubhe	9834296	Arctic Red LNG Shipping Ltd.	Hong Kong		
21	LNG Megrez	9834325	Arctic Indigo LNG Shipping Ltd.			
22	LNG Merak	9834301	Arctic Yellow LNG Shipping Ltd.			
23	LNG Phecda	9834313	Arctic Orange LNG Shipping Ltd.			
24	Seapeak Yamal	9781920	Xiang CH2 HK International Ship Lease CO., Ltd.	Bahamas	Нет	

Источник: анализ «Гекон» по данным компаний и Минтранса России



«Коряк ПХГ»

ным маршрутом был выполнен в августе.

Вывоз СПГ по Северному морскому пути в 2025 году начался в июне. В Китай СПГ вывозился в июне-октябре, и за октябрь он достиг месячного объема 0,96 млн тонн. В Южную Корею СПГ вывозился в июле-сентябре (максимальный месячный объем поставок — 0,22 млн тонн). Поставки на «Коряк ПХГ» для последующего вывоза производились в августе-октябре в равных объемах примерно по 0,2 млн тонн в месяц. Вывоз в Восточную Азию производился по наиболее короткому пу-

ти — в Южную Корею и восточные порты Китая. Исключение составили поставки продукции проекта «Арктик СПГ 2» на терминал в порту Бэйхай на юге КНР (рис. 3) — 28 августа 2025 года газовоз «Арктик Мулан» пришвартовался у терминала Beihai LNG.

Динамика и достижения проектов

Объемы вывоза продукции проекта «Ямал СПГ» значительно снизились в июле и августе, видимо, в со-

Таблица 2
Флот проекта «Арктик СПГ 2» в 2025 году

СУДА					Регионы работ	Предыдущее название, дата переименования
№	Название судна	Номер ИМО	Судовладелец	Ледовый класс		
Газовозы						
1	Крист. де Маржери	9737187	ООО "КдМ"	Arc7		Christ. de Margerie, с 29.04.2025
2	Ирис	9953523	ООО "Элегест"	Arc4		North Sky, с 1.2025
3	Буран	9953509	ООО "Ангара"		North Air, с 18.04.2025	
4	Восход	9953511	ООО "Игарка"		North Mountain, с 29.01.2025	
5	Заря	9953535	ООО "Кантат"		North Way, с 05.2025	
6	Арктик Метагаз	9243148	ООО "Сумах"		Нет	
7	Ла Перуз	9849887	ООО "Танама"	La Perouse, не позднее 08.2025		
8	Арктик Мулан	9864837	ООО "Сумах"	Mulan, с 04.2025		
9	Арктик Восток	9216298	Lule One Services	East Energy, с 08.2025		
10	Арктик Пионер	9256602	Zara Shipholding Co	Sputnik Energy		
Морские перегрузочные комплексы (МПК)						
1	КОРЯК ПХГ	9915105		Нет		Koryak FSU, 05.09.2023
2	СААМ ПХГ	9915090			БАР. М.	Saam FSU, с 21.02.2023

Севморпуть БАР. М. Баренцево море Дальний Восток

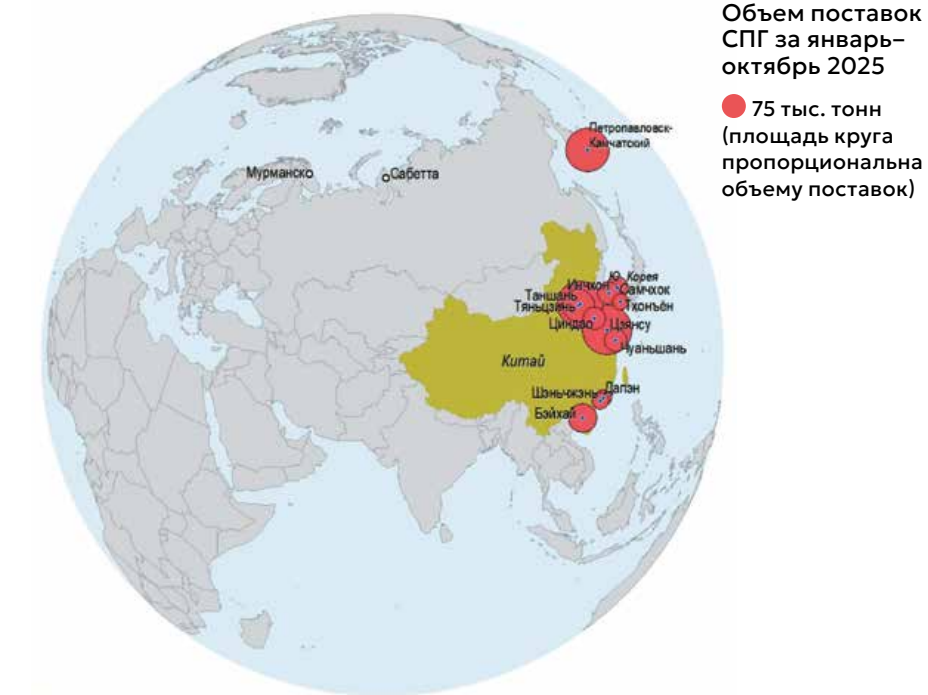
Источник: анализ «Гекон» по данным компаний и Минтранса России

ответствии с плановым ремонтом (рис. 4). Отгрузка продукции проекта «Арктик СПГ 2» в значительной степени компенсировала это снижение отгрузки (рис. 4); причем в объемах этого проекта были осуществлены перевозки грузов, поставленных на МПК в 2024 году. Основной грузопоток проекта был ориентирован на восток в Китай.

Наиболее значимый результат 2025 года — создание ПАО «НОВАТЭК» в условиях санкционных ограничений устойчивой системы вывоза продукции проекта «Арктик СПГ 2» на международный рынок в Китай — на специализированный терминал Beihai LNG.

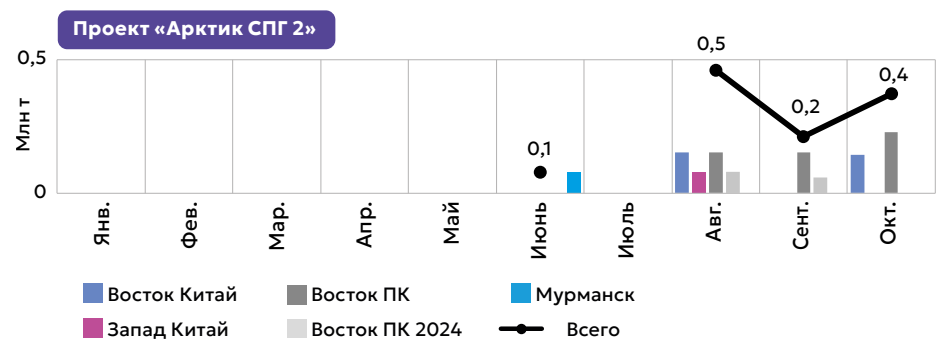
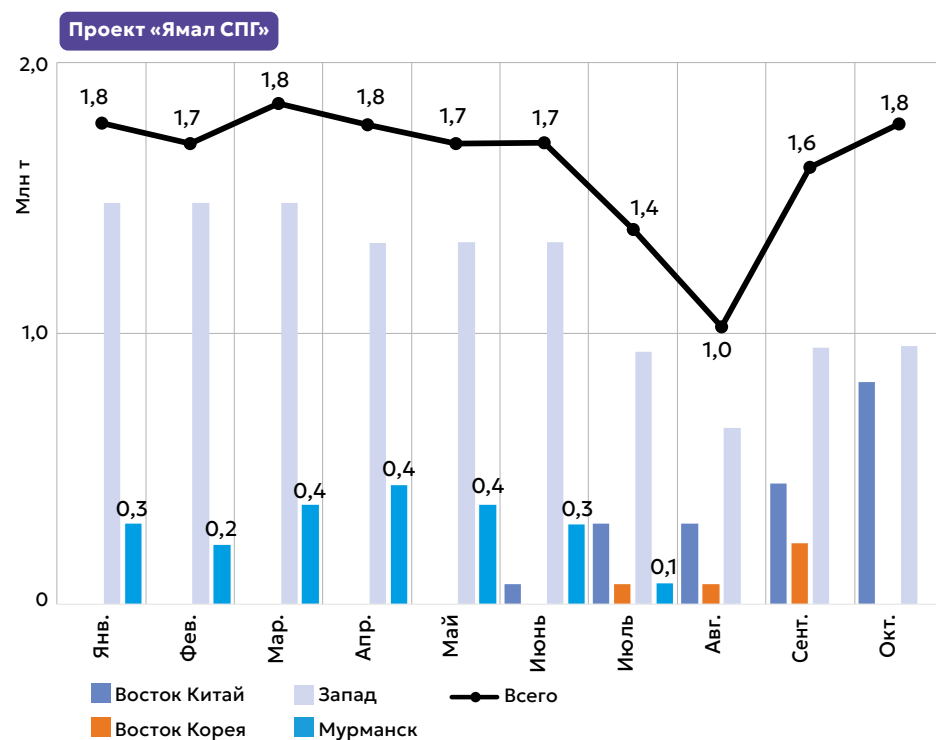
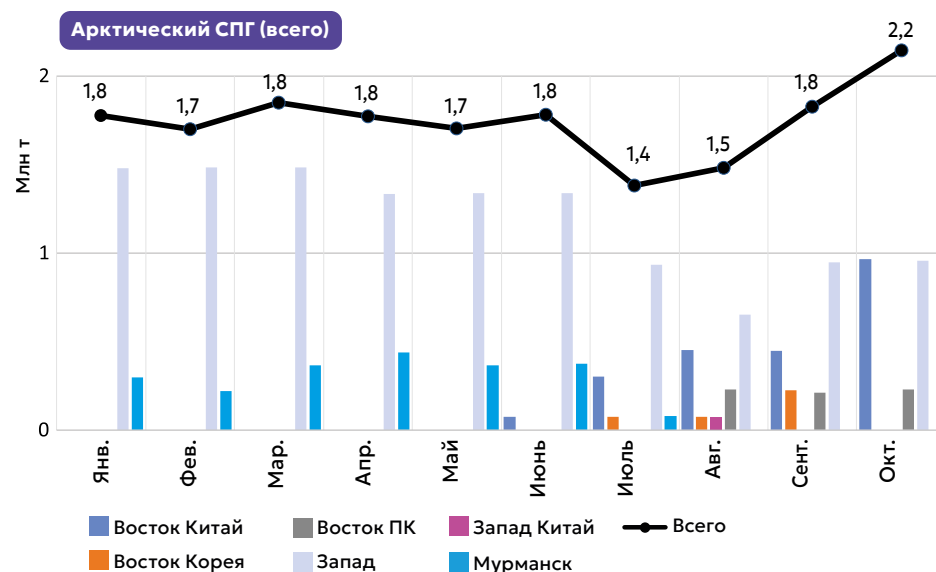
Окончательные выводы об особенностях перевозок СПГ в 2025 году делать пока преждевременно. Но можно уже сказать, что наибольший интерес вызывает срок работы газовозов флота «Арктик СПГ 2» арктического ледового класса Arc4 в акватории

Рисунок 3
Пункты поставок российского арктического СПГ по Севморпути в Азию



Источник: анализ «Гекон» по данным компаний и Минтранса России

Рисунок 4
Динамика месячных перевозок продукции по направлениям в 2025 году



Источник: анализ «Гекон» по данным компаний и Минтранса России

рии Севморпути. Эти суда имеют возможность работы в акватории практически круглогодично при ледокольном сопровождении. На морской порт Дудинка они работают всю зимне-осеннюю навигацию, однако особенности Морского канала Обской губы вызывают у специалистов «Атомфлота» скепсис относительно возможности проводки здесь судов в наиболее тяжелые для навигации весенние месяцы.

Зарубежные конкуренты в Арктике

Прямыми конкурентами арктических проектов России с поставкой углеводородного сырья на восток являются проекты, расположенные на тихоокеанском побережье Северной Америки и также ориентированные прежде всего на азиатский рынок.

В Канаде реализуется сразу несколько таких проектов, это еще молодая для страны отрасль. А в США на Аляске начал активно развиваться новый проект, испугавший канадских производителей практически на их старте.

Бум в Канаде

В июне 2025 года начата отгрузка с LNG Canada — первого канадского предприятия по производству сжиженного природного газа на экспорт. Завод обеспечит канадские энергетические компании новым каналом сбыта топлива и упростит процесс отгрузки на экспорт. LNG Canada — совместное предприятие Shell (40%) и азиатских компаний Petronas (Малайзия, 25%), PetroChina (Китай, 15%), Mitsubishi (Япония, 15%) и Korea Gas (Южная Корея, 5%). Такой состав консорциума обеспечивает прямой доступ на рынки Восточной и Юго-Восточной Азии. Проектная мощность завода — 14 млн тонн СПГ в год, стоимость строительства — около \$29,4 млрд.

Таблица 3
Даты включения судов проекта «Арктик СПГ 2» в санкционные списки

Суда				Дата включения в санкционные списки			
Тип	№	Название	ИМО	США	Евросоюз	Великобритания	Канада
Газовозы	1	Крист. де Маржери	9737187	10.01.25	17.12.24	15.10.25	13.06.25
	2	Ирис	9953523	23.08.24	17.12.24	26.09.24	25.02.25
	3	Буран	9953509	23.08.24	17.12.24	15.10.25	13.06.25
	4	Восход	9953511	23.08.24	17.12.24	15.10.25	13.06.25
	5	Заря	9953535	23.08.24	17.12.24	15.10.25	13.06.25
	6	Арктик Метазгаз	9243148	23.08.24	25.02.25	17.10.24	25.02.25
	7	Ла Перуз	9849887		17.12.24	26.09.24	25.02.25
	8	Арктик Мулан	9864837		20.07.25	17.10.24	25.02.25
	9	Арктик Восток	9216298	23.08.24	25.02.25	26.09.24	25.02.25
	10	Арктик Пионер	9256602	23.08.24	17.12.24	26.09.24	25.02.25
МПК	1	Саам ПХГ	9915090	14.09.23	25.06.24		13.06.25
	2	Коряк ПХГ	9915105	14.09.23	25.06.24		13.06.25

Источник: U.S. Department of the Treasury, Council of the European Union, UK Sanctions List, Global Affairs Canada, State Secretariat For Economic Affairs SECO

Расположенный в провинции Британская Колумбия в муниципальном регионе Китимат проект Cedar LNG представляет собой партнерство Haisla Nation (50,1%) и Pembina Pipeline (49,9%), являясь при этом первым в мире СПГ-проектом, принадлежащим корен-

ным народам. Он предусматривает строительство плавучего завода (FLNG) и морского терминала. Проектная мощность составляет 3,3 млн тонн СПГ в год, общая стоимость оценивается в \$4 млрд, ожидаемая дата ввода в эксплуатацию — конец 2028 года. Поставка сырьевого газа на завод будет осуществляться по газопроводу GasLink Pipeline. Дочерние компании Pembina Pipeline Corp. и Petroliam Nasional Berhad (Petronas) подписали 20-летний контракт на поставку 1 млн тонн СПГ в год. Для малайзийской компании сделка открывает новый маршрут и расширяет присутствие на международных рынках.

Проект СПГ-терминала Ksi Lisims в Принс-Руперт в Британской Колумбии власти Канады включили в список для ускоренного согласования. Сырье будет поставляться по газопроводу Prince Rupert Gas Transmission протяженностью 900 км с месторождений северо-востока провинции. Планируемая мощность Ksi Lisims составит 12 млн тонн в год, что делает его вторым по величине экспортным терминалом СПГ в Канаде после

LNG Canada. Инвестиционное решение ожидается в 2026 году. В настоящее время Shell и TotalEnergies подписали 20-летние соглашения о закупках СПГ. Прежде чем принять окончательное инвестиционное решение, компания работает над заключением других коммерческих соглашений с покупателями газа.

Аляска пошла в наступление

В США в октябре 2025 года администрация Дональда Трампа отменила запрет на разработку нефтяных и газовых месторождений в Арктическом национальном заповеднике дикой природы на Аляске (ANWR), введенных при бывшем президенте Джо Байдене. Геологическая служба США (USGS) оценивает запасы извлекаемой нефти в этом регионе в 4,25–11,8 млрд барр. (0,6–1,6 млрд тонн).

Наиболее успешно развиваемый проект производства СПГ в регионе — Alaska LNG — должен обеспечить годовые поставки 20 млн тонн сжиженного природного газа в год. Ожидается, что ОИР бу-



Старое аляскинское нефтегазовое месторождение Prudhoe Bay еще содержит большие запасы газа



дет объявлено в конце 2026 года. Стоимость проекта оценивается в \$44 млрд.

Завод будет связан магистральным газопроводом с месторождениями Северного склона, который должен пройти в технологическом коридоре Трансаяскинского нефтепровода с отходом к терминалу в заливе Кука — до полуострова Кенай на юге. Окончательное инвестиционное решение по внутреннему участку газопровода Alaska LNG ожидалось к концу четвертого квартала 2025 года.

Представители Glenfarne (держателя 75% акций проекта) заяви-

ли о завершении первого раунда отбора стратегических партнеров, отмечая высокий интерес к проекту со стороны компаний из США, Японии, Кореи, Тайваня, Таиланда, Индии и Евросоюза. Интерес к Alaska LNG проявили такие японские гиганты, как JERA, Tokyo Gas, Osaka Gas и Kansai Electric Power. Тайваньская госкомпания CPC в марте подписала необязательное соглашение о покупке СПГ на Аляске и инвестировании в Alaska LNG. 10 сентября подписано соглашение с японской JERA о намерениях поставлять 1 млн т/г. В октябре Tokyo Gas подписала предварительное соглашение о покупке 1 млн т/г.

Новый импульс проекту придал Дональд Трамп, сумевший тарифами подтолкнуть ряд стран (в частности, Японию и Южную Корею) к наращиванию закупок американского СПГ и инвестициям в экономику США.

Основным преимуществом проекта является то, что запуск Alaska LNG откроет прямой доступ к рынкам Азии без необходимости транспортировки через Панамский канал или вокруг Африканского рога, сократив время и затраты на транзит. «Фундаментальные экономические показатели Alaska LNG позволяют поставлять СПГ в Азию по ценам ниже, чем с побережья Мексиканского залива США», — отмечается в пресс-релизе Glenfarne.



Панамский канал остается в зоне внимания

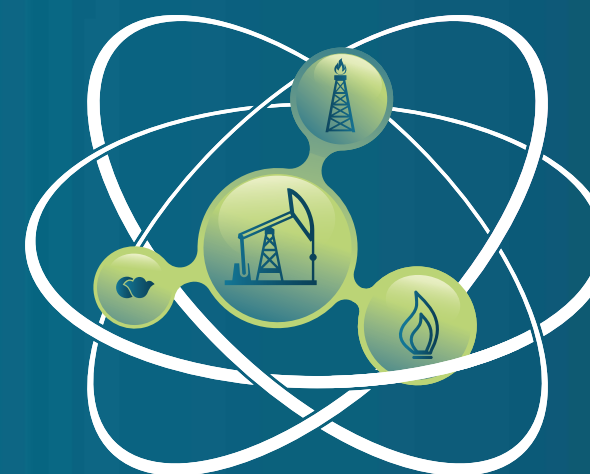
С точки зрения конкурентной борьбы за азиатские рынки важным обстоятельством является создание администрацией Трампа преференциального режима для прохождения судов с американскими грузами через Панамский канал. Так, по сообщению «Коммерсанта» в начале апреля, министр обороны США заявил, что власти страны намерены вывести Панамский канал из-под влияния Китая, что облегчит доступ судам с американскими нефтью и СПГ из Мексиканского залива на рынок Тихого океана.

Оптимизм «НОВАТЭКа»

Оптимистическая позиция оценки «НОВАТЭКом» развития ситуации на азиатском рынке основывается на более низкой себестоимости добычи газа на Ямале и Гыдане.

«В отличие от нас ни один производитель СПГ в США не является вертикально-интегрированным... Весь газ они покупают на спотовом рынке на Henry Hub, сейчас это — 4 доллара за миллион британских тепловых единиц (МБТЕ). Для сравнения, себестоимость добычи газа у нас — 0,07 доллара за МБТЕ. Это и есть наше основное конкурентное преимущество», — заявил начальник управления по связям с инвесторами «НОВАТЭКа» Александр Назаров в ходе инвестиционного форума ВТБ «Россия зовет» в Краснодаре в ноябре 2025 года (цитата по «Прайму»).

Он также отметил в качестве конкурентного преимущества производство СПГ в области низких температур, благодаря чему компания является одним из самых низкочастотных производителей СПГ в мире, что в свою очередь сказывается на стоимости конечного продукта для потребителей. ●



МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

KAZAN Oil, Gas & Chemistry

В РАМКАХ ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА

26-28 | 2026 АВГУСТА | КАЗАНЬ

Международный выставочный центр «Казань Экспо»



www.kazan-ogc.ru



Максим Малков,
партнер Kert, руководитель
практики по оказанию услуг
компаниям нефтегазового
сектора



Никита Иллерицкий,
эксперт по развитию
практики Kert по
оказанию услуг компаниям
нефтегазового сектора

НЕДОСТАТОЧНО, НО НЕОБХОДИМО

Перспективы аммиачной и метанольной газохимии в России в контексте смены экономических реалий

Газовая отрасль и вся связанная с ней промышленная инфраструктура России проходят сложный трансформационный период. Он вызван колебаниями на мировых энергетических рынках, санкционным давлением и неизбежно-

стью перехода к новым экономическим условиям.

До 2022 года традиционная модель российской газовой отрасли базировалась на высокомаржинальном экспорте трубопроводного газа в Европу, обеспечивая необ-

ходимые инвестиционные средства для развития добывающей и транспортной инфраструктуры.

После 2023 года экспорт российского газа в Европу по трубопроводам снизился более чем втрое. Несмотря на рост внутреннего

потребления, увеличение производства СПГ и расширение поставок в Китай, компенсировать такое резкое сокращение экспорта пока удастся лишь частично. В газовой отрасли, в отличие от нефтяной, быстрый «поворот на Восток» оказался невозможен по объективным инфраструктурным причинам: трубопроводные мощности в направлении азиатских рынковкратно уступают западно-ориентированным, равно как и мощности по производству крупнотоннажного СПГ. Маржинальность этих поставок также значительно уступает прибыльности газового рынка Европы. Замедление добычи газа примерно на 80 млрд м³ в год (рис. 1) также принесло дополнительные затраты, не компенсированные экспортной выручкой.

Восстановление прежних объемов экспорта газа, да и в целом воз-

врат к прежней модели развития отрасли, объективно невозможен ввиду фундаментальных изменений на мировом рынке энергоносителей и геополитического контекста.

Возможности для органического восстановления добычи и экспорта лимитированы продолжительностью строительства новой экспортной инфраструктуры и продолжающимся ужесточением внешних ограничений.

В этих беспрецедентных условиях российская газовая отрасль может рассматривать несколько ключевых векторов развития, обозначенных нами в октябре 2025 года на Петербургском международном газовом форуме (ПМГФ-2025). Мы полагаем, что только одновременная и согласованная реализация всех намеченных инициатив позволит эффективно преодолеть существующие вызовы и обеспечить устойчивое будущее отрасли (рис. 2).

Одним из важнейших среди указанных выше векторов является развитие переработки природного газа и газохимии. Производство газохимической отрасли является не только ценным промежуточным сырьем для российской промышленности, но и обладает большим экспортным потенциалом. Производственные цепочки использования газохимической продукции охватывают широкий спектр отраслей

и характеризуются значительной глубиной переработки. Согласно общим экономическим законам повышение степени передела сырья ведет к росту конечной прибыли и увеличению добавленной стоимости [1].

Рассмотрим здесь перспективы аммиачной и метанольной групп продуктов газохимического передела (рис. 3, 4).

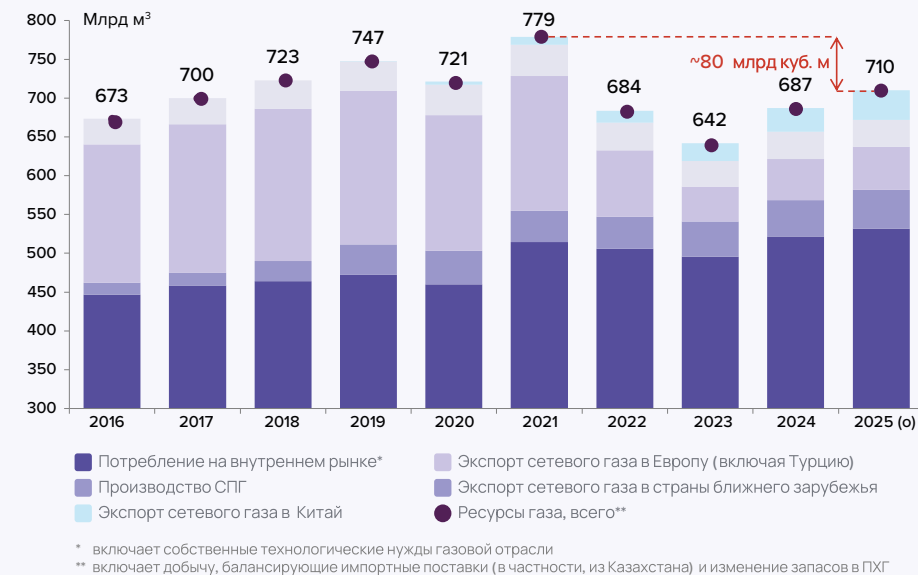
Уверенный рост спроса

Мировой спрос на аммиак и метанол демонстрирует устойчивую тенденцию к росту, которая напрямую коррелирует с динамикой увеличения численности населения, развития промышленного производства и роста ВВП.

Наибольшую активность в потреблении аммиака, а также в потреблении и импорте метанола проявляют страны азиатского региона, среди которых безусловным лидером выступает Китай.

Анализ структуры производства в азиатском регионе показывает, что аммиачная и метанольная промышленность Китая и большинства других азиатских стран базируется преимущественно на технологиях, использующих уголь в качестве основного сырья. Данный фактор существенно ограничивает возмож-

Рисунок 1
Баланс газа Российской Федерации

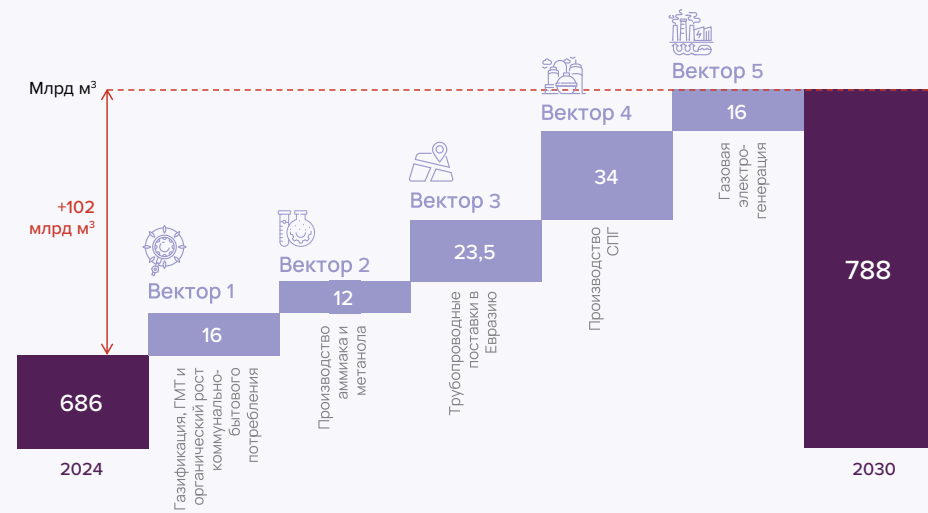


Источник: Росстат, данные компаний, оценка Kert

ности расширения производственных мощностей из-за значительной экологической нагрузки, создаваемой угольными производствами. Дополнительным ограничивающим фактором развития газохимической отрасли в Китае и азиатском регионе в целом выступает проблема доступности природного газа, а также его высокая стоимость.

Учитывая прогнозируемые темпы роста спроса на аммиак и метанол, существующих производственных мощностей, включая те, что находятся в стадии строительства, окажется недостаточно для удовлетворения растущего потребления, особенно в азиатском регионе. Это создает перспективное «окно возможностей» для формирования

Рисунок 2
Декомпозиция прироста и распределения ресурса газа в Российской Федерации по направлениям



Источник: анализ Kert

дополнительных объемов экспорта аммиака, аммиачной продукции более высоких переделов метанола из России в направлении азиатских рынков.

Существенным конкурентным преимуществом российских газохимических производств выступает один из самых низких уровней полных затрат в мировом масштабе, что обеспечивает благоприятные предпосылки для успешного освоения растущих азиатских рынков и получения значительной экономической выгоды [2]. Но насколько эффективно российская газохимия сможет использовать, или уже использует, эти возможности? Сможет ли газохимический комплекс стать эффективным инструментом монетизации российского природного газа в целом?

Возможности российских аммиака, карбамида, удобрений

Российская аммиачная промышленность, несмотря на потерю транзита в порт Одессы в 2022 году и утрату части европейских рынков, продолжает наращивать производство аммиака и его переработку в карбамид, аммиачную селитру, сульфат аммония с дальнейшим производством и экспортом азотных и комплексных удобрений и других продуктов передела.

Парадоксально, но ограничения в экспортной логистике аммиака-сырца отчасти дали импульс наращиванию производства продукции более высоких переделов. Экспорт аммиака сегодня осуществляется через терминал Port Favor в порту Усть-Луга, мощность которого должна достигнуть 1,5 млн тонн к следующему году [3]. При условии запуска терминала в Тамани экспортные мощности аммиака могут достигнуть 2,5 млн тонн, это в два раза меньше, чем было до 2022 года, но достаточно для эффективных поставок в регион Средиземноморья, где сохраняется спрос на аммиак, например, со сто-

Рисунок 3
Производственные цепочки с применением аммиака



Источник: данные компаний, анализ Kert

роны Турции и стран Северной Африки [4].

При этом растет и будет расти актуальность карбамида как экспортного передела аммиака — в связи с легкостью его транспортировки, меньшей токсичностью и ужесточением экологических требований на многих рынках, в первую очередь в Европе, но также и на рынках Азии. Именно рост экспорта карбамида в 2023–2025 годах на 20% (до почти 10 млн тонн) к уровню 2022

года поддержал российскую газохимическую отрасль.

Наиболее перспективными рынками сегодня выглядят Индия и Латинская Америка.

Карбамид — базовое азотное удобрение, крупнейшим потребителем которого является сельское хозяйство и без которого выращивание массовых пищевых культур в современной экономике невозможно. Рост интенсивности сельского хозяйства, обусловленный

увеличением потребности в продуктах питания, практически гарантирует повышение спроса на удобрения в ближайшие десятилетия.

Если будут реализованы все заявленные в России газохимические проекты, то производство аммиака к 2030 году может вырасти до 24 млн тонн в год — а это более 7–8 млрд м³ дополнительного спроса на природный газ на внутреннем рынке России с учетом энергетических затрат (рис. 5).

Рисунок 4
Производственные цепочки с применением метанола



Источник: данные компаний, анализ Kert

Рисунок 5
Производство аммиака в России



Источник: анализ Керт

Рисунок 6
Производство метанола в России



Источник: анализ Керт

Метанол, логистические ограничения и конкуренты

Основной рынок сбыта российского метанола еще недавно находился в Европе, туда до 2022 года направлялось до 2 млн тонн этого продук-

та ежегодно. Однако после введения запретов на поставки в Европу российские компании перенаправили свои поставки в Китай и Турцию. Китайский рынок метанола активно растет, что предоставляет новые возможности, но удлинение логистических цепочек и изменения в рыночной маржинальности

затруднили полное восстановление экспорта. В этом контексте не следует забывать о конкуренции со стороны ближневосточных производителей (Омана, Ирана, Саудовской Аравии), которые выигрывают за счет более короткого транспортного плеча.

Экспортные поставки метанола из России в 2025 году не превысят 1,5 млн тонн, что на четверть ниже докризисных уровней. При этом внутреннее потребление метанола в России стабильно и не имеет существенных стимулов к росту.

Собственные производства формальдегидов и МТБЭ обеспечивают потребности внутреннего рынка, но их экспорт сталкивается с высокой конкуренцией, особенно в Азии, где доминируют китайские производители. Однако предпосылки для наращивания экспорта метанола-сырца в Китай сохраняются благодаря опережающему росту спроса. Сейчас необходимо обеспечить эффективную логистику таких поставок.

Если все заявленные проекты будут реализованы, производство метанола в России может вырасти до 6 млн тонн в год — это немного, но, тем не менее, обеспечит прирост газопотребления еще на 3–4 млрд м³.

Обеспечит ли газохимия более или менее заметную монетизацию газа?

Российские производители аммиака и его производных, равно как и метанола, сохраняют высокую конкурентоспособность за счет доступности ресурсов природного газа, адаптивной (для карбамида и других удобрений) логистики, гибкости поставок.

Но даже в случае реализации заявленных проектов к началу 2030-х годов (табл. 1) эта сфера не приведет к существенному росту газопотребления на внутреннем рынке и пока не сможет быстро стать доминирующим драйвером монетизации российского газа, а суммар-

ный прирост газопотребления может быть оценен в 12 млрд м³ в год.

Дальнейшее масштабирование газохимических производств и углубление уровня переделов в отрасли, в теории, не являются чем-то недостижимым, но сталкиваются с рядом вызовов — в первую очередь технологических, логистических и тарифно-регуляторных.

Первый вызов — технологический

В сфере базовых технологий и производственных мощностей российская газохимическая отрасль демонстрирует достаточную автономность. Отечественные компании располагают необходимыми базовыми технологиями для производства аммиака и метанола, что серьезно снижает структурную зависимость от зарубежных партнеров. В некоторых случаях эти технологии не относятся к последнему поколению, а ведут свою историю с 1970–1980-х годов, но они способны обеспечить базовую производительность. Определенные сложности возникают лишь в отношении специфических катализаторов, однако эта проблема успешно решается



через механизмы параллельного импорта.

Таким образом, критические технологические барьеры для расширения производственных мощностей в российской газохимической отрасли фактически отсутствуют.

С другой стороны, после ухода западных компаний с российского рынка газохимии сложилась новая конкурентная среда, в которой отечественным инжиниринговым центрам приходится соперничать преимущественно с китайскими поставщиками технологий и оборудо-

Таблица 1
Основные ожидаемые российские проекты по производству аммиака и метанола с запуском до 2030 года

Проект	Продукт	Регион	Мощность, млн т/г (готовой продукции)
Балтийский метанол	Метанол	Ленинградская область	1,8
Русхим	Метанол	Ненецкий АО	1,8
ЕвроХим – Северо-Запад	Аммиак и карбамид	Ленинградская область	1,4
ГХК СДС Азот-1	Аммиак и карбамид	Волгоградская область	2,0
ГХК СДС Азот-2	Аммиак и карбамид	Новосибирская область	1,5
ГХК ЛУКОЙЛ	Аммиак и карбамид	Ставропольский край	1,8
Аммоний-2	Аммиак и карбамид	Республика Татарстан	1,8
НЗМУ	Метанол, аммиак и карбамид	Приморский край	1,8 (по метанолу) 3,0 (по аммиаку и карбамиду)

Источник: данные компаний, анализ Керт



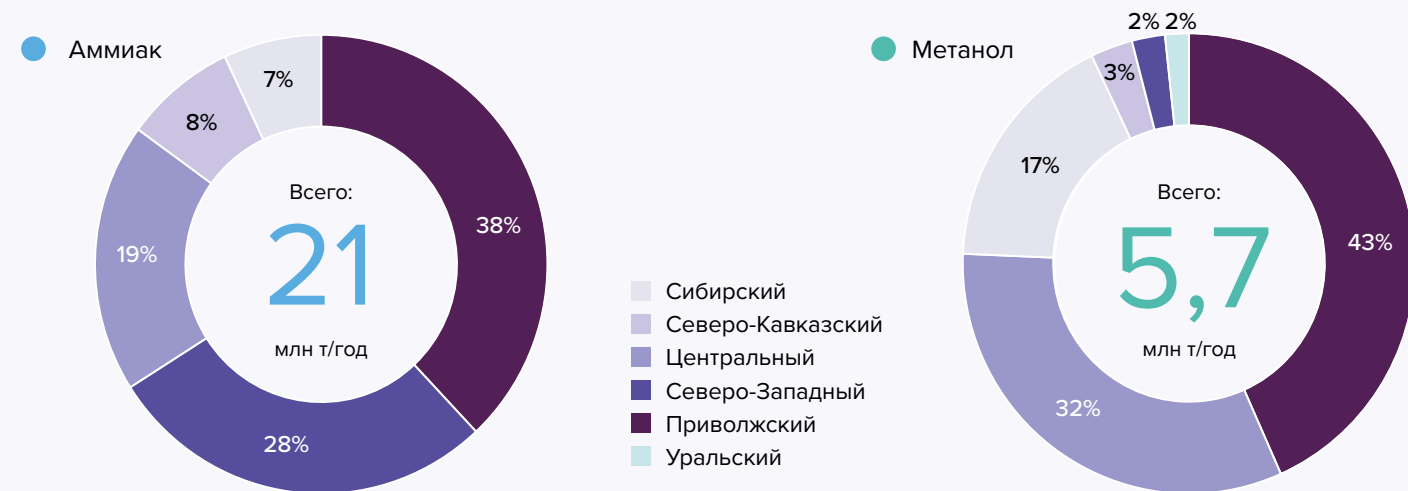
ОДНОЙ ИЗ ПРОБЛЕМ РОССИЙСКИХ ОПЕРАТОРОВ ПРОЕКТОВ, ОСТАВИВШИХСЯ ОТ УШЕДШИХ ЗАПАДНЫХ КОМПАНИЙ, ЯВЛЯЕТСЯ ОТСУТСТВИЕ ОПЫТА КОМПЛЕКСНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ФОРМАТА EPC-КОНТРАКТОВ

дования. Незавершенные проекты, оставленные западными игроками, достраиваются китайскими подрядчиками, которые стремятся осуществлять поставки собственного оборудования «под ключ» и привлекать собственные кадры, а рос-

сийских специалистов приглашают лишь для решения отдельных задач. Данная тенденция формирует новые риски зависимости российской газохимической отрасли уже не от западных, а от китайских поставщиков.

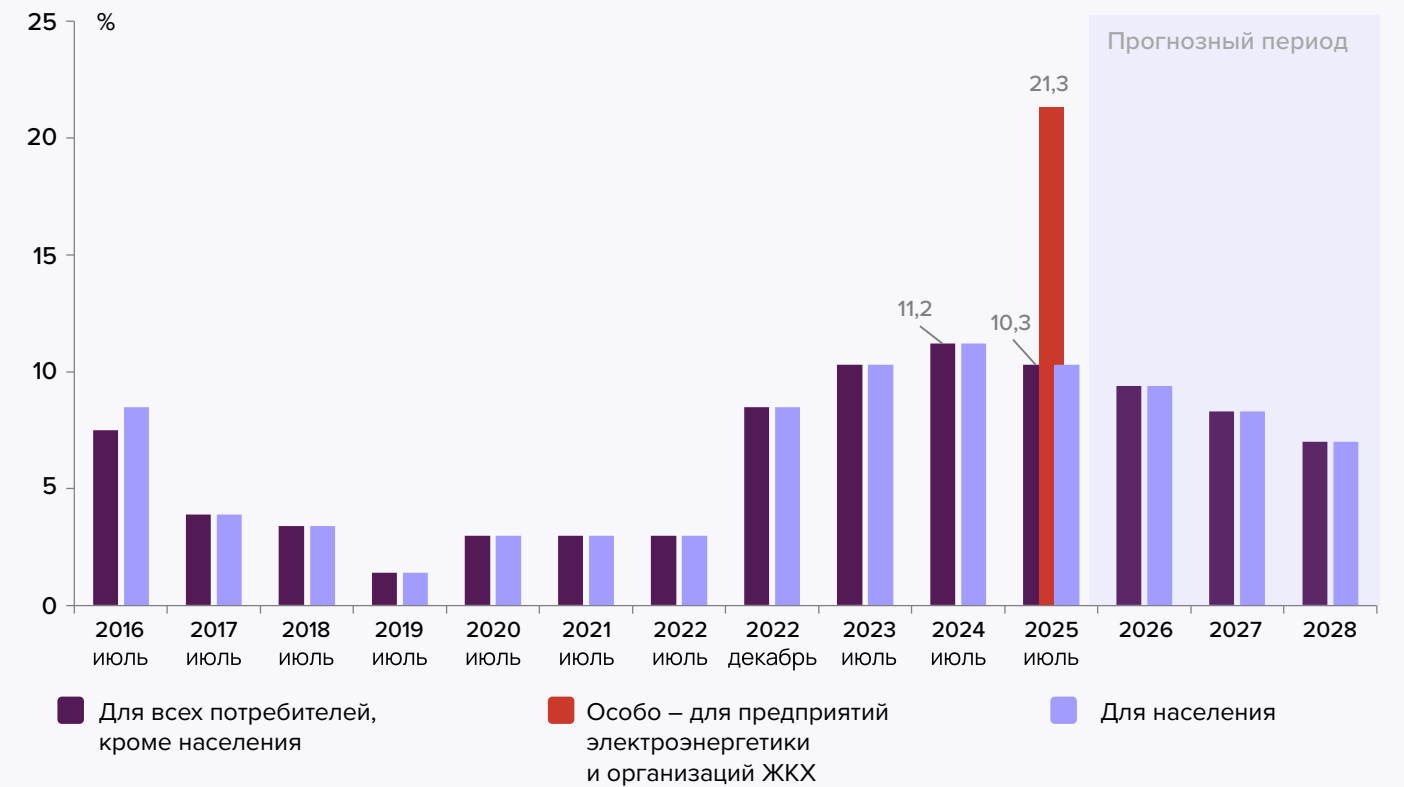
Российские подрядчики, в том числе те, кто позиционируют себя как преемники ушедших иностранных операторов, пока не получают приоритета при реализации масштабных проектов. Это обусловлено комплексом факторов, среди которых наиболее значимыми являются дефицит квалифицированных кадров, способных эффективно справляться с крупными объемами работ, а также отсутствие достаточного опыта и успешных кейсов. Набор такого опыта, завершение фор-

Рисунок 7
Распределение мощностей по производству аммиака и метанола по федеральным округам Российской Федерации



Источник: анализ Kert

Рисунок 8
Индексация оптовых цен на газ в России



Источник: Росстат, данные компаний, оценка Kert

мирования инжиниринговых центров и центров компетенций, безусловно, потребует времени.

Второй вызов — логистический

Действующие в России мощности по производству аммиака и метанола распределены неравномерно, они были ориентированы на западные рынки (рис. 7). При этом основные релевантные для российских поставщиков рынки аммиака, аммиачной продукции и метанола находятся в Азии.

На Дальнем Востоке на текущий момент пока не создано ни одного производственного предприятия или перевалочного комплекса. Быстрая переориентация экспорта в азиатские страны оказалась сильно затруднена. Единственный строящийся проект на востоке — Находкинский завод минеральных удо-

брений — сталкивается с задержками в реализации.

Железнодорожная логистика на Дальний Восток существенно лимитирована пропускной способностью Транссибирской магистрали и чрезмерно затратна.

Если для аммиака эта задача уже решается через наращивание производства карбамида и других продуктов передела, которые менее требовательны к условиям хранения и транспортировки, то для метанола этот фактор намного более критичен.

Тарифно-регуляторные вызовы — внешние и внутренние

Третья группа вызовов для российской газохимии — тарифно-регуляторная — существует как на внешних рынках, так и на внутреннем.

На внешних рынках набирает темпы углеродное регулирование. Первопроходцем в этих процессах является Европейский союз с его механизмом СВМ, который предусматривает дополнительный сбор при ввозе на территорию ЕС продукции с высоким углеродным следом [5]. Текущий охват регулирования уже включает в себя аммиак и карбамид — а в перспективе охватит метанол и другую продукцию органической химии, а также СПГ [6]. Этот сбор повышает затраты экспортеров данных видов продукции в страны ЕС [7].

Более того, проекты подобных механизмов регулирования активно рассматриваются и на крупнейших рынках Южной Америки и Азии — ключевых для российских экспортеров.

Этот фактор — значимый риск для российских поставщиков, потому что углеродное регулирование может (и будет) использо-



ваться как один из инструментов недобросовестной конкуренции для обеспечения преференциального положения национальных производителей и ограничения импорта более конкурентоспособной продукции.

В этом же ключе продолжает развиваться мировой дискурс о различных «зеленых» и альтернативных применениях аммиака и метанола — с определенными перспективами использования в качестве топлива и носителя водорода,

но пока с весьма ограниченными коммерческими успехами.

С другой стороны, на внутреннем рынке Российской Федерации становится весьма заметным рост тарифов на природный газ. С 2022 года индексация внутренних цен для всех категорий потребителей превышает 10% ежегодно, и этот тренд продолжится в 2026 году и далее [8] (рис. 8).

Это повышает нагрузку на промышленность и население и не компенсирует утраченных экспортных

доходов газовой отрасли. При этом сокращается разрыв внутренних цен на газ между Россией и другими странами, растет давление на конкурентоспособность российской промышленности.

Для газохимии этот тренд является наиболее болезненным, поскольку здесь природный газ используется и как непосредственное сырье, и как источник тепла и электроэнергии для производственных процессов. Газоемкие производства в наибольшей степени будут ощущать ухудшение экономических показателей в результате роста цен на природный газ. При этом международная конкурентоспособность российской газохимической продукции исторически была обеспечена именно доступностью газового сырья и электроэнергии.

Большой потенциал и скромные эффекты

Таким образом, несмотря на значительный потенциал развития, российская газохимическая отрасль не сможет полностью компенсировать утраченные в период 2022–2024 годов объемы экспорта природного газа даже при условии значительного увеличения производственных мощностей по аммиаку и метанолу.

Тем не менее дальнейшее расширение газохимических мощностей в сочетании с развитием экспортной логистики может обеспечить российскую газохимию выгодные позиции на высокодоходных, динамично растущих и дефицитных рынках Азии. При должном уровне инвестиций и реализации намеченных планов эти результаты могут быть достигнуты уже к 2030 году и закреплены в последующие периоды.

На сегодняшний день российская газохимическая отрасль располагает достаточными технологическими возможностями и ресурсами для достижения поставленных целей. Хотя и существуют риски ужесточения конкуренции и усиления зависимости от китайских подрядчиков и поставщиков. Кроме того, есть и другие ограничивающие факторы, требующие особого внимания. Ключевым из них является исторически сложившаяся логистическая инфраструктура, ориентированная преимущественно на европейские рынки и сконцентрированная в европейской части страны. Серьезную обеспокоенность вызывают также как внешние, так и внутренние регуляторные риски: ужесточение углеродного регулирования и рост тарифов на природный газ.

В связи с этим приоритетным направлением стратегического раз-



вития становится не только модернизация перевалочных мощностей в балтийском и черноморском бассейнах для расширения морского экспорта аммиака (и продуктов его передела) и метанола в азиатском направлении, но и создание новых производственных мощностей в регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока. Крайне важным аспектом является формирование соответствующей логистической инфраструктуры и обеспечение необходимой государственной поддержки этих проектов.

В этом контексте особую значимость приобретает актуализация документов государственного стратегического планирования, определяющих цели и задачи развития газохимического комплекса России, а также условия регулирования этой отрасли в долгосрочной перспективе. Эти документы могут стать ключевым ориентиром при принятии стратегических и инвестиционных решений крупнейшими участниками отрасли — газодобывающими и газохимическими компаниями. ●



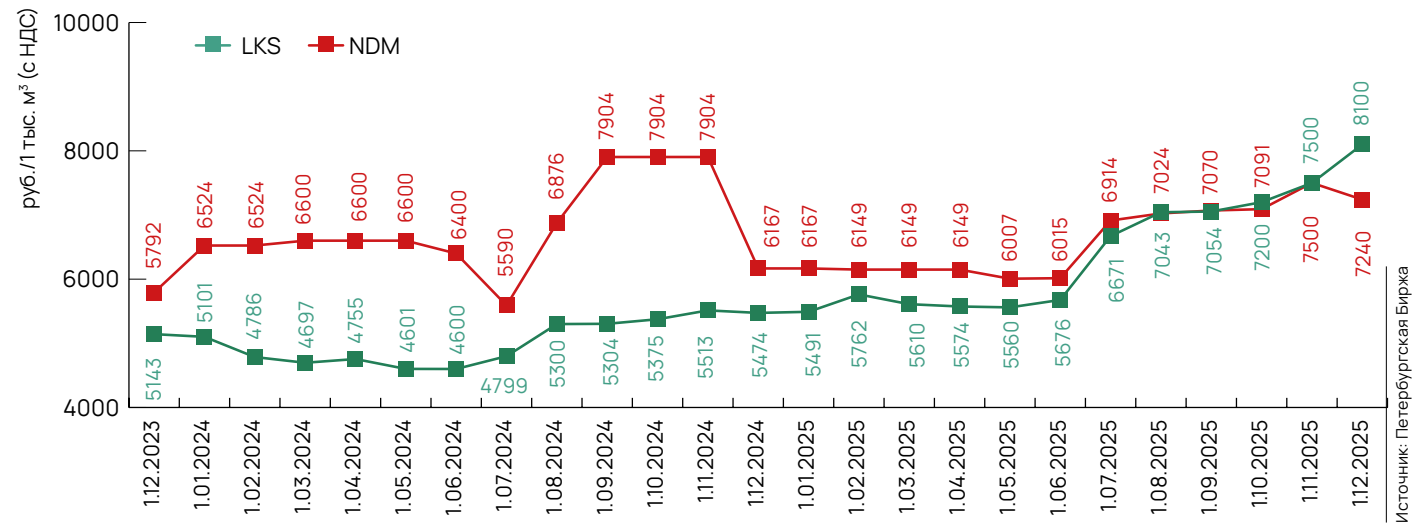
Источники

1. Череповицын, А. Е. Потенциал развития рынка газохимии в России и в мире: на примере технологической цепочки по производству полистирола / А. Е. Череповицын, А. П. Рядинская // Экономика, предпринимательство и право. — 2023. — Т. 13, № 12. — С. 5949–5962. — DOI 10.18334/epp.13.12.120188. — EDN FRLQZX.
2. Развитие рынков аммиака и метанола: возможности и вызовы для России // Исследование КеРТ. URL: <https://kept.ru/news/razvitiye-rynkov-ammiaka-i-metanola-vozmozhnosti-i-vyzovy-dlya-rossii/>
3. Новая очередь терминала Port Favor откроется в Усть-Луге в июле 2026 года // РИА Новости. URL: <https://ria.ru/20251119/terminal-2056043257.html>
4. Проект комплекса по перевалке аммиака в Тамани включают в нацпроект // РБК. URL: <https://kuban.rbc.ru/krasnodar/freenews/67066be09a7947019b660b8e>
5. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism
6. Копытин, И. А. Метановое регулирование как фактор конкурентоспособности на рынке СПГ / И. А. Копытин, Н. И. Иллерицкий // Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН. — 2025. — № 3. — С. 14–24. — DOI 10.20542/afij-2025-3-14-24. — EDN UJEXGA.
7. Синицын, М. В. Развитие национальной системы торговли выбросами в Германии: финансовые и стратегические цели / М. В. Синицын, Н. И. Иллерицкий // Современная Европа. — 2024. — № 7(128). — С. 124–133. — DOI 10.31857/S0201708324070106. — EDN DLPZFY.
8. Индексация тарифов на газ, электроэнергию и ЖКХ в 2026 г. ожидается с 1 октября // Интерфакс, 24.09.2025 URL: <https://www.interfax.ru/business/1049084>



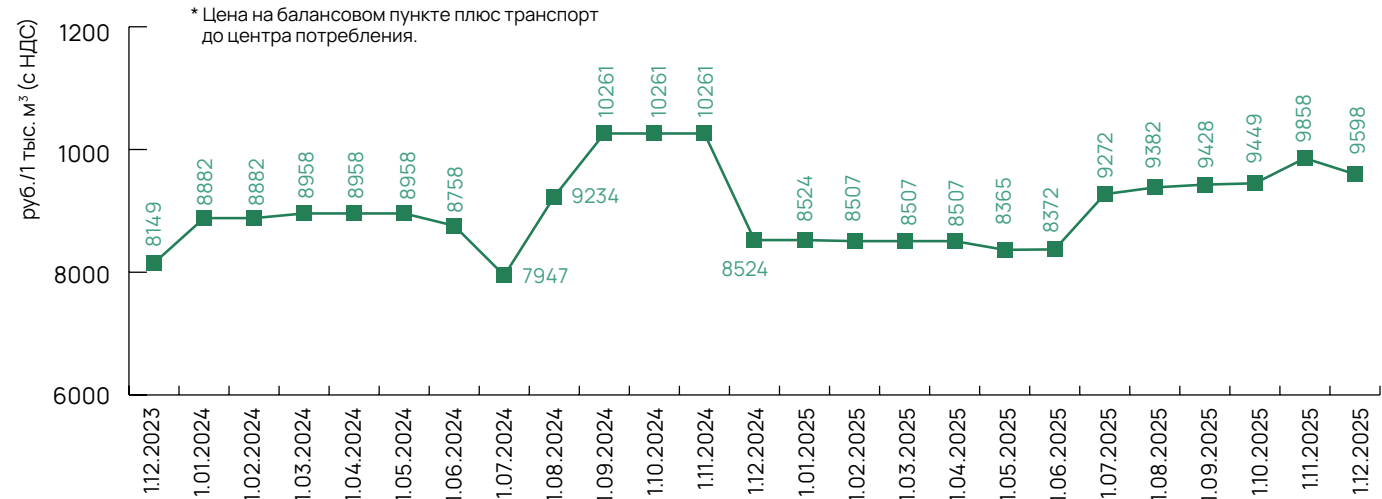
ГАЗ·БИРЖА·ЦЕНЫ

Сводные биржевые цены природного газа на балансовых пунктах Локосово и Надым



Источник: Петербургская Биржа

Биржевой региональный индекс природного газа для Московского региона*



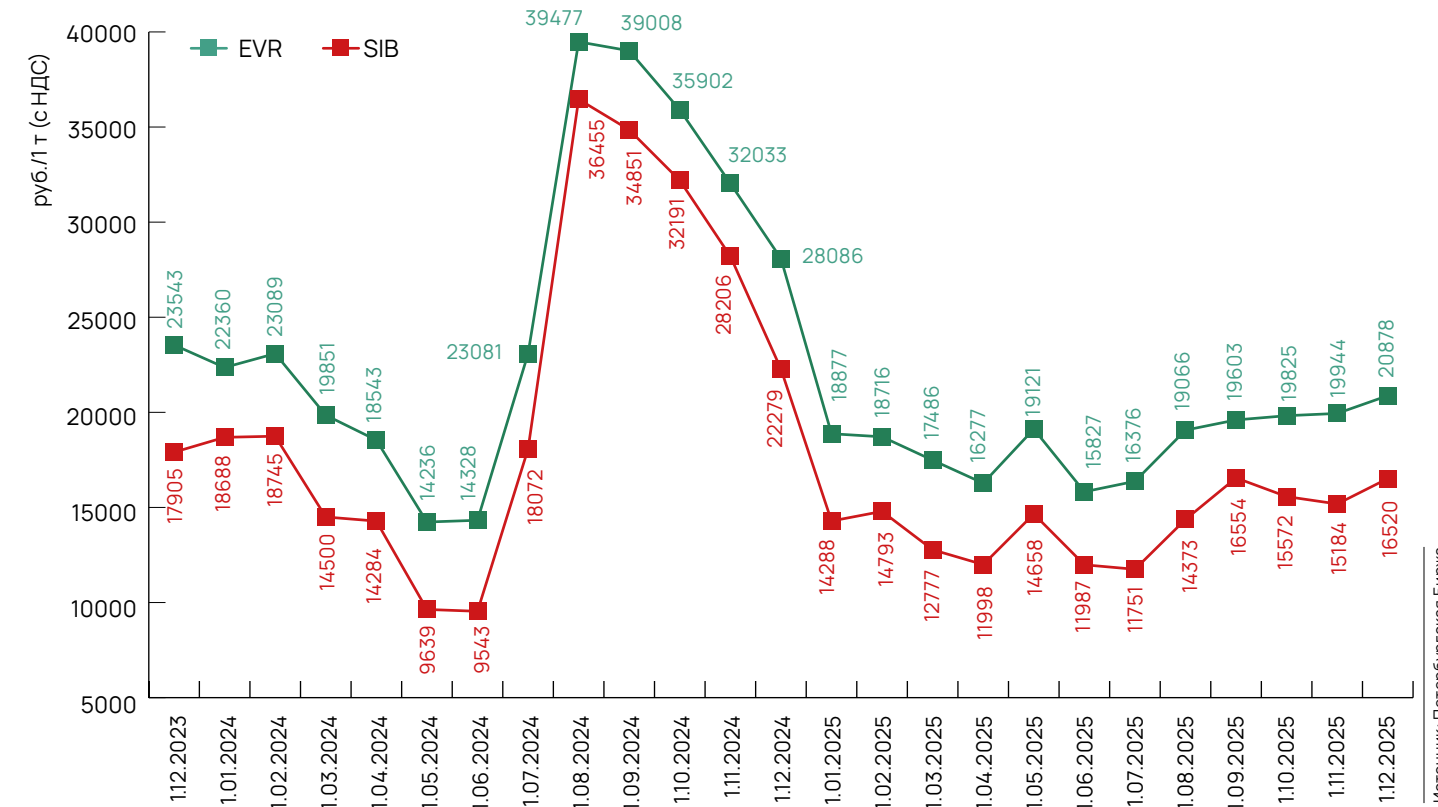
Источник: Петербургская Биржа

Внебиржевой региональный индекс природного газа для Московского региона*



Источник: Петербургская Биржа

Территориальные биржевые индексы цен СУГ*



Источник: Петербургская Биржа

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

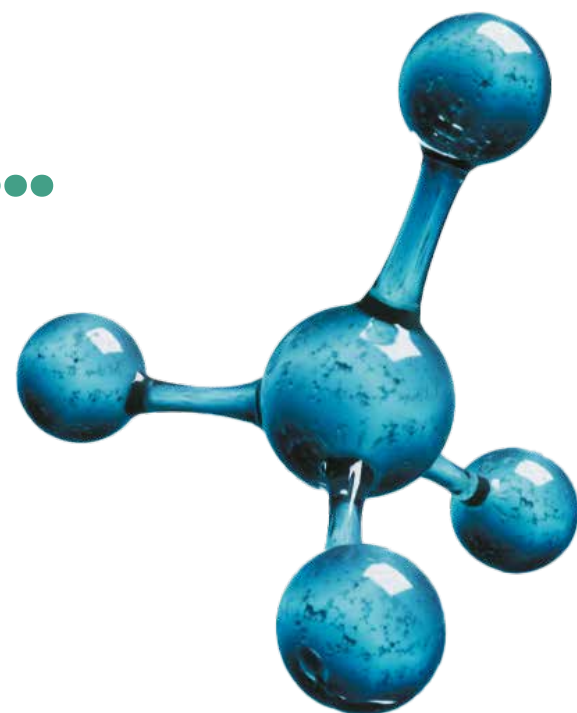
Сводные цены природного газа на балансовых пунктах (БП) рассчитываются для: БП КС «Надым» и БП «622,5 км (Локосово)». Сводная цена рассчитывается ежемесячно на основе договоров с поставкой «на следующий месяц», заключенных в ходе организованных торгов в Секции «Газ природный» Петербургской Биржи. Суточный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

Территориальные индексы Петербургской Биржи 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 Петербургская Биржа в соответствии с требованиями постановления правительства РФ от 23.07.2013 № 623.

МЕТАН, КВАЗИ-МЕТАН... ЛЮБЫМИ ПУТЯМИ



Спрос на газ растет, водород не зеленеет, а поиски заменителей природного топлива продолжаются

Контент-анализ материалов зарубежных источников выполнила **Елена Жук**

IEA: Импортёры ждут передышки на грядущей волне мощностей СПГ

Беспрецедентный рост мощностей по производству СПГ к 2030 году повлияет на энергетическую безопасность, спрос и доступность природного газа, отмечает IEA в ежегодном отчете Gas 2025.

Согласно новому среднесрочному прогнозу агентства, к концу текущего десятилетия мировые рынки газа претерпят серьезные изменения, а предстоящий рост мощностей по производству сжиженного природного газа изменит рыночную динамику.

К 2030 году мощности экспорта СПГ должны увеличиться примерно на 300 млрд м³ в год, что станет рекордным показателем. Это может произойти в первую очередь за счет вво-

да в эксплуатацию мощностей по сжижению газа в США и Катаре. С начала года было одобрено более 90 млрд м³ мощностей по сжижению природного газа в год. Львиная доля из них, более 80 млрд м³, в США, что является историческим максимумом для американского сектора СПГ. В числе утвержденных проектов: Louisiana LNG, очереди 8 и 9 Corpus Christi, фаза 1 CP2, очереди 4 и 5 Rio Grande LNG и фаза 2 Port Arthur.

IEA ожидает, что такой стремительный рост укрепит глобальную безопасность поставок и снизит рыночное давление после периода напряженности.

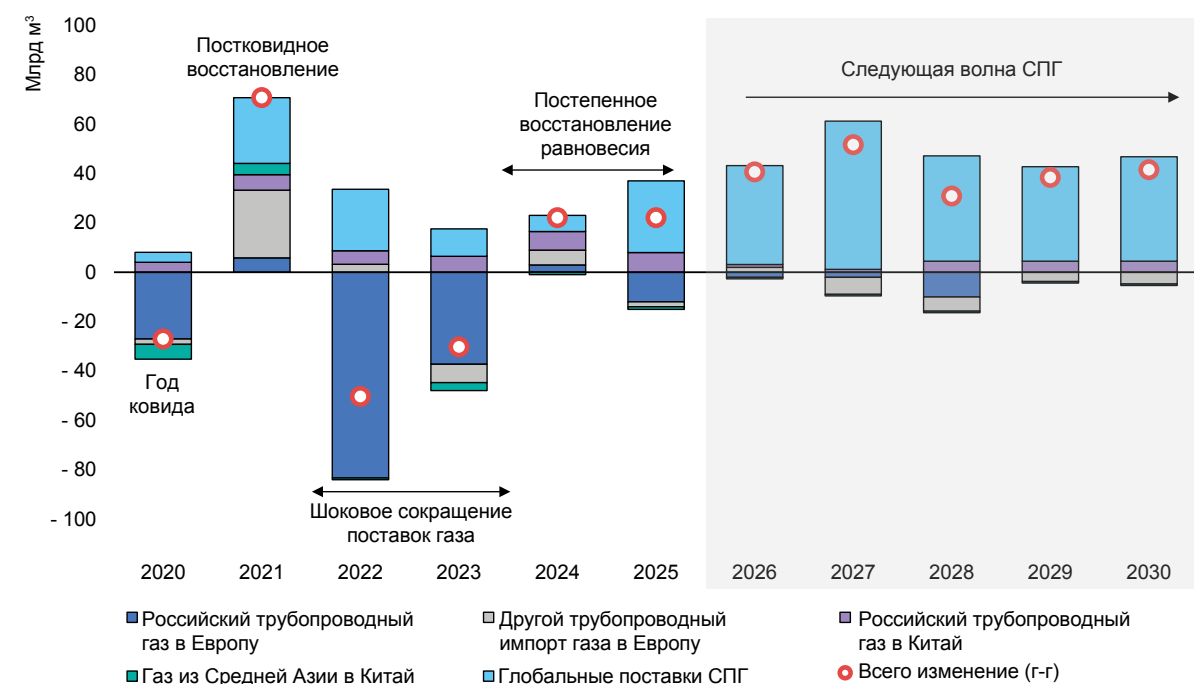
Хотя газовые рынки постепенно восстановились после шока 2022 года, цены оставались зна-

чительно выше исторических уровней, сдерживая спрос, особенно на чувствительных к ценам азиатских рынках, пишет агентство. В 2025 году прогнозируется замедление мирового спроса на газ с 2,8% в 2024 году до менее 1%.

В то же время резкий рост мощностей по сжижению природного газа может привести к увеличению чистого предложения СПГ на 250 млрд м³ в год к 2030 году. Если не будет непредвиденных перебоев, то в ближайшие годы это приведет к снижению цен и стимулированию роста спроса.

«Грядущая волна СПГ должна дать некоторую передышку мировым газовым рынкам, которые в течение нескольких

Изменения в поставках газа на мировой рынок (год к году)

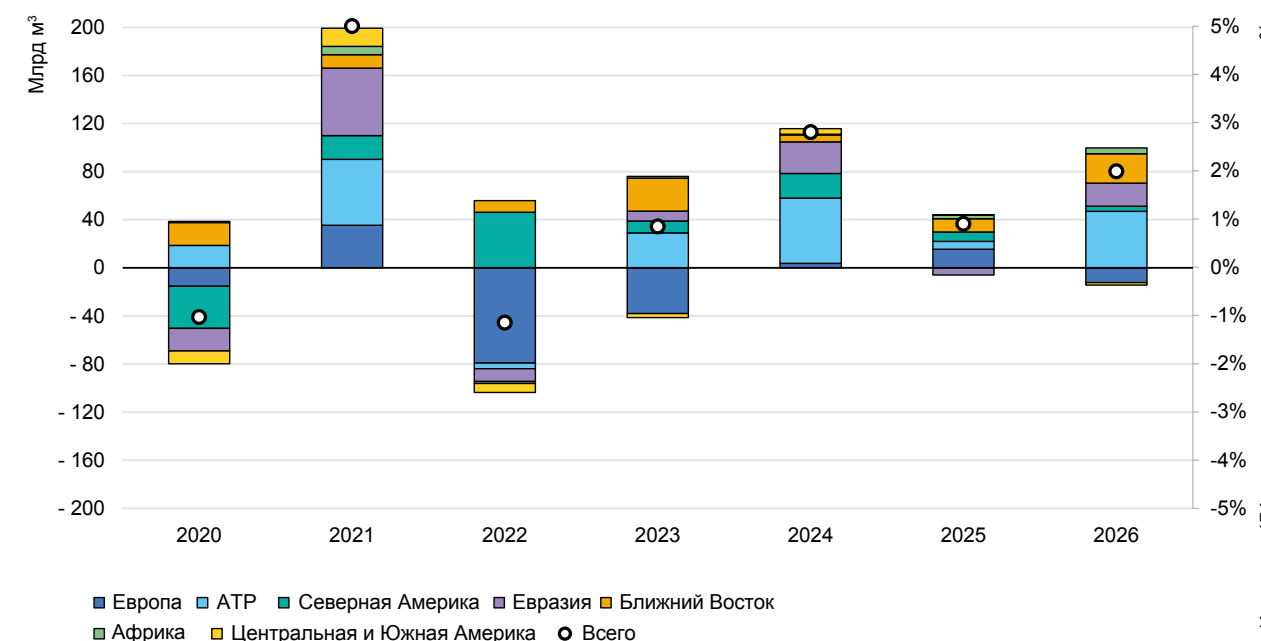


лет были напряженными и волатильными. Появление на рынке новых поставок, в частности из США и Катара, должно оказать понижающее давление на цены, что станет долгожданным облегчением для импортёров газа во всем мире, — зая-

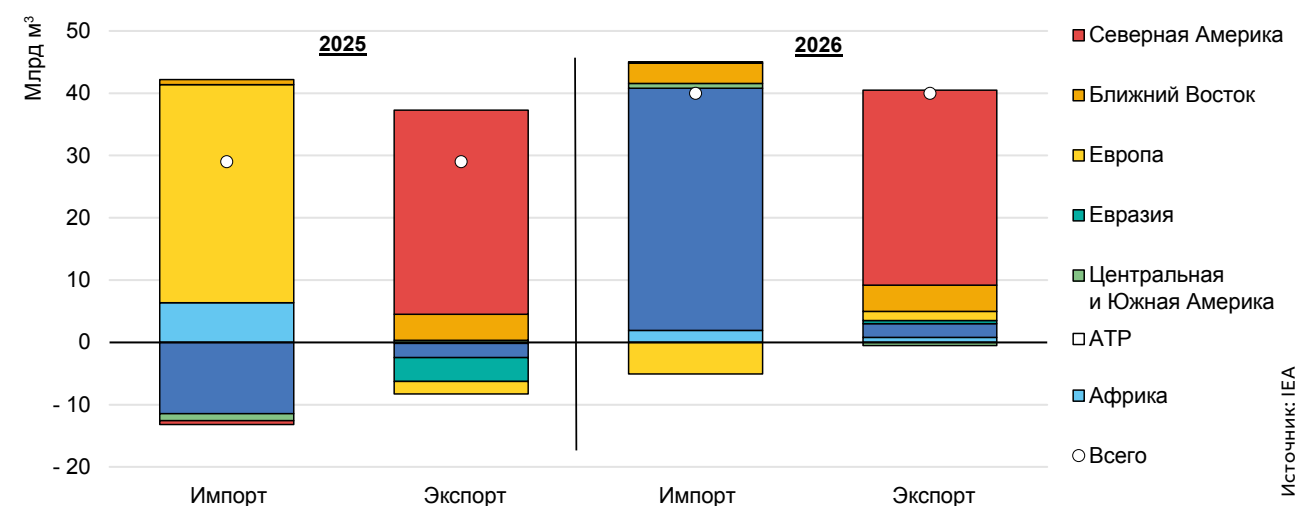
вил директор IEA по энергетическим рынкам и безопасности Кейсукэ Садамори. — Однако возросшая геополитическая напряженность и экономическая неопределенность не дают оснований для самоуспокоенности. Для обеспечения беспере-

бойности поставок критически важным остается глобальное сотрудничество, особенно в условиях роста потребления электроэнергии, который, как ожидается, приведет к увеличению спроса на газ во многих регионах».

Изменение спроса на природный газ в регионах мира (год к году)



Изменения импорта и экспорта СПГ в регионах мира (год к году)



Источник: IEA

Сценарии роста

В базовом сценарии, представленном в отчете, спрос на природный газ будет расти почти на 1,5% в год в период с 2024 по 2030 год, или на 380 млрд м³ в абсолютном выражении.

На Азиатско-Тихоокеанский регион придется половина роста, а на Ближний Восток, где такие страны, например, как Саудовская Аравия, в энергосистемах переходят с нефти на газ, — почти 30%.

В соответствии с оптимистичным сценарием, представленным в докладе, который рассматривает, как более сильное снижение цен на СПГ может стимулировать дополнительный рост спроса, в частности в АТР, потребление природного газа может увеличиваться на 1,7% в год до 2030 года, что приведет к увеличению спроса более чем на 65 млрд м³ в год сверх базового сценария. В то же время длительный период низких цен на СПГ может снизить стимулы инвестировать для разработчиков проектов и привести к потенциальному ужесточению ситуации на мировых газовых рынках после 2030 года, особенно если рост спроса будет идти по более высокой траектории.

Рынок требует гибкости

В части контрактов в докладе прогнозируется увеличение ликвидности и гибкости мирового рынка СПГ, при этом доля контрактов без указания места назначения к 2030 году составит немногим более половины от общего объема СПГ-контрактов.

Для трубопроводного газа, транспортируемого на дальние расстояния, согласно отчету IEA, напротив, ожидается снижение объемов поставок почти на 55 млрд м³ в период с 2024 по 2030 год, в основном из-за сокращения поставок на европейском направлении.

Потребление по секторам

В базовом сценарии отчета IEA около 45% ожидаемого роста мирового спроса на газ в период с 2024 по 2030 год придется на промышленность и электроэнергетику (включая нефтепереработку). Электроэнергетическая отрасль будет вторым по величине источником роста мирового спроса в прогнозируемый период, обеспечивая более трети чистого прироста.

Более половины роста спроса в этой отрасли придется

на АТР. Значительную роль сыграет и Ближний Восток, добавляя спрос на более 50 млрд м³/г в период с 2024 по 2030 год, в основном за счет масштабных инициатив по переходу с нефти на газ, возглавляемых Саудовской Аравией.

Спрос на природный газ в жилом и коммерческом секторе к 2030 году, согласно прогнозу, увеличится почти на 50 млрд м³/г за счет стран Азии, Евразии и Ближнего Востока.

В транспортном секторе также ожидается рост, хотя и более скромными по сравнению с другими секторами темпами, почти на 35 млрд м³/г. Драйвером роста станет автомобильный транспорт в Китае и, в меньшей степени, Индии. Помимо потребления на внутренних водных путях ожидается увеличение использования СПГ в секторе морского транспорта, включая как газозавозы, так и коммерческие суда, на 15 млрд м³/г к 2030 году. Рост обусловлен расширением флота, развитием инфраструктуры бункеровки СПГ и благоприятными экономическими показателями по сравнению с другими альтернативными видами топлива.

СПГ из России: успеть купить...

Многие зарубежные источники внимательно отслеживают движение и позиции российского газа на мировых рынках, а также отмечают, что Европа продолжает закупать достаточно большие объемы СПГ.

В энергетике ЕС продолжают действовать двойные стандарты, писал в конце ноября 2025 года норвежский портал highnorthnews, издание государственного Nord University. Занимая жесткую позицию по российскому сжиженному газу, Евросоюз пока закупает его больше, чем когда-либо. Данные, опубликованные всего через несколько дней после достижения соглашения о прекращении закупок российского СПГ к 2027 году, показали, что в 2025 году блок импортирует рекордные объемы, отмечает издание.

Как подсчитали в некоммерческом аналитическом центре Института энергетической экономики и финансового анализа (IEEFA), за первые шесть месяцев 2025 года ЕС получил из России на 7% больше СПГ, чем за аналогичный период прошлого года, потратив около €4,5 млрд.

За последние 3,5 года государства-члены ЕС закупили российский трубопроводный и сжиженный газ на сумму около €120 млрд.

Отсроченный запрет

Данные, опубликованные IEEFA, особенно примечательны в свете того, что ЕС заявил о прекращении закупок российского газа к 1 января 2027 года.

Как отмечает норвежское издание, европейские импортеры и операторы терминалов, похоже, стремятся скупить весь российский СПГ, который им попадется, — бизнес, доказавший высокую прибыльность за почти десятилетие с момента запуска «Ямал СПГ» в декабре 2017 года.

Поэтапно

Совет ЕС 3 декабря 2025 года объявил о достижении соглашения с Европарламентом о регламенте поэтапного отказа от импорта российского газа, сообщается на сайте Совета. Этот регламент является центральным элементом «дорожной карты» ЕС REPowerEU.

Он вводит юридически обязательный поэтапный запрет на импорт как сжиженного природного газа (СПГ), так и трубопроводного газа из России, с полным запретом с конца 2026 года и осени 2027 года соответственно.

Импорт российского трубопроводного газа и СПГ будет запрещен через шесть недель после вступления регламента в силу, сохраняя при этом переходный период для действующих контрактов. В частности:

- для краткосрочных контрактов на поставку газа, заключенных до 17 июня 2025 года, запрет на импорт российского газа будет действовать с 25 апреля 2026 года для СПГ и с 17 июня 2026 года для трубопроводного газа;
- для долгосрочных контрактов на импорт СПГ запрет начнет действовать с 1 января 2027 года в соответствии с 19-м пакетом санкций;
- для долгосрочных контрактов на импорт трубопроводного газа запрет вступит в силу 30 сентября 2027 года при условии достижения целевых показателей заполнения хранилищ, предусмотренных в правилах хранения газа, и не позднее 1 ноября 2027 года.

Россия остается вторым по величине поставщиком СПГ в Европу, на долю которого в первой половине 2025 года пришлось около 13%, согласно данным IEEFA, и за четыре года доля России в общем импорте сжиженного природного газа

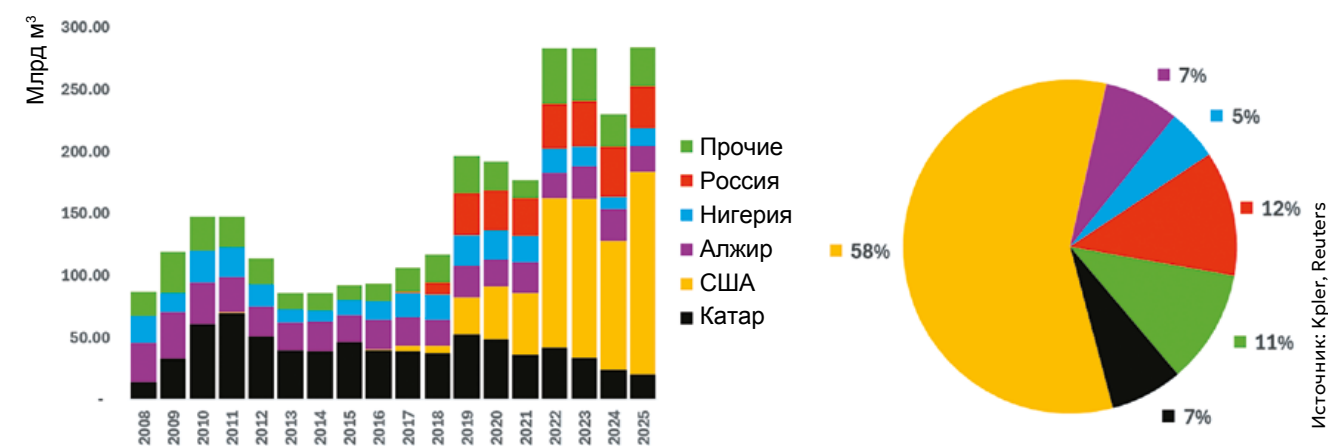
в ЕС практически не изменилась.

Структура импортеров также остается неизменной. На долю Франции приходится 41% импорта российского СПГ на континенте, за ней следуют Бельгия (28%), Испания (20%), Ни-

Плавучее хранилище Høegh Esperanza германского СПГ-терминала Wilhelmshaven



Структура поставок СПГ в Европу по источникам



дерланды (9%) и Португалия (2%).

Импорт Франции из России в 2025 году увеличился на 8%. В сентябре президент страны Эммануэль Макрон назвал оставшийся импорт «крайне незначительным», заявив, что не видит необходимости в ускоренных мерах по поэтапному отказу от российских поставок. Французская TotalEnergies остается ключевым инвестором в российский проект на Ямале. Компания ежегодно закупает 4 млн тонн СПГ на арктическом заводе — больше, чем любой другой покупатель, пишет норвежский highnorthnews.

Перевалка: последствия запрета не ясны

Почти десять лет европейские порты также использовались для перевалки российского СПГ. Грузы прибывали на терминалы ЕС, а затем переправлялись на рынки за пределами континента. Эта практика прекратилась 26 марта 2025 года, когда в Брюсселе вступил в силу запрет на перевалку.

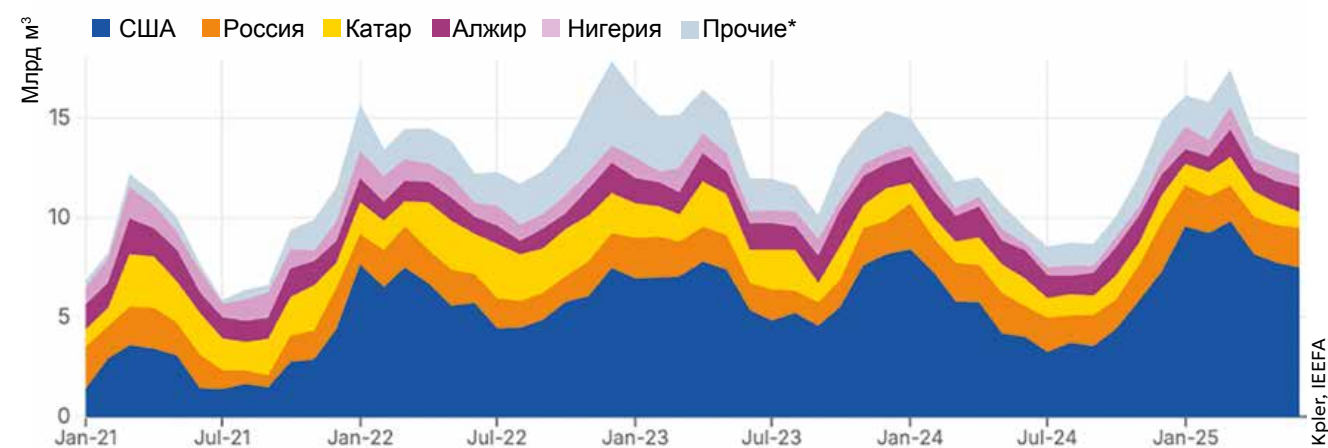
Данные IEEFA показывают устойчивое снижение этого вида деятельности на двух ключевых терминалах — в Зебрюгге (Бельгия) и Монтуар-де-Бретань (Франция) — в течение несколь-

ких месяцев, предшествовавших введению запрета.

Однако непреднамеренным последствием этого запрета, по всей видимости, является то, что часть российского СПГ, ранее реэкспортированного, теперь может просто остаться в ЕС. Это отчасти объясняет рост импорта в первой половине 2025 года.

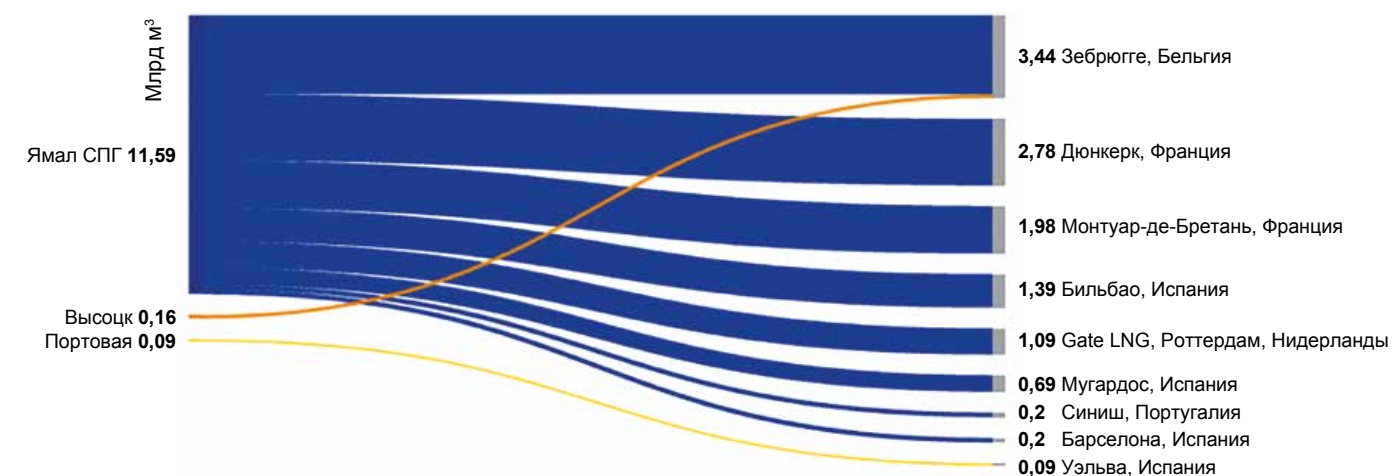
В отчете IEEFA отмечается, что бельгийский Зебрюгге, который ранее был крупнейшим перевалочным терминалом, в первой половине 2025 года импортировал больше российского СПГ, чем любой другой европейский терминал.

Динамика поставок СПГ в Европу за январь 2021–2025 (год к году)



* Среди прочих: Ангола, Австралия, Бельгия, Бразилия, Камерун, Чили, Китай, Доминиканская Республика, Экваториальная Гвинея, Франция, Индонезия, Ямайка, Литва, Мозамбик, Нидерланды, Норвегия, Оман, Папуа – Новая Гвинея, Перу, Пуэрто-Рико, Сингапур, Южная Корея, Испания, ОАЭ и Тринидад и Тобаго.

Потоки российского СПГ на терминалы Европы в первой половине 2025 года



* Объемы в Зебрюгге и Монтуар-де-Бретани включают как импорт, так и перевалку; санкции США в отношении терминалов Портовая и Высоцк вступили в силу 27 февраля 2025 года, отгрузки с этих терминалов в адрес портов Уэльва и Зебрюгге осуществлялись до этой даты.

Во втором полугодии поставки СПГ в Европу, не только из России, продолжили расти, несмотря на стратегию ЕС по снижению потребления газа. За первые десять месяцев года Европа, по данным Kpler, импортировала 101,38 млн тонн СПГ. Это на 16,75 млн тонн больше, чем за аналогичный период прошлого года.

Reuters: Газ сохранит решающую роль по всей Европе

Планы ЕС по отказу от импорта российского природного газа к 2027 году затронут страны по-разному, что обусловлено различиями в степени зависимости от газа и способностью переключаться на других поставщиков. Reuters приводит небольшой анализ наиболее зависимых от газа стран Европы и основных региональных тенденций импорта газа.

Ряд стран, в числе которых Венгрия и Словакия, рассматривают возможность судебного иска против ЕС, поскольку их экономики сильно зависят от газа для энергетики и промышленности и не могут получить выгоду от импорта СПГ из-за отсутствия выхода к морю. В ближайшие месяцы можно ожи-

дать и усиления сопротивления, и дальнейшей доработки окончательного плана, который власти ЕС надеются принять в начале 2026 года.

Между странами существуют различия в степени зависимости от газа. К примеру, Германия, хоть и является крупнейшим потребителем природного газа на континенте, занимает лишь восьмое место в регионе по доле природного газа в общем объеме поставок энергии.

Самые зависимые

Экономика Италия — самая газозависимая в Европе: по данным Energy Institute, в 2024 году 38% общего объема поставок энергоносителей страны приходилось на природный газ. Замыкают пятерку стран с наибольшей газозависимостью по доле газа в общем энергобалансе, Великобритания, Украина, Венгрия и Нидерланды. Шесть крупных европейских стран зависят от природного газа на 30 и более процентов в объеме поставок энергии, что оправдывает противодействие политике, грозящей сокращением этих поставок и сдерживающей производство электроэнергии и промышленную деятельность.

В то же время из десяти наиболее зависимых от доли поставок газа в общем балансе энергопоставок экономик Европы девять имеют прямой доступ к крупным портам, которые теоретически могли бы обеспечить импорт СПГ.

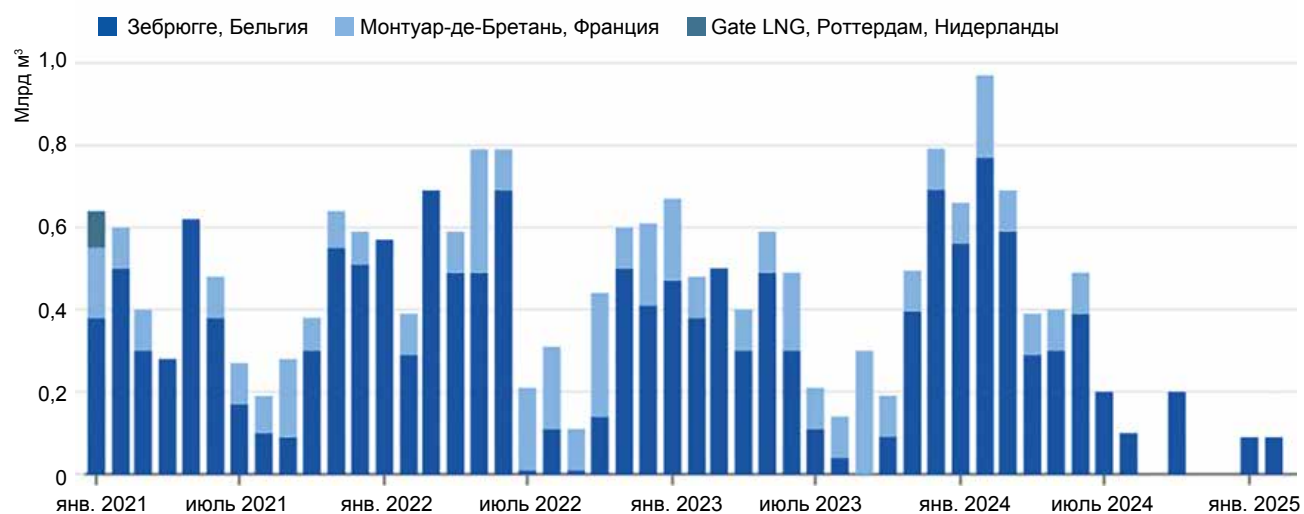
Только у Венгрии, не имеющей выхода к морю, нет морского порта для строительства терминала по импорту СПГ, что отчасти объясняет, почему страна так противится диктату ЕС о постепенном отказе от импорта газа из России. С аналогичными географическими ограничениями сталкивается и Словакия с четвертью газа в общем объеме поставок энергоносителей, вынужденная присоединиться к Венгрии в сопротивлении плану ЕС.

Другие крупные потребители газа в Центральной Европе, включая Хорватию, Австрию и Румынию, также сталкиваются со сложностью в экономическом доступе к поставкам газа не из России, учитывая расхождения до импортных терминалов и ограниченное количество трубопроводных соединений с другими экспортерами.

Премиальный СПГ

Экономически обоснованный отказ от российского газа ста-

Динамика поставок СПГ в Европу за январь, июль 2021–2025 (год к году)



* Данные Kpler по бельгийскому импорту включают также объемы перевалки на другие рынки; IEEFA пытается разделить эти объемы

Источник: Kpler, IEEFA

новится проблемой и для стран, располагающих терминалами по импорту СПГ.

Несмотря на то что российский газ редко поставлялся по бросовым ценам, он все же гораздо дешевле импортируемого СПГ, отмечает Reuters. По отраслевым оценкам, ранее российские трубопроводные поставки составляли около \$6–8 млн БТЕ. В свою очередь цены на импортируемый в Европу СПГ были около \$12–15 млн БТЕ, то есть примерно на 50% выше.

Жесткая конкуренция между экспортерами СПГ в последние месяцы привела к снижению цен на СПГ на европейском рынке, и это могло несколько сокра-

тить разницу в ценах для тех, кто сегодня покупает газ.

Что в перспективе?

Если европейские страны хотят окончательно вытеснить российские трубопроводные поставки, регион должен оставаться крупным импортером СПГ на постоянной основе, заключает информагентство.

По данным Kpler, в 2025 году импорт СПГ в Европу превысил 284 млрд м³, что является рекордным показателем и на 23% больше общего объема импорта в 2024 году.

Значительный рост потребностей усиливает настроения экспортеров СПГ, многие из кото-

рых планируют наращивать экспортные мощности в ближайшие годы, рассчитывая на продолжение роста спроса.

Вместе с тем объем импорта в этом году всего на 0,3% превышает общий объем импорта Европы в 2023 году (предыдущий годовой пик), что ставит под сомнение устойчивость текущего всплеска импорта СПГ. Быстрый рост производства электроэнергии из ископаемых источников за последние пять лет также грозит ограничить спрос Европы на газ в энергосистемах. По данным Ember, производство чистой электроэнергии в Европе увеличилось более чем на 11% с 2019 года, в то время как производство электроэнергии из ископаемого топлива сократилось на 15%.

Тем не менее в ближайшей перспективе газ сохранит решающую роль по всей Европе как в производстве электроэнергии, так и в промышленных процессах, пишет Reuters. В результате, даже несмотря на общественное и государственное давление, направленное на сокращение закупок газа из России, ряд коммунальных предприятий и бизнесов по всей Европе по-прежнему будут сильно зависеть от газа в своей повседневной деятельности, сопротивляясь отказу от него.

Великобритания не спешит закрывать газовые вентили

Национальный оператор энергосистемы Великобритании NESO предупредил о риске дефицита газа, к которому страна может прийти через пять лет с ростом зависимости от его импорта, что ставит под сомнение энергетическую стратегию правительства, сообщила Financial Times в конце ноября. NESO заявил о возникновении этого риска в случае перехода Великобритании на низкоуглеродную энергетику более медленными, чем планировалось, темпами, и о том, что система может не справиться с потерей важной части инфраструктуры.

Ожидалось, что поставок будет достаточно для удовлетворения спроса при нормальных погодных условиях, но стресс-тестирование в неблагоприятных условиях выявило «возникающий риск для безопасности поставок газа» в начале 2030-х годов, говорится в отчете NESO.

«В сценариях, когда все газоснабжение и сетевая инфраструктура работают (без сбоев), этот риск очевиден только там, где декарбонизация идет медленнее всего, — говорится в отчете. — Тем не менее в маловероятном случае потери важной части газовой инфраструктуры предложение газа в 2030–2031 годах будет ниже спроса».

Добыча в Северном море падает с истощением запасов бассейна, период расцвета которого пришелся на 2000-е годы. Терминалы по переработке газа закрываются или будут закрыты в ближайшие годы.

Недавно были подтверждены планы запрета на лицензирование разведки новых нефтяных и газовых месторождений в Северном море. Компаниям разрешено бурить вблизи действующих месторождений, используя существующие трубопроводы и буровые установки. В то же

время представители отрасли предупредили, что эта мера мало что даст для роста добычи, если правительство не отменит налог на сверхприбыль для нефтегазовых компаний.

Хотя многие эксперты в ближайшие годы ожидают больших объемов газа на мировых рынках, мировые поставки крайне подвержены перебоям, как показал резкий рост цен в 2022 году.

Великобритании также необходимо иметь инфраструктуру для импорта, доставки и хранения газа и при необходимости использовать его для производства электроэнергии. Исторически страна полагалась на терминалы и трубопроводы, принимающие газ из Северного моря. Но теперь она все больше зависит от терминалов импорта в Уэльсе и на юге Англии, которые могут принимать СПГ со всего мира.

Власти страны намерены сократить потребление газа, чтобы снизить выбросы CO₂, и поддерживают строительство новых ветряных и солнечных электростанций, а также призывают людей покупать тепловые насосы вместо газовых котлов.

Но даже если эти шаги будут реализованы в желаемом



NESO

темпе, газ по-прежнему необходим для гарантированного энергоснабжения в холодные безветренные дни, а это означает, что инфраструктура должна оставаться работоспособной даже в случае редкого использования.

Правительство начало консультации по финансовой поддержке промышленности, чтобы она могла содержать инфраструктуру для дней высокого спроса, даже если большую часть года через нее проходит гораздо меньше энергоносителей.



NESO

QatarEnergy и Exxon грозятся покинуть рынок ЕС

Руководители двух крупнейших поставщиков газа в Европу, ExxonMobil и QatarEnergy, в начале ноября 2025 года предупредили о возможном прекращении сотрудничества с ЕС, если тот существенно не смягчит закон об устойчивом развитии, который может привести к штрафам в размере 5% от глобальной выручки этих компаний, сообщает middleeastmonitor со ссылкой на Reuters.

Генеральный директор Exxon Даррен Вудс заявил Reuters в кулуарах встречи ADIPEC в Абу-Даби, что директива ЕС о комплексной проверке корпоративной устойчивости будет иметь «катастрофические последствия» в случае ее принятия в нынешнем виде. Директива требует от компаний, ведущих бизнес в ЕС, учитывать права человека и экологические риски во всех своих цепочках поставок, она направлена на привлечение компаний к ответственности за ущерб, причиненный в результате деятельности даже за пределами Европы.

«Если мы не сможем добиться успеха в Европе и, что еще

важнее, если они начнут пытаться применять свое вредоносное законодательство по всему миру, где мы ведем бизнес, оставаться там станет невозможно», — сказал Вудс.

Министр энергетики Катара Саад аль-Кааби, который также является генеральным директором QatarEnergy, сообщил агентству Reuters на той же конференции, что у газового гиганта есть планы действий на случай, если он решит приостановить поставки в Европу.

Выступая на конференции ADIPEC, аль-Кааби повторил угрозу прекратить поставки СПГ в Европу, заявив, что компания не сможет продолжать вести бизнес там, если ЕС не изменит или не отменит этот закон. «Мы не можем достичь нулевого уровня выбросов, а это одно из многочисленных требований», — сказал катарский министр.

«Европа должна понять, что, я думаю, им нужен газ из Катара. Им нужен газ из США, — сказал он. — Им нужен газ из многих мест по всему миру... очень важно, чтобы они отнеслись к этому со всей серьезностью».

Даррен Вудс заявил, что законопроект требует от крупных компаний, таких как ExxonMobil, технически невыполнимого — реализации планов по адаптации к изменению климата, соответствующих цели Парижского соглашения по ограничению глобального потепления на 1,5 °C сверх доиндустриального уровня. «Меня поражает, что от нас требуют невыполнимого не только в том, что касается нашего бизнеса в Европе, но и по всему миру, независимо от того, относится он к Европе или нет», — сказал он.

ExxonMobil и QatarEnergy входят в число крупнейших поставщиков СПГ в Европу. В 2024 году на долю американской компании пришлось около 50% импорта СПГ в ЕС от американских производителей. Катар, в свою очередь, поставлял от 12% до 14% СПГ после 2022 года.

Для обеих компаний Европа является важным рынком. Exxon в прошлом году заявила об инвестициях в регион €20 млрд за предыдущее десятилетие, QatarEnergy имеет долгосрочные контракты на поставки с британской Shell, французской TotalEnergies и итальянской Eni. Эти компании, чьи поставки газа на континент резко возросли после прекращения поставок из России, теперь подталкивают блок к отказу от части его «зеленой» стратегии.

В октябре правительства Катара и США призвали глав европейских государств пересмотреть закон, который, по их мнению, угрожает поставкам в Европу надежной и доступной энергии. Европейский парламент согласился обсудить дальнейшие изменения в законе. ЕС намерен утвердить окончательный вариант изменений к концу 2025 года.

Японский перевозчик СПГ о трудностях геополитики и декарбонизации

Японская судоходная компания Mitsui O.S.K Lines (MOL) сталкивается с новыми вызовами, связанными с геополитической нестабильностью, в отношении своего бизнеса по транспортировке СПГ и стратегий декарбонизации, заявил президент и генеральный директор судоходной компании Такеши Хасимото агентству Platts.

«Мы не хотим стать частью теневого флота»

В мае 2025 года ЕС ввел санкции против трех танкеров MOL для перевозки СПГ за поддержку торговли энергоносителями с Россией. В июле эти суда были исключены из списка в связи с тем, что Брюссель заручился «твердыми обязательствами» не использовать их для перевозки грузов с проектов «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2».

Западные власти пока не ввели санкции против «Ямала СПГ», введенного в эксплуатацию до российско-украинского конфликта, из-за опасений перебоев с поставками. Новый же проект «Арктик СПГ 2», напротив, находится под санкциями США и Великобритании и сталкивается с торговыми ограничениями.

«Наши суда внезапно оказались под санкциями, несмотря на то, что перевозили груз с Ямала, не подпадающий под санкции ЕС», — заявил Хасимото агентству Platts.

«Другие судоходные компании, перевозящие тот же груз с Ямала, не подверглись санкциям. Мы посчитали это несправедливым... Введение санкций без соблюдения установленных правил может создать препятствия для международного судоходства и мировой торговли», — сказал Хасимото. Он добавил, что ЕС, возможно, считает транспортировку грузов с «Ямала СПГ» в Европу прием-



лемой, поскольку существует спрос, но «в Азии также имеется спрос, и ей нужен СПГ из России».

В распоряжении MOL имеется более 100 танкеров для перевозки СПГ, семь из которых используются для перевозки СПГ с Ямала, включая три ледокольных судна, предназначенных для работы в Арктике, где реализуется проект. Один из танкеров компании также осуществляет поставки с российского проекта «Сахалин-2» в Тихом океане.

Однако, по словам Хасимото, заключение каких-либо дальнейших соглашений о поставках в рамках российских проектов СПГ «исключено» до завершения российско-украинского конфликта.

По данным Platts, в этом году Россия экспортировала 26,1 млн тонн СПГ, из которых 12 млн тонн — в страны ЕС, 6,3 млн тонн — в Китай, 4,9 млн тонн — в Японию, а остальное — в другие страны Азии.

Планируемый ЕС отказ от импорта российского СПГ с начала 2027 года потенциально может оставить Японию единствен-

ным членом «большой семерки», который в ближайшие годы будет покупать этот энергоноситель у России.

Если Япония прекратит закупки российского СПГ, MOL могла бы изучить возможности поставок в Китай, не нарушая санкций, заявил Хасимото.

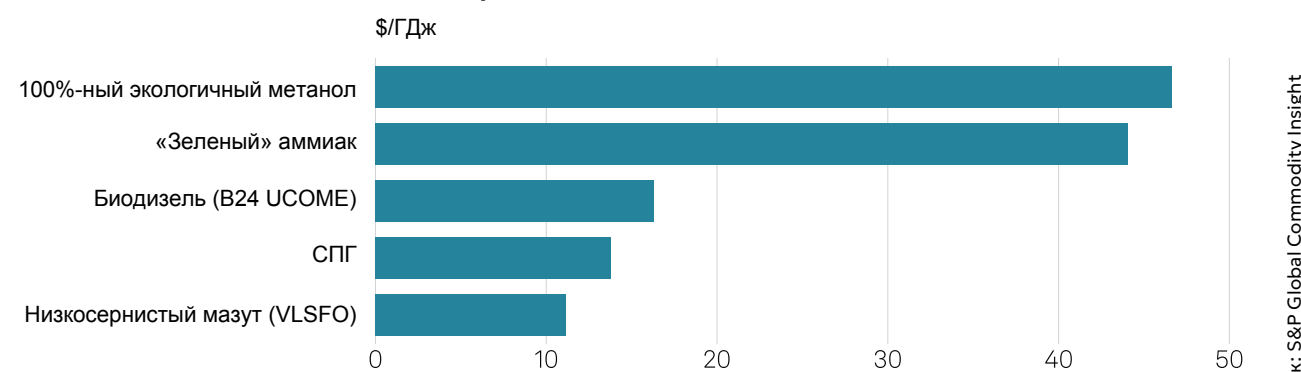
«По сути, становится все труднее и труднее... Мы определенно не хотим быть частью теневого флота», созданного для транспортировки энергоносителей под санкциями, добавил Хасимото.

«Не так просто увеличить число судов с нулевыми выбросами»

После того как государства-члены International Maritime Organisation (IMO) проголосовали за отсрочку принятия рамочной программы Net-Zero, Хасимото заявил, что MOL может столкнуться с трудностями при переходе к низкоуглеродному режиму с нулевыми выбросами к 2050 году. В числе прочих карательных мер США пригрозили сторонникам декарбонизации



Стоимость основных видов судового топлива



* Цены бункеровки в Сингапуре в октябре 2025 года для метанола даны на основе отгрузок, для остальных видов топлива рассчитаны калькулятором цен бункеровки Platts.

Источник: S&P Global Commodity Insight

санкциями и портовыми сборами, успешно предотвратив запланированное внедрение программы с 2028 года.

«На сегодняшний день с коммерческой, экономической, а также с технической и политической точек зрения, мне кажется, не так просто увеличить количество судов с нулевым уровнем выбросов, — сказал Хасимото. — Для увеличения их числа нам, безусловно, потребуется международная помощь в сфере регулирования».

MOL, флот которой насчитывает более 900 танкеров, контейнеровозов и судов других типов, являясь одним из крупнейших в мире, в среднем потребляет судового топлива в объеме 3–3,5 млн тонн нефтяного эквивалента. В бункерном балансе компании преобладают традиционные виды топлива на основе нефти. В финансовом году в период с апреля 2024 года по конец марта 2025 года объем использования СПГ составил 73 тыс. тонн, а биотоплива — 20 тыс. тонн.

Помимо танкеров для перевозки СПГ, спроектированных под работу на этом виде топлива, MOL строит флот из не менее 42 судов других типов, способных работать в том числе и на СПГ. 15 из них уже находилось в эксплуатации по состоянию на 31 марта. Компания также строит семь судов, рабо-

тающих на метаноле: 5 из них уже в эксплуатации, остальные на стадии строительства. К 2030 году MOL планирует иметь 90 судов, способных работать на СПГ или метаноле, в рамках двух проектов расширения. Это поможет компании сократить выбросы парниковых газов категории 1 и 2 на 23% относительно уровня 2019 года.

В целом, по словам Хасимото, через несколько лет группа MOL будет располагать 130–150 судами, работающими на альтернативных видах топлива, включая суда для транспортировки СПГ. «Однако, учитывая общий размер нашего флота, это все равно будет лишь незначительная доля», — сказал он.

В перспективе компания поставила перед собой цель сократить интенсивность выбросов парниковых газов категорий 1, 2 и 3 на 45% по сравнению с 2019 годом к 2035 году. К этому же сроку компания планирует построить 130 судов с нулевым уровнем выбросов, работающих, скорее всего, на аммиаке, и уже заключила контракт на пять из них. После 2030 года численность таких судов MOL намерена увеличить.

Но экономическая эффективность всех этих планов остается под вопросом. Низкоуглеродное судовое топливо все еще значительно дороже обычного,

и судоходным компаниям часто сложно переложить дополнительные расходы на заказчика. Представители отрасли заявили, что решающее значение для содействия внедрению будут иметь такие нормативные акты, как Национальный план Новой Зеландии (NZF) IMO, призванный установить глобальную стоимость выбросов парниковых газов в морском секторе.

Согласно расчетам Platts, средняя цена на мазут с содержанием серы 0,5%, наиболее распространенный тип топлива, в октябре с поставкой в Сингапуре составила \$11,17 за гигаджоуль, на СПГ — \$13,77 за ГДж, а на 100%-ный экологичный метанол — \$46 за 66 ГДж. Цена на аммиак возобновляемых энергоисточников с поставкой в Восточную Азию составила \$44,07 за ГДж.

«Довольно большое число заказчиков готово принимать СПГ в качестве бункерного топлива, — сказал Хасимото. — Следующий шаг — максимально эффективно использовать аммиак и метанол, но на сегодняшний день мы не можем полагаться только на сотрудничество с нашими заказчиками».

«Нам определенно нужна глобальная нормативная база или налоговое регулирование», — заключил он в интервью Platts.

«Зеленый» водород пока остается преимущественно голубым

Ожидания относительно производства водорода с низким уровнем выбросов к 2030 году снизились, но поступательное движение продолжается, сообщает IEA на страницах доклада GAS 2025.

Несмотря на более медленный, чем ожидалось ранее, прогресс в реализации проектов, глобальное производство водорода с низким уровнем выбросов неуклонно растет. К 2030 году этот рост может оказаться в диапазоне от 5-кратного (с учетом действующих проектов на поздней стадии) до 50-кратного (с учетом действующих проектов на ранней стадии).

Движение проектов

По информации базы данных проектов по производству водорода IEA, отслеживающей проекты на разных стадиях разработки в разных регионах, глобальное производство водорода с низким уровнем выбросов в общем портфеле проектов (включая проекты на стадии ТЭО) к этому времени может увеличиться до примерно 25 Мт (или 75 млрд м³ в эквиваленте). В настоящее время подавляющая часть производства по-прежнему осуществляется на ископаемом топливе. Несмотря на это, в IEA видят более 55% потенциального роста к 2030 году по технологии электролиза воды, поскольку проекты получения водорода все чаще сочетаются с возобновляемыми источниками производства электроэнергии.

Расширение портфеля за счет проектов, находящихся на стадии концепции, позволит увеличить объем производства к 2030 году примерно до 37 Мт (или более 110 млрд м³ в экв.), причем около 75% прироста будет приходиться

В ЕС вступили в силу правила по производству низкоэмиссионного водорода



В Европе вступили в силу правила по производству водорода с низким содержанием углерода. Акт о производстве низкоуглеродного топлива (Low-Carbon Fuels Delegated Act) устанавливает правила

классификации водорода как «низкоуглеродного» (low-carbon) и охватывает такие методы производства, как риформинг природного газа с улавливанием углерода, электролиз на установках, работающих исключительно на ВИЭ, и пиролиз метана.

Как отметил в конце ноября портал h2-view со ссылкой на официально опубликованное сообщение ЕС, согласно этим правилам производители должны продемонстрировать снижение выбросов как минимум на 70% по сравнению с ископаемым топливом, что эквивалентно 28,2 г CO₂-экв./МДж, с помощью методологии оценки выбросов за весь жизненный цикл. Это включает в себя выбросы метана на этапе добычи и фактические показатели улавливания углерода.

на электролитический водород. Это подчеркивает огромный потенциал указанных технологий в данный период времени, но также и сохраняющуюся степень неопределенности в отношении темпов их внедрения, отмечает международное агентство.

Сегодня большая часть объявленных проектов по производству водорода с низким уровнем выбросов остается на стадии технико-экономического обоснования или концепции, при этом на проекты, находящиеся на стадии перспективной разработки (в стадии строительства или достигшие окончательного инвестиционного решения), приходится менее 10% потенциального объема производства к 2030 году. Если учитывать только действу-

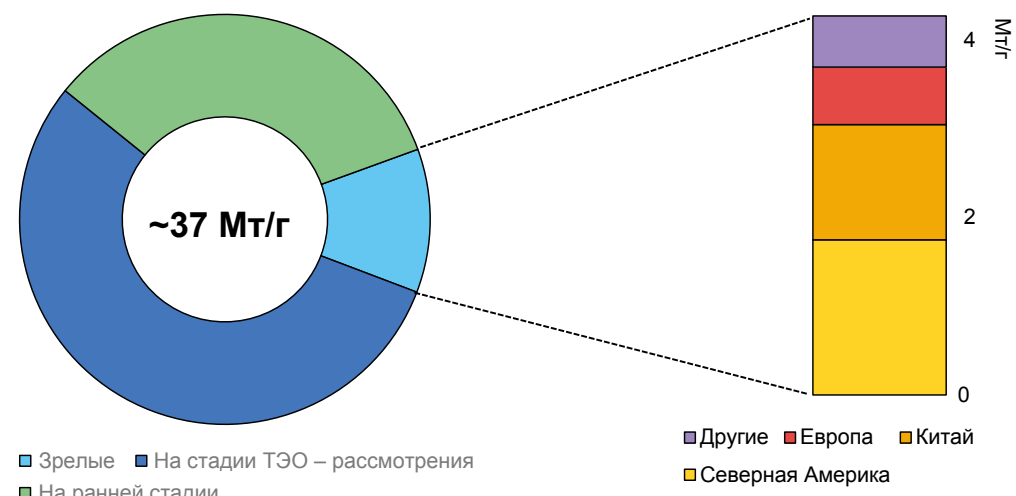
ющие или находящиеся на стадии перспективной разработки проекты, производство водорода с низким уровнем выбросов увеличится более чем в 5 раз по сравнению с уровнем 2024 года, достигнув к 2030 году всего около 4,2 млн тонн (или 12,5 млрд м³ в экв.).

Лидеры прироста и базовые технологии

Согласно прогнозу IEA, Северная Америка, Европа и Китай будут доминировать в производстве водорода с низким уровнем выбросов, обеспечивая около 87% производства в рамках действующих и находящихся на стадии перспективной разработки проектов.

Наибольший вклад (35% прироста производства) практически исключительно за счет

Структура водородных проектов по стадиям продвижения и регионы-лидеры



* Потенциальная мощность производства водорода с низким уровнем выбросов в 2030 году по стадиям продвижения проектов: зрелые (действующие, строящиеся или получившие ОИР), осуществимые и на ранней стадии планирования (на основе соглашений о сотрудничестве и т. п.).

Источник: IEA

установок на ископаемом топливе в сочетании с CCUS внесет Северная Америка, что связано с обширной ресурсной базой и относительно недорогой добычей природного газа.

В Европе технологическое распределение более разнообразно (18% прироста производства), на проекты электро-

лиза приходится около 60% роста мощностей.

Наконец, в Китае (34% прироста производства) практически весь рост будет обеспечен электролизом.

В глобальном масштабе в среднесрочной перспективе производство водорода с низким уровнем выбросов,

вероятно, по-прежнему будет ориентировано на технологии на основе ископаемого топлива. В то же время более быстрый рост производства электролитического водорода, как ожидается, приведет к снижению доли ископаемого топлива с 85% в 2024 году до примерно 50% в 2030 году.

Е-метан. Дорогая синтетическая перспектива

Синтетический природный газ (е-NG), или е-метан, может стать доступной низкоуглеродной альтернативой природному газу при условии снижения высоких производственных затрат и решения задач масштабируемости, отмечает Wood Mackenzie, исследовавшая потенциал этого производного водорода с оценкой стоимости и отработанности технологии метанирования.

Природный газ и СПГ играют решающую роль в декарбонизации, облегчая переход с угля на ВИЭ и обеспечивая непрерывность и надежность базового энергоснабжения. По прогнозам, спрос на природный газ и СПГ вырастет на 11% — с 3900 млрд м³

до 4340 млрд м³ к 2050 году. На фоне стремления правительств снизить выбросы это создает возможности и для низкоуглеродных альтернатив.

Рынок биометана, объем которого с 2022 по 2023 год вырос на 34%, выглядит многообещающим, но по-прежнему зависит от субсидий и сталкивается с трудностями, связанными с доступностью сырья, логистикой, ценообразованием и соблюдением нормативных требований. Альтернативу представляет так называемый «е-метан», получаемый с использованием улавливаемого углерода и зеленого водорода на возобновляемой энергии.

Ключевое преимущество е-метана перед другими производными, такими как аммиак и метанол, заключается в отсутствии необходимости в новой инфраструктуре. Идентичный природному газу по химическому составу е-метан можно интегрировать в существующие трубопроводы, терминалы сжижения газа, газозовы, плавучие регазификационные установки (FSRU), газовые котлы. Но даже в лучшем случае сегодня он, по данным WoodMac пока как минимум в четыре раза дороже природного газа, и это является главным препятствием, несмотря на потенциальное снижение затрат и политическую поддержку.

Впереди Япония и Европа

Развитие отрасли стимулируют предписания Японии и политика ЕС в области выбросов. Флагманом выступает Япония, стремящаяся задействовать свою обширную инфраструктуру импорта СПГ. Как отмечает IEA в отчете GAS 2025, в июле 2025 года правительство Японии пересмотрело правила применения закона о газовом бизнесе. Согласно новой поправке, три крупных поставщика городского газа в Японии — Tokyo Gas, Osaka Gas и Toho Gas — обязаны обеспечить к 2030 году не менее 1% городского газоснабжения за счет е-метана или биометана. В дополнение к этому обязательно требованию был установлен также необязательный целевой показатель — к 2030 году 5% от общего объема поставок газа должно приходиться на данные низкоуглеродные газы.

Это изменение в законодательстве соответствует долгосрочным целям по декарбонизации японских поставщиков городского газа, которые взяли

обязательство заменить 50–90% своего городского газоснабжения на е-метан или биометан к 2050 году. Учитывая высокую стоимость е-метана, пересмотренный закон прямо разрешает использование биогаза в качестве альтернативы для достижения нормативных и добровольных целей. Кроме того, для поддержки внедрения е-метана поправка позволяет включать часть стоимости закупки его в базу затрат на транспортировку и распределение.

Японские компании, занимающиеся городским газом, стремятся закупать е-метан за рубежом. На спрос отреагировала Северная Америка, обладающая самыми высокими плановыми производственными мощностями, подкрепленными налоговыми льготами 45V и 45Q на производство водорода и промышленное использование уловленного углерода. В консорциуме с японскими компаниями Toho Gas, Tokyo Gas и Osaka Gas, а также Mitsubishi, компания Sempra реализует проект ReaCH4 в Луизиане, в рамках которого плани-

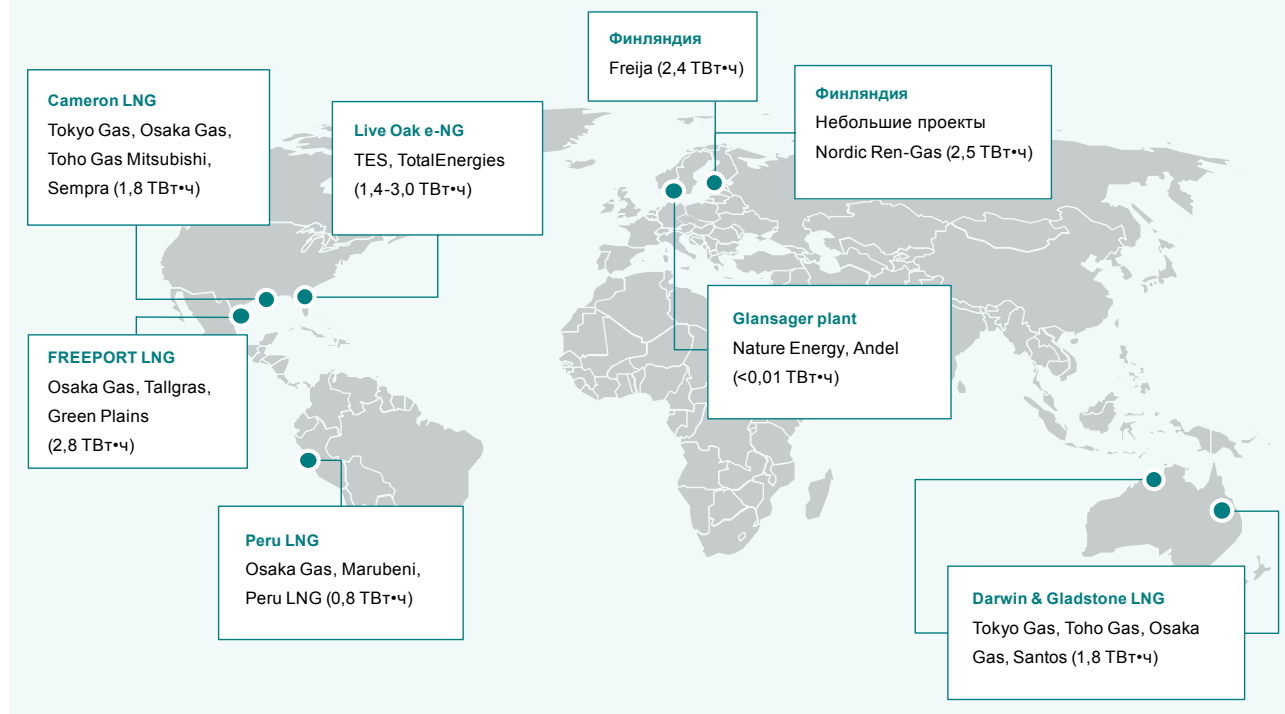
руется производить 130 кт/г метанола для экспорта в Японию с 2030 года.

Финляндия: с опережением и превышением

Начиная с 2028 года заменить 1,5% своего газоснабжения синтетическим топливом намерена Финляндия, увеличив эту долю до 4% к 2030 году. Эти цели превышают требования Директивы ЕС о возобновляемых источниках энергии III (RED III) — 1% к 2030 году.

Для достижения этой цели в июне 2025 года бельгийская девелоперская компания Tree Energy Solutions и финская ветроэнергетическая компания CPC объявили о планах по реализации проекта в финском порту Раума. Проект будет включать электролизер для производства метанола мощностью 500 МВт. Ожидается, что установка будет ежегодно вырабатывать около 60 тыс. тонн возобновляемого водорода, который смешают с биогенным углекислым газом для производства более 125 тыс.

Потенциал производства е-метана в мире в 2030 году



Источник: IEA, Roland Berger



тонн синтетического природного газа в год. По данным Tree Energy Solutions, часть синтетического природного газа будет сжигаться и транспортироваться. Предварительное проектирование (pre-FEED) проекта запланировано на 2026 год, а окончательное инвестиционное соглашение (FID) ожидается в 2028 году.

Разработчики в Финляндии, уделяя первоочередное внимание снижению спроса на природный газ для отопления, взяли на себя инициативу по развитию производства e-метана в качестве жизнеспособной альтернативы.

Благодаря финансированию в размере €45 млн от Европейского водородного банка в рамках первого раунда и отдельному гранту в размере €45 млн из инновационного фонда ЕС, Nordic Rep Gas располагает портфелем проектов, полностью ориентированным на производство метана. Компания разрабатывает шесть проектов на юге Финляндии, ожидаемая дата начала реализации которых 2027 год. Поставщик газа и биогаза Gasum подписал соглашение на отбор и поставку в финскую газовую сеть 960 ГВт•ч/г e-метана (около 62 кт/г высокой теплотворной способности).

Компания Tree Energy Solutions (TES) продвигает e-метан благодаря его инфраструктурной совместимости. Совместно с TotalEnergies TES ведет исследование в проекте Live Oak e-NG по производству до 200 тыс. тонн e-метана в год к 2030 году. Электростанция TES в Вильгельмсхафене (Германия) получила 20-летнее освобождение от уплаты налогов от BNetzA (федерального сетевого агентства), что позволяет ей распределять 90% мощностей по долгосрочным контрактам. TES также планирует построить хаб по импорту e-метана в Германии.

В начале декабря в проект Live Oak вошли японские компа-

нии Osaka Gas, Toho Gas и Itochu (последняя — в качестве координатора), получившие долю 33,3%; у инициаторов проекта TotalEnergies и TES — по 33,35%. Партнеры готовят этап предварительного проектирования (FEED), планируя выход на проектную мощность около 250 МВт электролиза и 75 тыс. тонн метанирования в год. Планируется экспорт e-NG в Японию, основными потребителями станут Osaka Gas и Toho Gas. Проект Live Oak будет использовать богатые биогенные ресурсы CO₂ в Небраске, получаемые на заводах по производству биоэтанола, и растущие мощности возобновляемой энергетики в США.

Япония участвует и в других пилотных проектах по производству e-метана. Среди прочих в 2023 году стартовал проект в Перу, когда Marubeni, Osaka Gas и Peru LNG (оператор завода по сжижению газа в Пампа-Мельчорита мощностью 4,45 млн т/г) подписали соглашение о начале предварительных инженерных и проектных работ по проекту производства синтетического метана.

Цена вопроса

Но с производством e-метана не все так просто. Оно зависит от непрерывной поставки CO₂, в отличие от аммиака, который можно производить практически везде, включая изолированные регионы, при наличии энергоснабжения. Кроме того, низкая

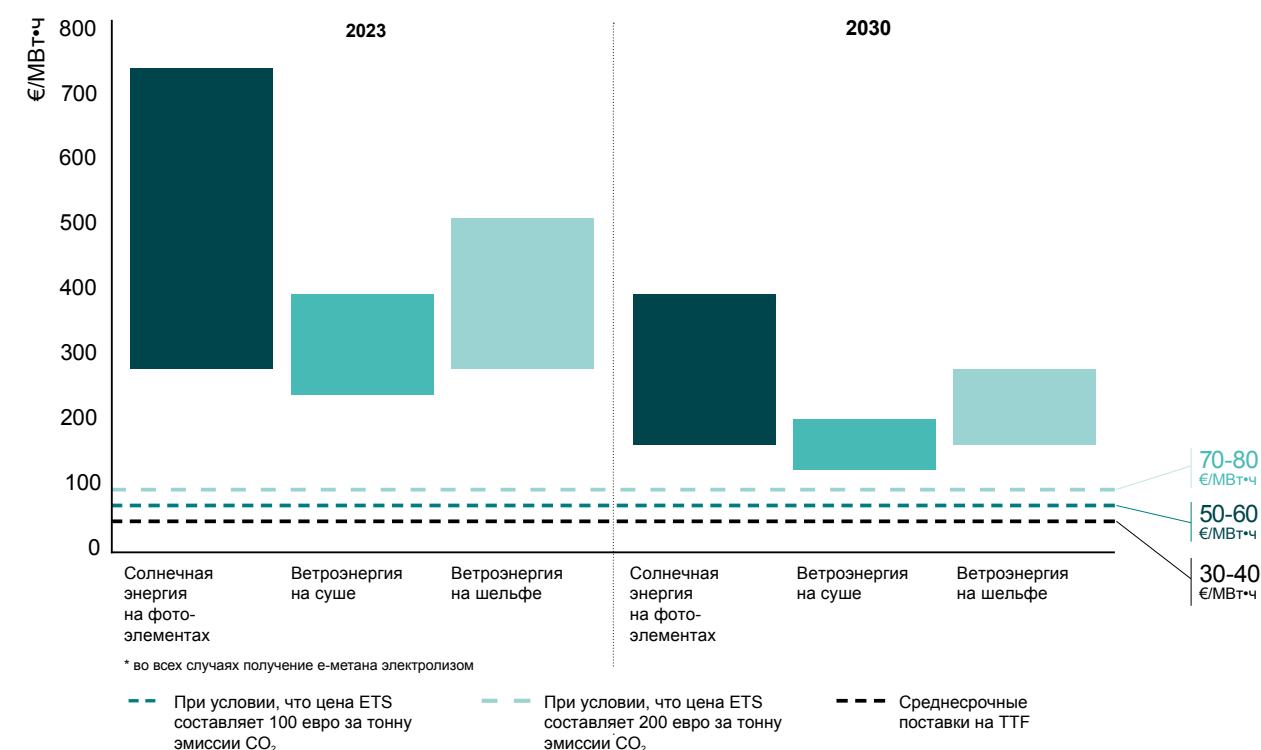
общая эффективность процесса выливается в высокие затраты, что ограничивает участие и приводит к меньшему, чем для других производных водорода, количеству заявленных проектов. Объявленная мировая мощность в настоящее время составляет 2,5 млн тонн водородного эквивалента в год, что соответствует 5 млн тонн e-метана в год. Общая действующая и строящаяся мощность производства e-метана остается на уровне всего 13 тыс. тонн в год.

На сегодняшний день производство синтетического метана, по заявлению Wood Mackenzie, ограничено пилотными проектами, что затрудняет оценку коммерческих производственных затрат. Несмотря на отработанность технологии метанирования, ее стоимость составляет лишь незначительную долю от общих нормированных затрат на синтетический метан. Снижение затрат, как правило, достигается двумя способами: снижением затрат по кривой освоения производства, когда эффективность и проектирование технологий улучшаются с опытом, и экономией за счет масштаба, когда более крупные предприятия снижают удельные производственные затраты.

В настоящее время наиболее конкурентоспособный синтетический метан, стоимость которого составляет всего \$20/млн БТЕ с учетом налоговых льгот 45V и 45Q, производится на побере-



Стоимость e-метана в зависимости от источника энергии при производстве



Источник: IEA, Roland Berger

жье Мексиканского залива США. Китай занимает второе место с диапазоном стоимости от \$30 до 45/млн БТЕ благодаря дешевой электроэнергии. В заинтересованных направлении европейских странах стоимость превышает \$50/млн БТЕ. Для сравнения, долгосрочные цены на северо-западноевропейском хабе, по Wood Mackenzie, составляют в среднем \$10/млн БТЕ.

По прогнозам Wood Mackenzie e-метан достигнет паритета цен с поставляемым в Японию СПГ только при условии роста стоимости выбросов углерода и значительного субсидирования производства «зеленого» водорода.

Другие соображения

Как отмечает Roland Berger в недавнем отчете о потенциале e-метана в Нидерландах, подготовленном по заказу Gasunie и GasTerra, в долгосрочной перспективе для масштабного производства e-метана придется полагаться на прямое улавливание углерода из воздуха, так как до-

ступность биогенного CO₂ будет ограничена. Таким образом, создается двойная зависимость: от возобновляемых источников энергии для производства водорода и от технологий улавливания углерода.

«Хотя ожидается, что в будущем e-метан станет более доступным и конкурентоспособным по цене, он по-прежнему будет дороже природного газа с компенсацией выбросов CO₂ и потребует более четкого регулирования для масштабирования», — отмечается в отчете. Это ставит под сомнение экономическую целесообразность всего направления, особенно когда традиционный природный газ может быть декарбонизирован через системы CCUS (углеродного улавливания и хранения) с меньшими затратами.

Нидерланды рассматривают e-метан как часть своего энергетического перехода, но с четким пониманием его ограничений. По прогнозам, к 2040 году спрос на возобновляемый

газ в Нидерландах составит 137 ТВт•ч, из которых 72 ТВт•ч придется на промышленность. Однако Roland Berger подчеркивает, что e-метан будет конкурировать с другими векторами, такими как биометан и водород, и его доля в конечном счете будет определяться экономическими факторами.

Нидерланды, традиционно полагающиеся на собственные запасы природного газа (в основном из газового месторождения Groningen), сегодня рассматривают варианты импорта. Однако, как отмечается в отчете Roland Berger, «природный газ с затратами на производство, как правило, ниже €10/МВт•ч, вероятно, останется одним из самых доступных энергоносителей».

По данным IEA, сейчас стоимость синтетического газа составляет €250–700/МВт•ч (в 3–12 раз выше цен на природный газ, включая систему торговли квотами на выбросы). Ожидается, что к 2030 году она снизится вдвое. ●

СОР30: ВАЖНЫЕ ВОПРОСЫ ОСТАЮТСЯ ОТКРЫТЫМИ



Владимир Лукин,
канд. биол. наук, партнер, руководитель направления «Климат, энергоэффективность и водные ресурсы», консалтинговая компания Kerpt

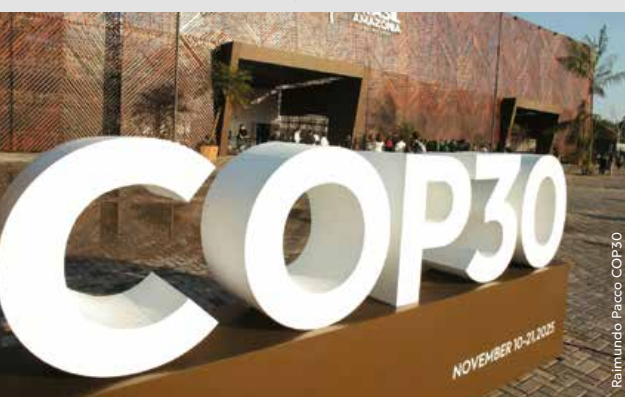


Евгений Тананайко,
директор, группа операционных рисков и устойчивого развития, консалтинговая компания Kerpt

Юбилейная 30-я конференция сторон РКИК ООН (СОР30), прошедшая в Белене (Бразилия) 6–21 ноября 2025 года, определила несколько ключевых тенденций в глобальной климатической повестке.

Во-первых, это фокус на адаптацию. Ущерб человечеству, который в настоящее время наносят климатические изменения, определяет приоритетность согласованных системных мер по снижению уязвимости антропогенных и природных экосистем. В связи с этим знаковым является принятие перечня из 59 показателей, которые характеризуют прогресс в достижении глобальной цели по адаптации.

Во-вторых, это необходимость содействия практическим мерам по предотвращению последних климатических изменений. В связи с этим подписанный 195 странами-участницами саммита «Беленский пакет», представляет собой очень важный практико-ориентированный документ, содержащий 29 решений по вопросам справедливого перехода, финансирования адаптации, ускорения действий по борьбе с изменением климата и взаимосвязи этих действий с экосистемами и коренными народами.



Raimundo Paço / COP30

Важно также отметить запуск Глобального акселератора реализации и Беленской миссии по ограничению потепления в пределах 1,5 градусов по Цельсию для поддержки стран-участниц в реализации их определяемых на национальном уровне вкладов и национальных планов адаптации.

Тем не менее ряд экспертов выражают разочарование итогами саммита в части отсутствия последовательных заявлений в отношении ископаемого топлива и связанных с ним выбросов парниковых газов. Этот вопрос является ключевым для предприятий ТЭК, так как итоги СОР30 во многом определяют перспективы развития углеродного регулирования на национальном уровне и, соответственно, дополнительную регуляторную нагрузку на бизнес.

Выход из «углеродного туннеля»

В действительности, несмотря на отсутствие сигналов к ужесточению требований в отношении ископаемого топлива, общий вектор международного переговорного процесса направлен на дальнейшую операционализацию Парижского соглашения, разработку и поддержку инструментов достижения его целей и инициатив по декарбонизации на международном и региональном уровне. Однако более взвешенный и прагматичный подход к выбору решений и технологий для их реализации все же наблюдается.

В частности, еще в прошлом году на конференции в Баку привелись данные о том, что внедрение многих низкоуглеродных технологий приводит к увеличению водопотребления в жизненном цикле и может усугубить си-

туацию с доступностью водных ресурсов. К таким водоемким технологиям относятся способы добычи редкоземельных металлов для производства накопителей, необходимых для функционирования ВИЭ. Существенно более водоемкой по сравнению с тепловой генерацией является атомная и водородная энергетика и т. д.

В условиях усугубляемого климатическими изменениями водного кризиса стратегический выбор мер в рамках энергоперехода должен учитывать их влияние на водные ресурсы и их доступность для других жизненно важных аспектов хозяйственной деятельности. Таким образом, сокращение выбросов парниковых газов уже не является единственным критерием выбора стратегических решений в рамках климатической повестки.

Метановый след

Одной из тем 30-й Конференции сторон РКИК ООН традиционно стали выбросы метана. Был представлен доклад о выбросах метана Global Methane Status Report, подготовленный Программой ООН по окружающей среде (UNEP) и Коалицией за климат и чистый воздух (CCAC). Как отмечается в документе, после запуска Глобальной инициативы по сокращению выбросов метана (Global Methane Pledge) в 2021 году достигнут значительный прогресс в сокращении выбросов метана, тем не менее темпы сокращения выбросов все еще недостаточны для достижения цели — 30%-го сокращения выбросов метана к 2030 году по сравнению с уровнем 2020 года. Аналитики подчеркивают роль национальных мер, принимаемых в рамках определяемых на национальном уровне вкладов (ОНУВ), которые, по данным на текущий момент, способны обеспечить сокращение выбросов метана на 8% к 2030 году по сравнению с уровнем 2020 года.

Наиболее активно инициативы по контролю выбросов метана развиваются в ЕС. 4 июля 2024 года вступил в силу регламент

(ЕС) 2024/1787, который устанавливает обязательные требования для энергетической отрасли по сокращению выбросов метана. Импортеры сырой нефти, природного газа и угля обязаны отчитываться о выбросах метана производителей и поставщиков, а также о мерах и методологиях мониторинга выбросов метана. Если импортер работает через посредников, он должен получить всю необходимую информацию в цепочке поставок и подтвердить ее достоверность. Вся информация о выбросах метана, связанных с импортом сырой нефти, природного газа и угля, будет заноситься в специальную публичную базу данных ЕС. Регламент ЕС также предусматривает введение штрафов в размере до 20% от годового оборота компаний за нарушение этих требований.

Тем не менее объективный подход к оценке вклада метановых инициатив в достижение целей Парижского соглашения может поставить вопрос об актуальности предпринимаемых действий. Глобальные выбросы метана от объектов добычи ископаемого топлива (уголь, природный газ и нефть) вносят вклад в общий баланс парниковых газов не более 4–5%. Таким образом, заявленная цель метановой инициативы в отношении добычи ископаемого топлива — сокращение выбросов метана на 30% — даже в случае ее достижения вряд ли повлияет на глобальные выбросы парниковых газов более, чем величина статистической погрешности.

Неоднозначной является и роль метана как фактора глобального потепления, поскольку физические свойства метана обеспечивают дополнительный охлаждающий эффект.

Несмотря на это, инициативы по ограничению выбросов метана, контролю метанового следа и внедрению методов глобального мониторинга продолжают развиваться и поддерживаются не только странами-импортерами продукции с метановым следом, но и многими крупными компаниями.

Реакция бизнеса

Как ни странно, многие крупные компании энергетического сектора активно включают меры



Ricardo Stuckert / Sec - m - RF

по контролю выбросов метана в свои стратегии. Ключевым стимулом тут является повышение операционной эффективности за счет сохранения и использования полезной продукции. В основном сокращение потерь метаносодержащих газов и их полезная утилизация — это малозатратные решения, которые позволяют сократить до 35% всех выбросов метана на этапе добычи полезных ископаемых.

Современные способы обнаружения утечек метана состоят из целого комплекса решений, адаптированных под конкретные типы объектов. Такие решения, например так называемые системы qOGI (Quantitative Optical Gas Imaging), среди прочего позволяют количественно оценивать объемы утечек по термопрофилю и спектру газового облака.

В настоящее время развиваются комплексные системы мониторинга выбросов метана, с помощью которых можно своевременно обнаружить даже незначительные утечки и обеспечить снижение выбросов метана.

Перспективы для российских компаний

Взвешенный подход к климатической повестке в целом предпо-

лагает разумный выбор инструментов и практик регулирования, соответствующих принятым на международном уровне обязательствам, но не ограничивающим ключевые направления социально-экономического развития с учетом специфических условий РФ. По сути, это и есть реализация принципа справедливого перехода к низкоуглеродной экономике.

Для российских компаний ТЭК текущие тенденции развития климатической повестки предполагают не только риски, связанные с ужесточением требований регуляторов и зарубежных потребителей, но и возможности повышения эффективности операционной деятельности благодаря появлению и активному развитию технических и информационных систем мониторинга и контроля расхода метаносодержащих газов, а также методов количественной оценки метанового следа, которая обеспечит правильное позиционирование российской продукции на международном рынке и позволит получать предусмотренные законодательством преференции в рамках реализации национальных стратегических документов. ●



ГРЕНЛАНДИЯ: УГЛЕВОДОРОДНАЯ ЛОТЕРЕЯ НА КРАЮ СВЕТА

Около года назад крупнейший в мире и очень малонаселенный остров Гренландия, обычно остававшийся в тени мировых новостей, неожиданно оказался в центре внимания. Поводом стало (повторное) заявление президента США Дональда Трампа о возможной покупке или присоединении острова к Соединенным Штатам. За провокационным заявлением экстравагантного президента стоит весьма глубокий интерес к этому удаленному краю в Арктике — энергетический и стратегический. На фоне растущей гонки за ресурсами Арктики гренландский вопрос подсвечивает соперничество между глобальными державами, где экономика, климат и безопасность переплетаются в тройном узле.

Елена Жук, обозреватель
(по материалам зарубежных источников)

Арктика: полигон геополитического соперничества

Вызвавшие широкий резонанс заявления Трампа о покупке острова во многом были восприняты как абсурд. Гренландия формально является частью Королевства Дания, но обладает высокой сте-

пенью автономии, самостоятельно управляя своими внутренними делами, включая природные ресурсы [1]. Власти Дании предложение резко отвергли. Тогдашний премьер самой Гренландии Муте Эгде заявил, что остров не продается и никогда продаваться не будет.

На деле заявления американского лидера отражают реальные

геополитические тревоги США. «Гренландия нужна не нам, она нужна для международной безопасности», — сказал он. «Повсюду российские суда, повсюду китайские суда — военные корабли, и они [Дания] не смогут ее содержать», — цитирует президента США Politico [2]. Трамп назвал приобретение Америкой этого огром-



ного арктического острова у партнера по НАТО «абсолютной необходимостью» и отказался исключить применение военной силы в этих целях.

Интерес США к Гренландии невозможно рассматривать вне контекста соперничества с Россией, которая давно инвестирует в свою Арктику: модернизирует советские базы, развивает Северный морской путь, добывает нефть на шельфе (в Баренцевом море) [3]. Кроме того, Россия — одна из немногих стран с развитой флотилией ледоколов и опытом работы в суровых полярных условиях.

Гренландия, в свою очередь, располагает огромным нераскрытым потенциалом запасов нефти, газа, а также редкоземельных металлов, критически важных для производства электроники, военных систем и «зеленой» энергетики. В случае освоения их Соединенными Штатами это значительно усилит позиции США в регионе, создав альтернативу российским арктическим маршрутам и ресурсам.

Запрет на добычу и новые лицензии

По данным Геологической службы США (USGS) за 2008 год, в районе Гренландии может находиться до 31,4 млрд баррелей нефтяного эквивалента, включая около

4,2 трлн м³ (148 трлн фт³) природного газа [3, 4]. Хотя официальный Копенгаген и правительство Гренландии в 2021 году отказались от планов по добыче углеводородов из экологических соображений, реальная ситуация оказывается более сложной.

В 2021 году правительство Гренландии, возглавляемое партией инуитов Inuit Ataqatigiit, объявило мораторий на разработку всех новых месторождений нефти и газа, сославшись на необходимость перехода к «зеленой» энергетике [3]. При этом некоторые старые лицензии, выданные еще до принятия моратория, были признаны «закрепленными» (grandfathered, т. н. стабилизационная «дедушкина оговорка» от изменений обстоятельств).

Ряд партий Гренландии, стремящихся к независимости от Дании, выступают за пересмотр моратория и могут склониться в сторону бурения на углеводороды [5]. Но пока Дания на законных основаниях может распоряжаться половиной доходов от потенциальной добычи, вряд ли сторонники независимости будут активно продвигать «зеленый свет» для нефти

и газа. И все же «закрепление» ранее выданных лицензий на разработку можно считать в некотором роде признаком смены настроений, колебаний по углеводородному вопросу на официальном уровне [6].

Правовой нюанс с grandfathered позволяет начинать новые проекты, подобные тому, который был недавно инициирован компанией Greenland Energy, созданной в сентябре 2025 года в результате слияния техасской Pelican Acquisition Corporation с March GL Company и Greenland Exploration Limited [7]. Итогом сделки на сумму \$215 млн стало появление первой в США публичной компании, специализирующейся исключительно на разработке нефтегазовых ресурсов Гренландии. В фокусе — один из крупнейших неразведанных бурением сухопутных бассейнов в мире Jameson Land Basin на востоке Гренландии в районе полуострова Земля Джеймсона.

«Североморские» ожидания

Сейсморазведка в бассейне Jameson Land ведется

История интереса США к Гренландии

- 1867:** Госсекретарь США Уильям Сьюард выдвинул идею аннексии Гренландии вместе с Исландией.
- 1910:** Посол США в Дании Морис Фрэнсис Эганс сделал датскому правительству предложение: обменять Гренландию на нидерландские Антильские острова и филиппинский остров Минданао.
- 1946:** Госсекретарь США Джеймс Бернс представил первое предложение о покупке острова за \$100 млн в золотых слитках, сегодня это примерно \$1,5 млрд.
- 2019:** Первое заявление Трампа об интересе к покупке Гренландии. Премьер-министр Дании Метте Фредериксен резко отвергла это предложение, назвав его «абсурдным».

Источник: BBC [9]

уже несколько десятилетий. В 1970–1980-х годах компания ARCO (ныне часть BP) вскоре после открытия месторождения Prudhoe Bay на Аляске потратила на оценку запасов гренландского бассейна сумму эквивалентную сегодняшним \$275 млн, построила взлетно-посадочную полосу в Констебл-Пойнт и собрала массив данных сейсморазведки 2D на 1800 км, который сегодня активно повторно обрабатывается современными технологиями [7]. Внутренние отчеты ARCO и последующие исследования оценивали потенциал бассейна в миллиарды баррелей.

Исследования показали, что нефть из Гренландии сопоставима по качеству с эталонной нефтью марки Brent месторождений Северного моря. Попытки разведочного бурения на шельфе острова предпринимались неоднократно, но ни одна из них не увенчалась серьезным успехом. Последнюю такую попытку бурения британская компания Cairn Energy (ныне Capricorn Energy) прекратила в 2011 году после неоднозначных (в основном неудачных) результатов.



Недавний анализ, проведенный консалтинговой компанией Sproule ERCE, оценивает потенциал бассейна в 13,03 млрд баррелей (по категории P10 — оптимистичный сценарий) извлекаемых перспективных запасов нефти. Отчет также выявил 58 потенциальных структур, что делает Jameson Land одним из самых перспективных неразведанных бассейнов в мире, занимающим тринадцатое место по объему запасов, согласно данным, представленным в Комиссию по ценным бумагам и биржам [8].

В оценочном отчете 2008 года службы USGS указано, что у Jameson Land «менее 10% шансов содержать технически извлекаемые запасы», но участники

проекта считают эти данные устаревшими.

Компания 80 Mile Plc, партнер March GL, владеет 30% проекта, March GL финансирует бурение первых двух скважин. Если они окажутся успешными, компания получит долю до 70%. Подготовительные работы уже начались: одобрено перемещение тяжелой техники, заключены контракты с Halliburton и IPT Well Solutions, планируется доставка буровой установки. Начало бурения намечено на лето 2026 года.

Согласно отчету Sproule ERCE, первые две скважины в случае успеха могут дать в общей сложности более 1,2 млрд баррелей нефти, а потенциальный объем добычи может достигать 4 млрд баррелей.

Цель состоит в том, чтобы первой скважиной пройти пять геологических зон и провести разведку на нефть и газ в каждой из них. «Как только нам, будем надеяться, повезет обнаружить нефтяное месторождение, затраты, безусловно, снизятся», — утверждает Роберт Прайс, возглавляющий Greenland Energy.

«Значение этого невозможно переоценить. Западная Европа построила свою современную экономику и суверенные фонды благосостояния на нефти Северного моря, а сейчас выясняется, что и Гренландия может располагать сопоставимой в значительной степени неиспользованной ресурсной базой», — выражает энтузиазм Родерик МакИлри, исполнительный директор 80 Mile.



Реальные вызовы: лед, деньги, климат

Несмотря на амбициозные планы, путь к добыче представляется крайне сложным. Проблемы создают, во-первых, экстремальные климатические условия: восточное побережье Гренландии большую часть года покрыто льдом, что делает логистику чрезвычайно дорогой и опасной [1].



Во-вторых, отсутствие инфраструктуры — нет дорог, портов, трубопроводов. Все это нужно строить с нуля в условиях отсутствия рабочей силы и оборудования.

Источники

- Kevin Casey, "Greenland's New Frontier: Oil and Gas Licenses Issued, Though Development Likely Years Off", The Arctic Institute, January 20, 2014 <https://www.thearcticinstitute.org/greenland-new-frontier-oil-gas/>
- Seb Starcevic, Trump: US needs Greenland to combat Russia and China", Politico, January 21, 2025 <https://www.politico.eu/article/us-donald-trump-greenland-russia-china/>
- Felicity Bradstock, "The Geopolitics and Energy Potential of Greenland", OilPrice, February 02, 2025 <https://oilprice.com/Energy-General/The-Geopolitics-and-Energy-Potential-of-Greenland.html>
- "Geology and assessment of undiscovered oil and gas resources of the East Greenland Rift Basins Province, 2008", USGS, October 10, 2019 <https://www.usgs.gov/publications/geology-and-assessment-undiscovered-oil-and-gas-resources-east-greenland-rift-basins>
- Lukas Slothuus, "Greenland's fossil fuel ban is up in the air after recent election", The Conversation, March 13, 2025 <https://theconversation.com/greenlands-fossil-fuel-ban-is-up-in-the-air-after-recent-election-252071>
- Jordan Blum, "A Texas company plans to drill for oil in Greenland despite a climate change ban and Trump's desire to annex the territory", Fortune, October 22, 2025 <https://fortune.com/2025/10/22/texas-drill-oil-greenland-energy-climate-change-trump-annex/>
- Pelican Acquisition Corporation (NASDAQ: PELI) Announces Definitive Merger Agreement with Greenland Exploration Limited and March GL Company, with the combined company to be named Greenland Energy Company, March GL, Press-release, September 10, 2025 <https://marchgl.com/pelican-acquisition-corporation-nasdaq-peli-announces-definitive-merger-agreement-with-greenland-exploration-limited-and-march-gl-company-with-the-combined-company-to-be-named-greenland-energy-com/>
- Independent Petroleum Reserves and Resources Evaluation Identifies 13 Billion Barrel Potential at Jameson Land Basin, Greenland, 80 Mile PLC, Press-release, 29 October 2025 <https://www.80mile.com/regulatory-news/83955>
- Sarah Derouin, "Greenland is getting a lot of international attention for its mineral resources — but what is hiding under the ice?" BBC, 22 January 2025 <https://www.bbc.com/future/article/20250121-the-enormous-challenge-of-mining-greenland>
- Chad A. Greene, Alex S. Gardner, Michael Wood, Joshua K. Cuzzone, "Ubiquitous acceleration in Greenland Ice Sheet calving from 1985 to 2022". Nature, 17 January 2024 <https://www.nature.com/articles/s41586-023-06863-2>

В-третьих, под вопросом экономическая целесообразность: при текущих ценах на нефть и избытке предложения в глобальном масштабе подобные проекты могут быть нерентабельными, особенно если не будет крупных открытий.

Существуют и дополнительные расходы на экспорт нефти и газа, спрос на которые исключительно международный, считает Льюис Лоуренс, старший аналитик исследовательской компании Wood Mackenzie в сфере энергетики [6]. «Это впечатляет! Высокорискованно, но и высокодоходно, — говорит, тем не менее, Лоуренс о проекте. — Нужно стремиться к крупным целям. Если удастся продвинуться, проект может стать захватывающим. В мире не так много неразбуренных бассейнов. Но, как показывает история Гренландии, с учетом отсутствия успеха до настоящего времени, существует высокая вероятность провала. Так что это программа геологоразведки фронта с высоким риском».

Наконец, в-четвертых, экологические риски огромны. Гренландия — один из самых уязвимых к изменению климата регионов [9]. По данным научных исследований [10], практически все ледники Гренландии за последние несколько десятилетий истончились или отступили, что привело к ускорению их движения и климатическим последствиям по всему миру. С 1985 года Гренландский ледниковый щит сократился на 5091 ±

72 км² площади, что соответствует 1034 ± 120 Гт льда, потерянного в результате отступления. Потери массы льда, наблюдаемые на уровне 20% с 1985 по 2022 год, по данным ученых из США, оказывают минимальное прямое воздействие на глобальный уровень моря, но достаточны для влияния на циркуляцию океана и распределение тепловой энергии по всему миру.

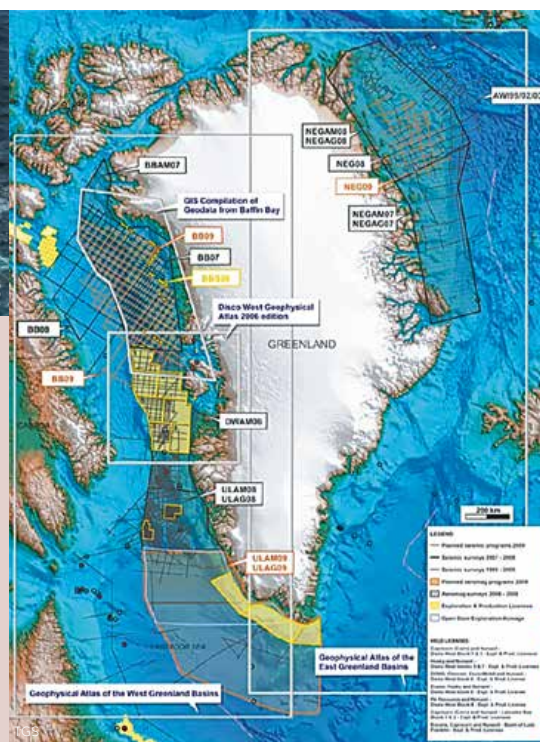


Понятно также, что любая утечка нефти в арктических водах могла бы иметь катастрофические последствия для экосистемы.

За холодными льдами Гренландии скрываются миллиарды баррелей нефти и триллионы кубометров газа, которые, как считают энтузиасты, способны перекроить энергетическую карту мира. Судьба этих ресурсов зависит не только от геологии, но и от решений гренландцев, стабильности цен на нефть, экологической ответственности и того, насколько далеко страны готовы зайти ради энергетической безопасности. ●



В 2000–2010-х годах норвежские геофизические компании PGS и TGS (слились в 2023 году) развернули широкую многолетнюю кампанию по морской сейсморазведке у берегов Гренландии для создания совместной большой мультиклиентской базы данных. Это, как минимум, говорит об уверенности разведочных компаний в высокой востребованности собранной ими геофизической информации по данному региону на многие годы вперед





Газпром добыча Уренгой



Газпром добыча Уренгой



Газпром добыча Уренгой

ПРОБЛЕМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ РАБОТНИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА К МАТЕРИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Елизавета Редингер,
ведущий юрист филиала
ООО «Газпром добыча Уренгой», Управление материально-технического снабжения и комплектации (УМТСиК)

В данной статье исследуются проблемные вопросы разграничения полной и ограниченной материальной ответственности работника топливно-энергетического комплекса, привлечения к ответственности в случае причинения ущерба работодателю с точки зрения законодательства, судебной практики и существующих научных подходов.

Проведен анализ трудового законодательства и действующего порядка заключения договоров полной индивидуальной и коллективной материальной ответственности в ООО «Газпром добыча Уренгой». Определены проблемные вопросы, ошибки работодателей при оформлении трудовых отношений, причины споров.

Автор делает вывод о необходимости совершенствования регулирования трудовых отношений в области материальной ответственности работников ТЭК и предлагает варианты решения спорных вопросов.

Вопрос о привлечении работников топливно-энергетического комплекса (ТЭК) к материальной ответственности занимает значительную долю в структуре трудовых споров, что свидетельствует о наличии серьезных проблем, с которыми сталкиваются работодатели при оформлении трудовых отношений с сотрудниками, которым доверяется материальное имущество.

Рассматривая статистические данные о работе судов общей юрисдикции о рассмотрении гражданских, административных дел по первой инстанции за 2020 год, можно прийти к выводу о наибольшей распространенности споров именно в области материальной ответственности работников. Так, из поступивших в суды общей юрисдикции дел за 2020 год 7287 дел (75%) были инициированы исками работодателей. В 2019 году эти цифры составляли 8029 (74%), в 2018-м — 7536 (60%).

Проблема остается актуальной, несмотря на то, что в законодательстве РФ существует достаточно подробное регулирование вопросов, связанных с материальной ответственностью работников. Это подчеркивает необходимость более детального анализа и совершенствования существующих механизмов.

Законодательная база

Основу правового регулирования материальной ответственности работников перед работодателями составляют нормы Трудового кодекса РФ (ТК РФ), который устанавливает общие принципы и порядок привлечения работников к ответственности за причиненный ущерб. Также важную роль играет постановление Министерства труда и социального развития РФ от 31.12.2002 № 85 «Об утверждении перечней должностей и работ, замещаемых или выполняемых работниками, с которыми работодатель может заключать письменные договоры о полной ин-

дивидуальной или коллективной (бригадной) материальной ответственности, а также типовых форм договоров о полной материальной ответственности» (далее — постановление № 85). Этот нормативный акт устанавливает закрытый перечень должностей и видов работ, при выполнении которых возможно заключение договоров о полной материальной ответственности, а также утверждает типовые формы таких договоров.

Несмотря на наличие законодательной и судебной базы, практика показывает, что администрация работодателя не готова к реализации норм трудового законодательства о полной материальной ответственности работника. Как правило, это связано с отсутствием понимания существующих логистических связей, возникающих между подразделениями, выполняющими задачи и функции складского, бухгалтерского и аналитического учета.

В связи с этим требуется дальнейшая доработка в отношении взаимодействия бизнес-процессов в рамках логистических систем организаций ТЭК, между руководителями подразделений, организующих и обеспечивающих сохранность имущества работодателя.

Трудовое законодательство РФ четко устанавливает, что ра-

ботник обязан возместить работодателю прямой действительный ущерб, причиненный по его вине. При этом важно отметить, что подлежит возмещению только реальный ущерб, который выражается в фактическом уменьшении или ухудшении имущества работодателя. Это включает в себя не только утрату или повреждение материальных ценностей, но и необходимость для работодателя нести дополнительные расходы на восстановление имущества или возмещение ущерба, причиненного третьим лицам, если работодатель несет за это ответственность. Однако упущенная выгода, то есть неполученные доходы, которые работодатель мог бы получить при отсутствии противоправных действий работника, не подлежит взысканию с работника.

НЕСМОТЯ НА ЧЕТКОСТЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ ФОРМУЛИРОВОК, РАБОДАТЕЛИ ЧАСТО НЕ МОГУТ ВОЗМЕСТИТЬ УЩЕРБ ИЗ-ЗА ДОПУЩЕННЫХ ОШИБОК ПРИ ЗАКЛЮЧЕНИИ ДОГОВОРА О МАТЕРИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ РАБОТНИКА



Газпром добыча

Ошибки и недопонимание

Несмотря на четкость законодательных формулировок, на практике работодатели часто сталкиваются с трудностями при попытке возместить ущерб, причиненный работником по причине неверного документального оформления отношений, возникающих между материально ответственным лицом, которому вверяется имущество, и работодателем.

Проблема заключается не столько в исполнении судебных решений о взыскании ущерба, сколько в отказе судов удовлетворять иски о взыскании ущерба, если иное не предусмотрено данным законом или иными федеральными законами. «Иное» предусмотрено, в том числе, статьей 243 ТК РФ — случаи привлечения работника к полной материальной ответственности, не ограничиваясь средним месячным заработком:

- ущерб, причиненный работодателем при исполнении трудовых обязанностей;
- недостача ценностей, вверенных работнику на основании специального письменного договора или полученных им по разовому документу;
- умышленное причинение ущерба;
- причинение ущерба в состоянии алкогольного, наркотического или иного токсического опьянения;
- причинение ущерба в результате преступных действий работника,



Важность правильно оформленных договоров

Одной из первых и основных ошибок является неоформление договора о полной индивидуальной материальной ответственности с работниками, перечень должностей или видов выполняемых работ которых включены в постановление № 85.

Статья 241 ТК РФ говорит нам, что за причиненный ущерб работник несет материальную ответственность в пределах своего среднего месячного заработка, если иное не предусмотрено данным законом или иными федеральными законами. «Иное» предусмотрено, в том числе, статьей 243 ТК РФ — случаи привлечения работника к полной материальной ответственности, не ограничиваясь средним месячным заработком:

- ущерб, причиненный работодателем при исполнении трудовых обязанностей;
- недостача ценностей, вверенных работнику на основании специального письменного договора или полученных им по разовому документу;
- умышленное причинение ущерба;
- причинение ущерба в состоянии алкогольного, наркотического или иного токсического опьянения;
- причинение ущерба в результате преступных действий работника,

установленных приговором суда;

- причинение ущерба в результате административного проступка, если таковой установлен соответствующим государственным органом;
- разглашение сведений, составляющих охраняемую законом тайну (государственную, служебную, коммерческую или иную), в случаях, предусмотренных федеральными законами;
- причинение ущерба не при исполнении работником трудовых обязанностей.

Толкование норм трудового законодательства, регулирующих вопросы материальной ответственности работников, позволяет сделать вывод о том, что полная материальная ответственность может быть возложена на работника только в строго определенных случаях, прямо предусмотренных законом. Одним из ключевых условий для этого является заключение письменного договора о полной материальной ответственности. В противном случае — при отсутствии такого договора — работник несет ограниченную материальную ответственность, как правило, в пределах размера его среднего месячного заработка (статья 241 ТК РФ).

Если работник, являющийся материально ответственным лицом, причиняет ущерб имуществу работодателя, но при этом договор о полной материальной ответственности не был заключен в письменной форме, то возложение на такого работника полной материальной ответственности становится невозможным. Однако это не препятствует работодателю взыскать ущерб в рамках действия статьи 241 ТК РФ.

Согласно п. 4 постановления Пленума Верховного Суда РФ от 16.11.2006 № 52 «О применении судами законодательства, регулирующего материальную ответственность работников за ущерб, причиненный работодателю» (далее — постановление № 52), если работодателем доказаны правомерность заключения с работником договора о полной материальной ответствен-

ности и наличие у этого работника недостачи, последний обязан доказать отсутствие своей вины.

Анализ норм трудового законодательства и судебной практики позволяет сделать важные выводы относительно порядка привлечения работников к материальной ответственности за причинение ущерба работодателю. Если работодатель подает иск о взыскании ущерба в пределах среднего месячного заработка работника, но в ходе судебного разбирательства выясняется, что имеются основания для привлечения работника к полной материальной ответственности (например, наличие договора о полной материальной ответственности или иные обстоятельства, предусмотренные законом), суд не вправе выйти за пределы заявленных работодателем требований (часть 3 статьи 196 Гражданского процессуального кодекса, далее — ГПК РФ). Таким образом, если работодатель изначально ограничил свои требования суммой среднего заработка работника, суд не сможет взыскать с работника полный размер ущерба, даже если для этого имеются все правовые основания (пункт 7 постановления № 52).

Соответственно, отсутствие заключенного с работником договора о полной материальной ответственности не позволит работодателю реализовать свое право на взыскание ущерба в полном объеме.

При этом работодатель не будет лишен возможности взыскать с работника ущерб в размере его среднего месячного заработка, но это может быть существенно меньше реального размера причиненного ущерба.

Указанные обстоятельства подчеркивают важность своевременного и правильного оформления договоров о полной индивидуальной материальной ответственности с работниками, занимающими должности или выполняющими работы, связанные с сохранностью материальных ценностей.

Если такой работник отказывается от заключения соответствующего договора, работодатель имеет право уволить его на законных основа-



ниях. Однако для этого необходимо соблюдение определенных условий, таких как наличие письменного предложения работнику заключить договор о полной материальной ответственности и его отказ от этого. При этом трудовое законодательство не обязывает работодателя увольнять такого работника. Работодатель может оставить его на должности, но при этом должен осознавать все возможные риски, связанные с отсутствием договора о полной материальной ответственности. В таком случае работодатель лишается возможности взыскать с работника ущерб в полном объеме, даже если он будет причинен по вине работника.

Не все работники могут быть материально ответственными

Второй распространенной ошибкой является заключение работодателем договора о полной материальной ответственности с работником, который в силу закона не может быть материально ответственным лицом.

Следует отметить, что возможность заключения договоров о полной материальной ответственности ограничена определенной категорией работников, которые указаны в постановлении № 85. Этот документ содержит список должностей и видов выполняемых работ, для которых такая ответственность может

быть установлена. Например, в этот перечень входят кладовщики, заведующие хозяйством, кассиры. Эти работники занимаются различными аспектами финансовых операций, включая прием и выплату всех видов платежей, а также осуществляют прием на хранение и обработку материальных ценностей.

Только те сотрудники, чья деятельность непосредственно связана с управлением и обращением с ценностями, могут быть привлечены к полной материальной ответственности в соответствии с установленными нормами.

Таким образом, работодатель не может «подстраховаться» и заключить договор о полной материальной ответственности с другими категориями работников, так как это, помимо всех прочих рисков, влечет для работодателя и привлечение к административной ответственности по статье 5.27 Кодекса об административных правонарушениях.

Заключение договоров о полной материальной ответственности с работниками имеет свои ограничения и не может быть осуществлено в ряде случаев. В частности, такие договоры не предполагаются в следующих ситуациях:

- если работодатель назначает ответственных работников за использование или эксплуатацию имущества по назначению (это происходит на основании организационно-распорядительных документов и ка-

сается как периодов активной эксплуатации, так и консервации имущества);

- договоры о полной материальной ответственности не могут быть заключены с работниками, назначенными ответственными за оформление фактов хозяйственной жизни и представление первичных учетных документов для бухгалтерского учета (это также регламентируется организационно-распорядительными документами работодателя);
 - работники, назначенные ответственными за техническую или иную эксплуатацию в соответствии с законодательными и нормативными актами, включая локальные нормативные документы работодателя, также не могут быть привлечены к полной материальной ответственности;
 - если работодатель назначает ответственных за обеспечение сохранности имущества на складах (местах временного хранения или сооружений, в том числе открытых и закрытых площадках), такие работники не подпадают под действие договоров о полной материальной ответственности;
 - работники, ответственные за проведение мероприятий, направленных на обеспечение сохранности имущества, также не могут быть привлечены к полной материальной ответственности;
 - если работнику передаются инструменты, оборудование, помещения, транспортные средства, средства индивидуальной защиты и другие ресурсы, необходимые для выполнения его трудовых обязанностей, это также исключает возможность заключения договора о полной материальной ответственности.
- Следовательно, работодателю надо учитывать, что заключение договора о полной материальной ответственности с работником, чья должность или выполняемая работа не указаны в перечне, установленном постановлением № 85, является неправомерным.
- В случае незаконного заключения работодателем с работником дого-



вора о полной материальной ответственности такой договор не будет иметь юридической силы. Это означает, что работник будет нести материальную ответственность за причиненный работодателю ущерб только в пределах своего среднемесячного заработка, как это предусмотрено статьей 241 ТК РФ.

Опыт ООО «Газпром добыча Уренгой»: типовые договоры

В целях избежания вышеуказанных последствий, упрощения процедуры заключения договоров о полной материальной ответственности с работниками в ООО «Газпром добыча Уренгой» были разработаны и утверждены локальными нормативными актами типовые договоры о полной материальной ответственности, заключаемые с работниками.

Некоторые сложности при их разработке были связаны с определением вида выполняемых работ и соотношением их с обязанностями работника, предусмотренными должностной инструкцией.

Заключение договора о полной материальной ответственности действительно предполагает возложение на работника, которому доверено имущество работодате-

ля, дополнительных обязанностей, связанных с обеспечением сохранности этого имущества. Это включает в себя не только обязанность бережно относиться к материальным ценностям, но и выполнение определенных действий, направленных на предотвращение утраты, недостачи или повреждения имущества.

Однако для того чтобы такие обязанности были правомерно возложены на работника, они должны быть четко зафиксированы в его должностной инструкции или ином документе, определяющем круг его обязанностей. Ведь работник может быть привлечен к полной материальной ответственности только в случае установления нарушения возложенных на него должностной инструкцией обязанностей (см. «Пример № 1»).

Первоначальная форма договора о полной индивидуальной материальной ответственности работника была разработана с учетом всех видов деятельности, которые непосредственно связаны с процессами получения, хранения, учета, выдачи (отпуска), а также транспортировки (перевозки) материальных ценностей. Однако в ходе практического применения данного типового договора выявились определенные недостатки, связанные с тем, что в документе не были учтены специфи-

ческие хозяйственные особенности деятельности компании.

Например, на практике возникали ситуации, при которых один сотрудник мог получить материальные ценности с центрального склада работодателя, затем осуществлять их транспортировку и передавать на хранение другому материально ответственному лицу, закрепленному за складом, где данное имущество должно было храниться. Такая схема работы не была предусмотрена в первоначальной версии типового договора о полной материальной ответственности, что создавало определенные сложности в распределении обязанностей и ответственности между работниками.

В результате должностные обязанности материально ответственных лиц не были четко прописаны и учтены в договоре, что могло привести к значительным рискам, связанным с невозможностью взыскания причиненного ущерба в полном объеме.

В частности, если работнику выполняются дополнительные виды работ, не предусмотренные его должностной инструкцией, это может быть расценено как нарушение закона, что, в свою очередь, может привести к освобождению сотрудника от материальной ответственности в полном объеме. Таким образом, отсутствие учета специфики хозяйственной деятельности предприятия и четкого распределения обязанностей между материально

ответственными лицами могло создать серьезные правовые и финансовые риски для работодателя.

Развитие типовых договоров: предусмотреть все

В связи с этим специалисты ООО «Газпром добыча Уренгой» разработали несколько типовых форм договоров о полной материальной ответственности работника, предусматривающих все возможные операции хозяйственной жизни организации и выполняемых работниками работ.

Так было сделано, например, для операций по приемке метанола, поступающего железнодорожным транспортом или по метанолопроводу. На хранилище, осуществляющее приемку метанола от предприятий железнодорожного транспорта или от склада поставщика по метанолопроводу для его отгрузки на промежуточные склады или на метанольные системы производственных объектов филиалов компании автомобильным транспортом и по метанолопроводам (базовый склад), назначаются ответственный за приемку метанола и выдачу метанола с базового склада, а также бригада для выполнения этих работ. С работниками, входящими в состав бригады, заключается договор о полной кол-

лективной (бригадной) материальной ответственности.

Далее ответственный за приемку и перевозку метанола с базового склада назначается приказом которого происходит отпуск метанола. С ним заключается договор индивидуальной материальной ответственности на работы, непосредственно связанные с получением метанола на базовом складе его транспортировкой (перевозкой) и передачей на промежуточный склад филиала-получателя.

Коллективная (бригадная) ответственность

Между тем в подобной ситуации работодатели могут совершать еще одну типичную ошибку — требовать возмещения ущерба с одного из материально ответственных лиц, в то время как действует коллективная (бригадная) ответственность.

В соответствии с положениями статьи 245 ТК РФ, существует возможность введения коллективной (бригадной) материальной ответственности в тех случаях, когда работники совместно выполняют определенные виды работ, связанные с такими процессами, как хранение, обработка, продажа (отпуск), перевозка, применение или иное использование переданных им ценностей. Это становится актуальным в ситуациях, когда невозможно четко разграничить ответственность каждого отдельного работника за возможный ущерб, который может быть причинен, и, следовательно, не представляется возможным заключить с каждым из них индивидуальный договор о возмещении ущерба в полном объеме.

В таких случаях вводится коллективная (бригадная) материальная ответственность. Письменный договор заключается между работодателем и всеми членами коллектива или бригады, которые участвуют в выполнении указанных работ.

Согласно условиям данного договора, материальные ценности,

Пример № 1 из судебной практики

Так, в апелляционном определении от 08.05.2018 по делу № 33-4671/2018 Самарским областным судом было установлено, что договор о полной материальной ответственности был заключен, когда ответчик занимал должность ведущего инженера по ремонту в бюро вакуумного оборудования. Истец же вменял работнику в вину ненадлежащее исполнение должностных обязанностей начальника бюро подготовки производства в отделе по ремонту и наладке оборудования общества, связанных с сохранностью вверенного ему имущества. Однако в указанной должности договор о полной материальной ответственности с ответчиком не заключался, обязанности по возмещении ущерба работник на себя не принимал. Суд отказал в привлечении работника к полной материальной ответственности.

Пример № 2 из судебной практики

В определении Судебной коллегии по гражданским делам Верховного Суда Российской Федерации от 26.04.2021 № 2-КГ21-4-К3 Верховный Суд указал, в том числе, что договор о коллективной (бригадной) ответственности был заключен незаконно (в бригаду вошли категории работников, с которыми не мог быть заключен такой договор (грузчики). Это явилось одним из условий того, что работодатель не обеспечил надлежащие условия для хранения вверенного работнику имущества, так как грузчики имели равный с привлекаемым к полной материальной ответственности работником доступ к имуществу работодателя на складе.

которые находятся в ведении работников, вверяются заранее определенной группе лиц. На эту группу возлагается полная материальная ответственность за возможные недостачи или ущерб, который может возникнуть в процессе работы с этими ценностями. Таким образом, коллективная (бригадная) материальная ответственность служит важным инструментом для обеспечения надежности и безопасности в работе, а также для защиты интересов работодателя.

В случае если работодатель заключил договор о коллективной (бригадной) материальной ответственности только с одним из работников, имеющим доступ к имуществу работодателя, такой договор не является основанием для возложения на работника полной материальной ответственности (см. «Пример № 2»).

При этом для освобождения от полной материальной ответственности работник — член коллектива (бригады) — должен доказать отсутствие своей вины. При взыскании ущерба в судебном порядке степень вины каждого члена коллектива (бригады) определяется судом.

До подписания договора о коллективной ответственности работодатель должен издать приказ о формировании коллектива работников, назначении руководителя коллектива и возложении на них материальной ответственности за сохранность определенного

имущества, все члены коллектива должны быть ознакомлены с указанным приказом. Перед заключением договора и передачей имущества коллективу работников работодателем в установленном законом порядке должна быть проведена инвентаризация.

ПРЕДПРИЯТИЮ ТЭК ЦЕЛЕСООБРАЗНО РАЗРАБОТАТЬ И ПРИМЕНИТЬ СОБСТВЕННЫЕ ТИПОВЫЕ ДОГОВОРЫ О МАТЕРИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩИЕ ВСЕ ОСОБЕННОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ОБРАЩЕНИЯ С МАТЕРИАЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ

Договор о коллективной материальной ответственности за причинение ущерба должен быть подписан всеми членами коллектива, при этом подписание в разные даты рассматривается судами как несоблюдение порядка заключения договора.

Минимизировать риски

Ошибки, допускаемые специалистами ТЭК при оформлении трудовых отношений с материально ответственными лицами, создают значительные риски для имущества

работодателя. В частности, это приводит к невозможности привлечь работника к полной материальной ответственности и, как следствие, к невозможности возместить причиненный ущерб в полном объеме.

Отсутствие четкого понимания механизма привлечения к полной материальной ответственности работников ТЭК порождает пробелы в регулировании данных отношений между работником и работодателем. Это выражается в отсутствии разработанных и утвержденных локальных нормативных актов, которые могли бы детализировать порядок заключения договоров о полной материальной ответственности, а также процедуры расследования случаев причинения ущерба и взыскания убытков.

В результате возникают ситуации, когда работодатели либо не используют предоставленные им законом возможности, либо применяют их неправильно, что приводит к судебным спорам и отказам в удовлетворении исковых требований. Работодатели оказываются в уязвимом положении, поскольку трудовое законодательство зачастую трактуется в пользу работника.

Со своей стороны работник, осознавая, что его ответственность ограничена рамками среднемесячного заработка, может недобросовестно относиться к вверенному ему имуществу. Это может выражаться в ненадлежащем содержании материальных ценностей, ухудшении их состояния, растрате или нецелевом использовании. Такая ситуация создает дисбаланс в трудовых отношениях и повышает риски для работодателя.

Принимая во внимание, что правила привлечения работника к материальной ответственности, в том числе в сфере ТЭК, четко регламентированы трудовым законодательством и отражены в судебной практике, а также в процессе изучения проектов ФСБУ в области бухгалтерского учета, в ООО «Газпром добыча Уренгой» было принято решение о необходимости разработки локальных нормативных актов, регламентирующих процессы всех

трех учетов: аналитического, бухгалтерского и складского.

Для данных целей на протяжении двух лет разрабатываются указанные локальные нормативные акты. В настоящее время уже утверждены следующие документы:

- порядок оформления и заключения договоров о полной материальной ответственности;
- типовые формы договоров о полной индивидуальной материальной ответственности;
- типовая форма договора коллективной материальной ответственности, типовая форма приказа о создании коллектива (бригады) и протокола совещания о создании коллектива (бригады).

В ООО «Газпром добыча Уренгой» ведется постоянное взаимодействие руководителей, осуществляющих вышеуказанные учеты, с юридическим отделом в целях разграничения пересекающихся, иногда проходящих друг через друга бизнес-процессов. Например, в случаях когда кладовщик одновременно является материально ответственным лицом и лицом, ответственным за сохранность имущества в местах временного хранения или эксплуатации имущества (используемого в холлах, местах общего пользования).

Список литературы

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ// СПС «Консультант Плюс».
2. Гражданский процессуальный кодекс Российской Федерации от 14.11.2002 № 138-ФЗ//СПС «Консультант Плюс».
3. Азаров Г. П. Материальная ответственность по трудовому праву // СПС «Консультант Плюс».
4. Апелляционное определение Свердловского областного суда от 27.02.2018 по делу № 33-3522/2018// СПС «Консультант Плюс».
5. Бондаренко Л. В. Материальная ответственность работника перед работодателем // СПС «Консультант Плюс».
6. Драчук М. А. К вопросу о самостоятельности института материальной ответственности работника и его соотношении с дисциплиной труда// СПС «Консультант Плюс».
7. Ефремова К. В. Материальная ответственность работника как вид юридической ответственности // СПС «Консультант Плюс».
8. Кораблина О. В. Актуальные проблемы привлечения к материальной ответственности // СПС «Консультант Плюс».
9. Мариновская В. Мнение суда – отклонить! Когда суд отклоняет иски работодателей, несмотря на заключенный договор о полной материальной ответственности сотрудника организации // Трудовое право. 2023. № 12. С. 49–58.
10. Мартемьянова Е. Заключение договора о полной материальной ответственности // СПС «Консультант Плюс».
11. Мухина Ю. В. Спорные вопросы привлечения работника к материальной ответственности // СПС «Консультант Плюс».
12. Обзор практики рассмотрения судами дел о материальной ответственности работника, утв. Президиумом Верховного Суда РФ 05.12.2018//СПС «Консультант Плюс».
13. Обзор судебной практики Верховного Суда Российской Федерации № 1 (2024), утв. Президиумом Верховного Суда РФ 29.05.2024// СПС «Консультант Плюс».
14. Пресняков М. Может ли наступать полная материальная ответственность без заключения договора? // СПС «Консультант Плюс».
15. Приказ Минфина РФ от 13.06.1995 № 49 «Об утверждении Методических указаний по инвентаризации имущества и финансовых обязательств».
16. Постановление Пленума Верховного Суда РФ от 16.11.2006 № 52 «О применении судами законодательства, регулирующего материальную ответственность работников за ущерб, причиненный работодателем»// СПС «Консультант Плюс».
17. Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 31.12.2002 № 85 «Об утверждении перечней должностей и работ, замещаемых или выполняемых работниками, с которыми работодатель может заключать письменные договоры о полной индивидуальной или коллективной (бригадной) материальной ответственности, а также типовых форм договоров о полной материальной ответственности» // СПС «Консультант Плюс».
18. Шакирова Э. Недостачи и материальная ответственность – анализ новых споров // СПС «Консультант Плюс».
19. Цветков С. В. Материальная ответственность сторон трудового договора: проблемы и перспективы // СПС «Консультант Плюс».
20. Базыкин А., Гладышева Е., Мухина Е., Горелов А., Карпунин А., Кузнецова Е., Соболев И. Компания нашла недостачу и хотела повесить на работников 3 млн рублей // СПС «Консультант Плюс».



Также в ООО «Газпром добыча Уренгой» на постоянной основе применяется методология и осуществляется консультация специалистов подразделений по вопросам заключения и исполнения договоров о полной и коллективной материальной ответственности работников.

Наиболее эффективным и предпочтительным способом решения данной проблемы, по нашему мнению, является разработка и принятие работодателем локального нормативного акта, который бы учитывал специфику хозяйственной деятельности организации. Такой акт должен детально регулировать порядок заключения

договоров о полной коллективной и индивидуальной материальной ответственности, а также устанавливать четкие правила обращения с имуществом, обязанности работников и меры ответственности за их нарушение.

Соответственно, локальный нормативный акт позволит работодателю минимизировать риски, связанные с возможным причинением ущерба, а также обеспечит прозрачность и предсказуемость в вопросах материальной ответственности. Безусловно, такой документ должен быть разработан с учетом требований трудового законодательства и судебной практики. ●



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЫНКА ГАЗА, ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ МОНЕТИЗАЦИЯ И БАЛАНС ИНТЕРЕСОВ

По следам мероприятий
Российского газового
общества на ПМГФ–2025

На прошедшем в октябре 2025 года Петербургском международном газовом форуме Российское газовое общество представило обширную программу мероприятий. РГО провело две научно-практические конференции, несколько круглых столов и совещаний. На стендах РГО и ряда партнеров состоялось подписание важных документов о сотрудничестве. Ярким событием культурной жизни форума стал традиционный бильярдный турнир.



НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСТАВОК ГАЗА

РГО 7 октября совместно с ПАО «Газпром» и АО Петербургская Биржа провело круглый стол, на котором эксперты обсудили изменения в новой редакции «Правил поставки газа в РФ», принятой постановлением правительства РФ № 1901 и вступающей в силу 1 марта 2026 года. Эти изменения станут ключевыми для внутреннего рынка и могут повлиять на устойчивость поставок, финансовую модель и инвестиции в развитие инфраструктуры. Поэтому основными темами обсуждения были:

- последствия вступления в силу обновленных «Правил поставки газа в РФ»;

- риски снижения надежности поставок и роста затрат поставщиков;
- возможное сокращение обязательств предприятий тепло- и электроэнергетики по выборке газа;
- экономические эффекты неравномерного потребления — от недополученной выручки до роста резервных мощностей;
- предложения ПАО «Газпром» по корректировке законодательства, включая механизм «бери или плати», а также оптимизацию суточной неравномерности отбора газа.

Участники дискуссии говорили о том, какие изменения необходимо внести в нормативную базу, чтобы обеспечить баланс интересов

поставщиков и потребителей, сохранить надежность газоснабжения и стимулировать инвестиции в газотранспортную систему.

Впоследствии некоторые из предложений нашли отражение в поправках к новым «Правилам поставки газа». Так, 29 ноября 2025 года премьер-министр РФ Михаил Мишустин подписал постановление № 1962, согласно которому главный документ, регулирующий рынок газа в стране, был дополнен возможностью биржевой коммерческой балансировки газа, поставляемого по долгосрочным договорам на условиях «бери или плати».



ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ,

первый заместитель председателя Комитета Госдумы РФ по энергетике, президент РГО

— Некоторые из нововведений вызывают опасения участников рынка. Важно оценить, как они повлияют на надежность поставок внутри страны.

В частности, одно из изменений — в новых правилах предприятия тепло- и электроэнергетики будут исключены из обязательств по договорной дисциплине и получат возможность требовать от поставщиков газа пересмотра условий договоров в части отмены санкций за невыборку.

У предприятий электро- и теплогенерации появится возможность в заявительном порядке приобретать газ неравномерно по суткам. С учетом их значительной, более 40%, доли в структуре потребления газа в РФ это ощутимо для всего профиля поставок, что создает риски для стабильности поставок и повышает нагрузку на газотранспортную систему, особенно в пиковые периоды.

АРТЕМ ВЕРХОВ,

директор департамента развития газовой отрасли Минэнерго России

— Министерство направило в правительство согласованную редакцию изменений в правила, предусматривающую возможность применения условия «бери или плати».

Кроме того, в этой редакции даны четкие определения таких важных понятий, как «промышленный потребитель», «преимущественное право», внесены уточнения, касающиеся статуса и прав покупателя, введена категория «коммунально-бытовой потребитель», статус которого нужно будет подтверждать ежегодно, четко определен статус «производитель энергии» и многое другое.

Следующий важный шаг — разработка правил коммерческой балансировки поставок газа на уровне правительства РФ. Такое полномочие заложено в проект Федерального закона «об основном абоненте», который готовится ко второму чтению в Государственной думе.

ВАДИМ СИМДЯКИН,

начальник департамента ПАО «Газпром»

— Есть ряд новелл, которые создают потенциальные риски, в том числе риск увеличения неравномерности поставки газа по ГТС и риск снижения надежности газоснабжения, особенно в периоды пикового потребления.

Это пункты, по которым критерии долгосрочности договора поставки газа увеличиваются до 10 лет, усло-



КРУГЛЫЙ СТОЛ ВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСТАВОК



вие «бери или плати» становится правом покупателя и запрещается для производителей энергии, и кроме того, появляется право покупателя на одностороннее ежемесячное уменьшение объема покупки в договорах с условием «бери или плати» и так далее.

ПАО «Газпром» считает важным, чтобы заработала норма, заложенная в статью 18 Федерального закона № 69-ФЗ. Среди ключевых предложений — предоставление возможности включать условие «бери или плати» в договоры поставки в соответствии с законом 69-ФЗ, сокращение диапазона неравномерности до +5/-5%, разделение фактических объемов отобранного газа между всеми договорами покупателя по объективному прозрачному механизму. Эти предложения, к сожалению, не вошли в финальный вариант проекта «Правил поставки газа», направленный в правительство РФ.

ОЛЕГ МАРКОВСКИЙ,

начальник управления по развитию внутреннего рынка ПАО «НОВАТЭК»

— Принципиально важным для рынка является оперативное появление «Правил поставки газа».

СЕРГЕЙ ТРОФИМЕНКО,

управляющий директор АО Петербургская Биржа

— Биржа развивает инструменты коммерческой балансировки газа, но в рамках объемов, торгуемых на биржевых торгах. Это дает поставщику газа не только 100%-ную оплату, но и 100%-ный отбор за контрактанных объемов.

Но этого недостаточно сегодня. Правительством поставлена задача создания механизмов коммерческой балансировки для небиржевых поставок. Биржа работает над этой задачей и планирует использовать, в том числе, опыт турецкого рынка газа, где эти механизмы работают достаточно эффективно.



ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ К МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

В рамках деловой программы ПМГФ-2025 РГО совместно с ПАО «Газпром» провело круглый стол «Вопросы законодательного регулирования технологического присоединения к магистральным газопроводам». Основная тема — совершенствование «Правил технологического присоединения к магистральным газопроводам», которые были приняты постановлением правительства РФ от 01.11.2021 г. № 1898 (так называемые «Правила 1898»). Участники дискуссии обсудили опыт, полученный за два года их применения, и необходимое

обновление нормативной базы, которое позволит сделать процесс технологического присоединения более прозрачным, предсказуемым и технически обоснованным — в интересах как компаний-заявителей, так и государства. В том числе поднимались такие вопросы:

- введение в законодательство понятия «техническая возможность технологического подключения» и критериев ее определения;
- необходимость отображения в заявке информации о поставщике газа для объективной оценки возможностей подключения;

- повышение прозрачности расчетов и тарификации, учет требований госрегулирования цен в сфере газоснабжения;

- механизмы согласования затрат и проектной документации при подключении.

Представитель ПАО «Газпром» обратился к Минэнерго с просьбой об организации рабочей группы, которая могла бы в оперативном режиме проводить актуализацию «Правил 1898». Возможно, такая группа будет создана на площадке Российского газового общества.



ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ,

первый заместитель председателя Комитета Госдумы РФ по энергетике, президент РГО

— По итогам первого года применения «Правил технологического присоединения к магистральным газопроводам», действующих с 1 сентября 2023 года, определенные замечания к регулированию возникли как у компании — владельца ЕСГ, так и у тех, кто осуществляет присоединение к газопроводной системе.

Среди этих замечаний — вопросы установления технической возможности и сроков присоединения, определение предварительной и окончательной стоимости, механизмы компенсации затрат владельца ЕСГ на технологическое присоединение, ответственность сторон, механизмы и критерии отказа в технологическом присоединении.

За год список «узких мест» в целом не сократился.

Так, в правилах отсутствует понятие «техническая возможность технологического подключения» и критерии, определяющие ее наличие или отсутствие. Также нет требования отображать в заявке на техприсоединение к магистральным газопроводам информацию о предполагаемом поставщике природного газа, хотя именно она является одним из ключевых факторов, участвующих в установлении технической и ресурсной возможности обеспечения перспективного газоснабжения.

У сторон возникают вопросы к подходам по определению состава затрат и проведения оценки суммарных затрат, понесенных в рамках выполнения договора о подключении, их соответствия требованиям законодательства в части государственного регулирования цен (тарифов) в сфере газоснабжения.



Эти «узкие места» требуют расшивки для повышения прозрачности механизмов техприсоединения и эффективности газоснабжения как для потребителей, так и для поставщика газа — владельца ЕСГ.

АРТЕМ ВЕРХОВ,

директор департамента развития газовой отрасли Минэнерго России

— Сегодня Минэнерго работает над выстраиванием единой логики принятия решений в энергетике — от планирования энергообеспечения и разработки топливно-энергетических балансов до технического присоединения объектов.

Предполагаемая схема должна будет строиться от формирования спроса на энергию как таковую со стороны субъекта Федерации. На основе этой информации Минэнерго будет формировать ТЭБ макрорегиона, следующий шаг — разработка ТЭБ реги-

она, затем — генеральная схема энергообеспечения. Именно в ее рамках будет решаться вопрос, какие потребители должны будут присоединяться к магистральным газопроводам, газораспределительным сетям, какие объемы газа им будут необходимы и так далее. Примером для формирования таких схем для газовой отрасли могут быть СИПР, схемы и программы развития электроэнергетики в субъектах Федерации. Эта модель находится в стадии формирования, и в ее рамках будут меняться и правила техприсоединения.

При правильном планировании вопросы технического присоединения возникать не будут. Пока же нужно искать оптимальные решения в рамках существующего нормативного регулирования.

ПАВЕЛ НАСЕДКИН,

начальник управления ПАО «Газпром»

— Один из самых проблемных аспектов связан с тем, что по нынешним правилам даже при наличии дей-

ствующей схемы газоснабжения промышленных предприятий через ГРС предприятия все равно имеют право подать заявку на присоединение к магистральным газопроводам напрямую. Это создает целый ряд негативных последствий, включая снижение лимитов финансирования для реализации программ газификации и увеличение тарифа поставки газа для котельных и населения.

Совершенствование механизмов техприсоединения должно идти по нескольким направлениям, включая внесение изменений в действующее правило, утверждение модельного дополнительного соглашения к договору о техприсоединении к магистральным газопроводам, разработку типовых заданий и технических требований.

Среди предложений «Газпрома» к корректировке «Правил 1898»: четкое определение технической возможности техприсоединения, требования для заявителей предоставить определенную информацию, возможность и условия отказа в заключении договора о техприсоединении и так далее.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ГАЗА

Круглый стол «Законодательное регулирование интеллектуальных систем учета газа» в рамках ПМГФ РГО провело 8 октября 2025 года в партнерстве с ООО «Газпром межрегионгаз». Участники обсудили, как новая нормативная база позволит обеспечить масштабное внедрение интеллектуальных счетчиков, повысить безопасность, прозрачность и эффектив-

ность работы газораспределительных систем.

В центре обсуждения был разработанный на площадке РГО проект Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета природного газа, поставляемого потребителям по трубопроводам в Российской

Федерации». Законопроект закрепляет термин «интеллектуальная система учета газа (ИСУГ)», подразумевающий интеллектуальные приборы учета газа, иные устройства и компоненты, обеспечивающие дистанционный сбор данных и контроль подачи газа.

Ключевые темы круглого стола:

- формирование новой законодательной базы для внедрения ИСУГ;
- разработка подзаконных актов и механизмов их реализации;
- создание финансовых инструментов и мер господдержки внедрения интеллектуальных систем учета;
- подготовка проекта постановления правительства РФ о порядке доступа к минимальному набору функций ИСУГ и особенно их применения, который разрабатывается на площадке РГО;
- выработка предложений по обеспечению финансирования и нормативного сопровождения проекта.



**ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ,**

первый заместитель председателя Комитета Госдумы РФ по энергетике, президент РГО

— При внедрении интеллектуального учета газа важно добиться повышения безопасности его использования в быту и избежать роста платежной нагрузки на граждан. На это должна быть направлена, в том числе, разработка нормативного регулирования этой системы.

Пилотный проект по установке интеллектуальных приборов учета абонентам за счет средств поставщика газа, проведенный в последние три года в трех регионах, показал, что внедрение системы дает положительные эффекты. Прежде всего оно значительно снижает влияние человеческого фактора на безопасность использования газа в быту, особенно в многоквартирных домах, поскольку приборы интеллектуального учета, оборудованные специальным клапаном, позволяют дистанционно перекрывать газ в случае его утечки.

Также внедрение интеллектуальной системы учета газа открывает новые возможности для повышения надежности газоснабжения, удобства расчетов для потребителей, снижения для них затрат на коммунальные услуги, а также технологических и коммерческих потерь – для поставщиков газа.

Внедрение системы интеллектуального учета газа требует как создания соответствующего оборудования в необходимых объемах и по приемлемым ценам, так и решения вопросов регулирования и финансирования.

В части технологий интеллектуального учета прогресс уже есть: растет качество и функциональность счетчиков, количество их производителей, значительно снижается стоимость приборов.

Следующий важный этап — создание такой модели внедрения систем интеллектуального учета газа, которая позволит обеспечить его финансирование без увеличения платежной нагрузки на потребителей.

Такая работа идет на площадке Российского газового общества с участием ПАО «Газпром» и ООО «Газпром межрегионгаз». Разработан проект Федерального закона, в разработке находится проект постановления правительства РФ о порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета газа и особенностях учета газа с использованием ИСУГ.

АРТЕМ ВЕРХОВ,

директор департамента развития газовой отрасли Минэнерго России

— Сегодня в России приборы учета газа установлены почти у 24 млн потребителей, из них лишь 250 тыс. — интеллектуальные. А 16,5 млн абонентов вообще не имеют приборов учета газа, хотя из них 500 тыс. должны быть ими оснащены согласно Федеральному законодательству.

Проработка темы внедрения ИСУГ ведется в рамках «дорожной карты» реализации программ социальной газификации. Среди вопросов, которые предстоит решить, создание единой базы приборов учета газа различных поставщиков, передача функций по установке и поверке приборов поставщику газа. Необходимо принятие большого количества нормативно-правовых актов, которые позволят прекращать газоснабжение потребителей в случае утечек или при возникновении задолженности — сегодня законодательство этого не позволяет.

Самым сложным из всех вопросов является формирование источников и механизмов финансирования внедрения ИСУГ. Минэнерго рассматривало различные варианты его решения. Использование специальной надбавки ГРО не может стать таким источником, поскольку эта надбавка распределяется на финансирование программ газификации. Также не является реалистичным сценарий целевого снижения НДС на газ, создающий выпадающие доходы из бюджета. Соответственно, речь может идти о некоей розничной инфраструктурной спецнадбавке, которая будет устанавливаться на региональном уровне и расходоваться исключительно на внедрение системы интеллектуального учета газа. При этом принципиально найти такую модель, которая не приведет к ощутимому увеличению нагрузки на потребителей.

ВАДИМ СИМДЯКИН,

начальник департамента ПАО «Газпром»

— Главная задача, которая решается при установке интеллектуальных счетчиков газа с возможностью контроля утечек и его перекрытия, — это повышение безопасности использования газа в быту и спасение тысяч человеческих жизней.

Кроме того, сегодня все движется в сторону цифровизации, и пора освободить потребителей от забот, связанных с установкой, поверкой счетчиков, снятием и передачей показаний.

«Газпром» солидарен с позицией Минэнерго и Госдумы о том, что внедрение ИСУГ не должно ложиться на плечи потребителей.

СЕРГЕЙ ГУСТОВ,

генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз»

— «Газпром межрегионгаз» ведет большую работу по внедрению ИСУГ. Уже реализованы пилотные проекты в нескольких регионах и получены значимые положительные эффекты как для потребителей, так и для поставщика газа.

Мы поддерживаем ускорение разработки нормативной базы внедрения интеллектуального учета газа, в том числе — законопроекта об ИСУГ.

СВЕТЛАНА РАЗВОРОТНЕВА,

заместитель председателя Комитета Госдумы по строительству и ЖКХ

— Вопрос безопасности газа в быту находится в фокусе внимания нашего Комитета и Государственной думы в целом. Сегодня работа ведется в основном над совершенствованием контроля над ВДГО и ВКГО, но это не исключает человеческого фактора — основную причину аварий. Внедрение ИСУГ позволит решить эту задачу, и важно, что уже идет работа над соответствующим законопроектом. Важно сделать акцент прежде всего на тех моментах, которые связаны с повышением безопасности использования газа,

чтобы охватить как можно большее количество потребителей.

КИРИЛЛ ШАШКИН,

руководитель проекта Аналитического центра ТЭК

— Если говорить о модели внедрения систем интеллектуального учета газа, то самым быстрым и оптимальным сценарием является замена имеющихся счетчиков на интеллектуальные по сроку поверки и установка таких счетчиков новым абонентам в рамках газификации. Такой сценарий можно реализовать в течение 10 лет.

ПРОМЫШЛЕННЫЙ МАЙНИНГ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Круглый стол «Промышленный майнинг в нефтегазовой отрасли» 8 октября 2025 года на площадке ПМГФ Российское газовое общество провело совместно с УК «Бит-ривер».

Одним из перспективных направлений межотраслевого сотрудничества в целях повышения эффективности становится промышленный майнинг на базе нефтегазовой инфраструктуры. Использование избыточных энерго-ресурсов и попутного нефтяного газа для энергоемких дата-центров и майнинговых мощностей открывает путь к снижению углеродного следа, дополнительной монетизации энергоресурсов, созданию новых экономических точек роста.

Участники круглого стола обсудили, как интеграция этой практики поможет нефтегазовым компаниям повысить эффективность и устойчивость бизнеса. Среди рассмотренных тем:

- государственная политика и законодательные аспекты развития майнинга;
- использование попутного газа и избыточной энергии для дата-центров;
- экономическая эффективность и ESG-потенциал промышленных майнинг-проектов;
- мировой опыт и его применимость в российских условиях;



- технологические решения для повышения энергоэффективности и экологичности;
- инвестиции и экспортный потенциал российских разработок;
- влияние майнинга на рентабельность освоения средних и мелких месторождений.

Ключевым спикером круглого стола выступил директор ФБУ «ГКЗ» Игорь Шпуров, выступивший с докладом «Проблемы полезного использования ПНГ». В докладе были обозначены вопросы недостижения целевого уровня полезного использования попутного газа в 95%. Приведен анализ причин, вызывающих отставание от проектных показателей использования ПНГ и предлагаемые проектные решения по их устранению, в том числе через промышленный майнинг. Предложены некоторые пути решения в части возможного межведомственного

взаимодействия, усовершенствования регулирующего законодательства, нормативной документации и мониторинга полезного использования.

В круглом столе приняли участие представители законодательной и исполнительной ветвей власти РФ, Татарстана, ХМАО и других регионов, нефтегазодобывающих, а также технологических и ИТ-компаний.





СОЦИАЛЬНОЕ ПАРТНЕРСТВО И ОТРАСЛЕВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

Панельная дискуссия «Отраслевое соглашение как неотъемлемый элемент социального диалога между работником и работодателем» прошла 9 октября 2025 года в рамках Петербургского международного газового форума.

О начале коллективных переговоров по формированию и принятию нового Отраслевого соглашения на 2026–2028 годы было объявлено незадолго до начала ПМГФ, в сентябре 2025 года. На мероприятии, посвященном переговорам, руководители Общероссийского отраслевого объединения работодателей нефтяной и газовой промышленности и Нефтегазстройпрофсоюза России выразили уверенность, что новое Отраслевое соглашение дополнит и расширит ныне действующее, будет в полной мере учитывать как интересы и риски работодателей, так и интересы и нужды работников и станет надежной платформой для социального диалога и динамичного развития нефтегазовой отрасли.



риод 2023–2025 годов, во время пандемии и растущего санкционного давления.

Соглашение закрепило связь и алгоритмы взаимодействия работодателей, профсоюзов, Совета по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе и отраслевых учебных заведений всех уровней. Партнерский диалог помог обеспечить социальную стабильность в трудовых коллективах, безопасность производства и высокую производительность труда.

АЛЕКСАНДР КОРЧАГИН,
председатель Нефтегазстройпрофсоюза России

— Отраслевое соглашение является важным инструментом социального партнерства, регулирующим трудовые отношения и устанавливающим минимальные стандарты в отрасли, гарантией соблюдения работодателями норм трудового законодательства и локальных нормативных актов и очень важно для работников. Однако, поскольку присоединение к нему является добровольным актом для работодателей, то не все из них полностью присоединяются к Отраслевому соглашению, а присоединяются на особых условиях. Задача Нефтегазстройпрофсоюза России — максимально способствовать расширению числа участников соглашения.

Для расширения отраслевого диалога и партнерства целесообразно нормативно закрепить: участие федеральных органов исполнительной власти в социальном партнерстве на отраслевом уровне; определение социально ответственных организаций и предоставление им преференций; распространение отраслевых соглашений на всех работодателей отрасли после их регистрации с возможностью последующего мотивированного отказа от реализации норм Отраслевого соглашения.



НИКОЛАЙ ИСАКОВ,

вице-президент, исполнительный директор Общероссийского отраслевого объединения работодателей нефтяной и газовой промышленности

— Доля ТЭК в ВВП составляет порядка 20%, а доля нефтегазовых доходов в бюджете страны — 33%. При этом в отраслях ТЭК занято всего 2,7 млн человек, их них около половины — в нефтегазовой отрасли. Такое, по сути, небольшое число работников вносит очень большой вклад в экономику. Соответственно, от их социального самочувствия, от уровня и качества социального партнерства в нефтегазовой отрасли зависит очень многое.

В развитии этого партнерства помогает четкое и структурированное Отраслевое соглашение, прописывающее права и обязанности работников и работодателей, гарантии условий и оплаты труда, возможности развития и различные льготы работникам и их семьям. Оно уже показало свою значимость в пе-



РАСШИРЯЯ СОТРУДНИЧЕСТВО

В дни проведения Петербургского международного газового форума в октябре 2025 года Российское газовое общество помимо мероприятий деловой программы проводило также двусторонние и многосторонние партнерские встречи, расширяя сотрудничество. По результатам переговоров на стенде РГО и стендах партнеров было подписано несколько соглашений.

- На площадке Республики Татарстан в рамках ПМГФ-2025 7 октября состоялось подписание соглашения о сотрудничестве между Российским газовым обществом и Федеральным государственным автономным образовательным учреждением высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет». Предметом соглашения является долгосрочное сотрудничество по направлениям, представляющим взаимный интерес для обеих сторон в области образовательной деятельности и подготовке высококвалифицированных специалистов для нефтегазовой отрасли, в стажировке, повышении квалификации, профессиональной переподготовке для руководителей и сотрудников предприятий, а также сотрудничестве, направленном на проведение научно-исследовательских работ, связанных с потребностями нефтегазовой отрасли.
- Президент Российского газового общества Павел Завальный и генеральный директор

ОАО «ММЗ им. С. И. Вавилова», управляющей компании холдинга «БелОМО», Александр Мороз 8 октября подписали соглашение, направленное на продвижение продукции «БелОМО» на российском рынке, участие в аналитических обзорах и мероприятиях РГО, совместную экспертизу технологий для модернизации газовой инфраструктуры, а также развитие международного сотрудничества через площадку РГО.

- Соглашение между РГО в лице исполнительного директора Николая Исакова и ПАО «Калужский двигатель» в лице заместителя генерального директора по гражданской энергетической продукции Вадима Кувшинова было также подписано 8 октября. Стороны принимают на себя обязательства по созданию системы партнерских отношений в области газотурбинного машиностроения.
- Исполнительный директор РГО Николай Исаков и генеральный директор ООО «ГеоВектор» Эдгар Мирсаяпов 8 октября подписали соглашение, направленное на создание системы партнерских отношений в области деятельности Научно-технического комитета интегрированных инжиниринговых решений (НТК ИИР) в целях развития полного цикла инжиниринговых услуг.
- Соглашение между РГО в лице исполнительного директора Николая Исакова и ООО «ОНСИНТ»



в лице генерального директора Владимира Дубовцева было подписано 8 октября. Стороны приняли на себя обязательства по созданию системы партнерских отношений в области аддитивных технологий.

- Соглашение между Российским газовым обществом и Газовым Союзом подписали 9 октября вице-президент и исполнительный директор РГО Николай Исаков и первый вице-президент ГС Виталий Сысоев. Стороны договорились о сотрудничестве в приоритетном обмене информацией и организации совместных мероприятий.





РОССИЙСКИЕ МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ

OF GAS SEPARATION TECHNOLOGIES USING RUSSIAN-MADE MEMBRANES

10 EXPOFORUM



II научно-практическая конференция «Перспективы развития технологий разделения газов с использованием российских мембран», организованная Российским газовым обществом и ООО «Газпром проектирование», прошла в рамках ПМГФ 7 октября 2025 года.

Приветствуя участников конференции, президент Российского газового общества, первый заместитель главы Комитета ГД по энергетике Павел Завальный отметил, что такая статусная и авторитетная площадка, как ПМГФ, ежегодно собирающая высокопоставленных представителей государства, нефтегазовых и промышленных компаний и отраслевой науки, дает возможность для обмена передовым опытом и знаниями о технологических достижениях и инновациях.

«В этом году, как и всегда, программа форума включает в себя самые актуальные отраслевые вопросы, связанные с обретением технологического суверенитета, развитием международного сотрудничества, повышением эффективности работы всех сегментов газовой индустрии», — говорится в приветствии Павла Завального.

Как отмечалось в приветственном слове заместителя председателя правления – начальника департамента ПАО «Газпром» д-ра техн. наук члена-корреспондента РАН Оле-

га Аксютину, еще десять лет назад в отрасли не думали о возможности строительства больших производств на основе промышленных мембранных технологий. Задуматься об этом направлении заставило осознание того, что гелий — невозобновляемый ресурс и требуется совершенствовать его извлечение из газа. Более того, мембранные технологии дают возможность эффективного извлечения самых различных компонентов и разделения газовых потоков. «Использование мембранного разделения для снижения содержания азота в природном газе — это задача, над которой мы работаем в данное время», — добавил он.

Генеральный директор ООО «Газпром инвест» Вячеслав Тюрин, в свою очередь, сказал: «Мы изучали различные возможности, в том числе много что предлагал Китай. Но в итоге пришли к пониманию — что бы хорошего нам ни предлагали, мы должны двигаться с собственными технологиями. Мембранные технологии дают нам не просто очистку газа от компонентов. Безусловно, они открывают широкие возможности для монетизации газа за счет выделения полезных компонентов».

Модератор мероприятия генеральный директор ООО «Газпром проектирование» канд. техн. наук Владимир Вагарин, выступив с собственным докладом на пленарном

заседании об опыте и перспективах развития мембранных технологий в «Газпроме», также коснулся недавней истории этого сегмента в газовой отрасли, приобретающего все большее значение. «Толчком для развития мембранного направления послужило решение правительства России осваивать углеводородный потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока, где ресурсная база отличается высококомпонентным природным газом», — сказал он.

На пленарном заседании также выступили Степан Баженов, замдиректора Института нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева РАН, Илья Воротынцева, профессор кафедры Российского химико-технологического университета им. Д. И. Менделеева, Алексей Волков, советник директора ИНХС РАН.

Помимо пленарного заседания в рамках конференции прошли две тематические секции. Первая секция «Мембранное выделение целевых компонентов из природного газа» была посвящена следующим возможностям мембранных технологий:

- извлечению ценных компонентов из природного газа и газовых потоков (гелий, водород, др.);
- повышению степени очистки природного газа от различных примесей (диоксида углерода, азота, сероводорода, сероуглерода, меркаптанов и др.);
- газоразделению.

В рамках секции обсуждались вопросы разработки мембран и мембранных модулей для использования в системе ПАО «Газпром». Интересная тема – разработка гибридных мембранных технологий (криогенно-мембранной, адсорбционно-мембранной, адсорбционно-мембранной технологий газоразделения и др.). Были также озвучены и проанализированы свежие результаты эксплуатации УМВГК Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, о строительстве, вводе

и первом опыте эксплуатации которого говорилось на предыдущей конференции в 2023 году.

В секции с докладами выступили Наталия Кисленко, советник гендиректора ООО «Газпром проектирование», Георгий Каграманов, завкафедрой мембранной технологии Российского химико-технологического университета имени Д. И. Менделеева, Александра Пулялина, доцент кафедры Санкт-Петербургского государственного университета, Юлия Беспалко, из Института катализа имени Г. К. Борескова Сибирского отделения РАН, Александр Котенко из НПК «Грасис».

Вторая секция «Мембранное разделение жидких сред» была посвящена темам:

- выделение гелия;
- производство карбоната лития

из гидроминерального сырья и пластиковой воды с использованием мембран;

- очистка воднометанольного раствора от солей жесткости с использованием мембран;
- извлечение серосодержащих примесей из нефти.

О современном состоянии разработки и исследований мембран для разделения жидких сред рассказала Мария Дмитриенко, доцент кафедры аналитической химии Санкт-Петербургского государственного университета; о проблеме регенерации газоразделительных мембранных элементов выделения гелия — профессор кафедры Казанского национального технологического исследовательского университета Эмиль Вознесенский.

Перспективы создания производств карбоната лития в системе ПАО «Газпром» осветил заместитель генерального директора ООО «Газпром проектирование» Алексей Желтов. Далее его коллеги представили доклад о проектировании опытной установки получения карбоната лития из гидроминерального сырья на Ковыктинском газоконденсатном месторождении. Теме извлечения лития посвятили свои доклады специалисты сразу нескольких научных, инженерных и проектных организаций: ООО «Группа 7», ООО «Нижегороднефтегазпроект», Кабанского государственного университета, ООО «Петрохим», ООО «Лайтор».

РАЗВИТИЕ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ И ГАЗОХИМИИ

Двухдневная IV научно-практическая конференция имени И. П. Афанасьева «Развитие нефтегазоперерабатывающих производств и перспективные технологии переработки углеводородного сырья», организованная Российским газовым обществом, ООО «Газпром переработка» и ООО «Газпром переработка Благовещенск», прошла 7 и 8 октября.

Модератором первого дня конференции – пленарного заседания — выступил начальник департамента ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром переработка Благовещенск» Юрий Лебедев. С приветственным словом к участникам конференции выступил генеральный директор ООО «Газпром переработка» Айрат Ишмурзин.

Первый доклад представил президент Российского газового общества, первый заместитель главы Комитета ГД по энергетике Павел Завальный. Он подчеркнул, что к ускоренному развитию переработки и производству продукции высоких переделов из углеводородного сырья нас подталкивают не только жесткие санкционные ограничения, затрудняющие экспорт первичных энергоресурсов, и турбулентность



на рынках первичных энергоносителей, но и изменение структуры запасов. В эксплуатацию сегодня введено не более 40% ресурсов газа, но качество месторождений меняется — на смену сеноману приходят многокомпонентные запасы, и через 15–20 лет они полностью заместят его.

«На мировых рынках нефте- и газохимической продукции сейчас наблюдается высокая конкуренция, Россия может и должна в ней преуспеть. Для этого важно усилить

развитие как в части внедрения собственных технологий, так и в части создания инфраструктуры, в том числе экспортной. Это потребует значительных инвестиций, но у таких проектов высокие перспективы окупаемости», — сказал Павел Завальный.

К 2030 году в России запланировано появление порядка десяти газоперерабатывающих заводов, что позволит на треть увеличить совокупные мощности. Павел Завальный обрисовал общими штрихами ситу-



ацию и перспективы основных продуктов газопереработки. Так, в мире ожидается рост спроса на низкоуглеродный аммиак, и российский аммиак имеет хорошие перспективы даже с учетом высоких затрат на логистику, особенно при размещении новых производств вблизи портов. По карбамиду конкуренты реализуют ряд проектов, но, по мнению экспертов, именно российские производители смогут удовлетворить рост мирового спроса к 2030 году, который обеспечат Латинская Америка и Южная Азия. Метанол востребован как сырье для более глубоких переделов. Сегодня из-за остановки экспорта в ЕС на российском рынке наблюдается профицит метанола, но одним из драйверов спроса станет развитие водного транспорта, использующего этот вид топлива. Что касается СУГ (пропана и бутана), возможна переориентация поставок — в Турцию, Среднюю Азию, страны АТР, Китай и Монголию. Кроме того, есть перспективы роста их потребления на внутреннем рынке в качестве моторного топлива и для автономной газификации.

Юрий Лебедев в своем выступлении и в комментариях к докладам коллег главный акцент сделал на важнейшей задаче отрасли: «Повышение эффективности созданных и создаваемых производств — вот главное, чем мы должны заниматься по всем направлениям газопереработки и газохимии». Он отметил ни-

ши, в которых отстают российские производители, а также подчеркнул чрезвычайно доминирование Китая на многих рынках по группам продукции газопереработки. Так, очень скромно вклад российских предприятий в мировые этиленовые мощности, особенно на фоне половины мирового роста этиленовых мощностей в КНР.

«Пока мы говорим о реализации или делаем реализацию новых проектов, а кто-то уже это сделал», — сказал он, отметив важность работы с регуляторами, оптимизации работы с нормативной базой и технической документацией, контроля за оборудованием. «Увеличение межремонтных периодов является нашим приоритетом», — сказал он, отметив, что сложнее этого добиться на существующих предприятиях в отличие от строящихся новых. Увеличение межремонтного пробега на них возможно только в результате реконструкции, но надо добиваться как минимум периода в 4 года, повышая операционную эффективность производства.

«Надо не только заниматься логистикой, но и любыми путями повышать конкурентоспособность и эффективность по всей цепочке нашего газа. Наши планы, в том числе инвестиционные, должны быть перестроены именно в этом направлении», — сказал он.

Также он привел пример хорошей синергии партнеров на единых

площадках взаимосвязанных производств — газопереработки и газохимии. «Газохимические проекты, реализуемые нашими партнерами, это тоже наши задачи», — отметил Юрий Лебедев, указав на Амурскую и Балтийскую площадки.

«Наше главное преимущество на всех рынках — это наше метановое сырье», — сказал он в заключение доклада, отметив, что наращивание мощностей по переработке и сжижению газа также ведет к повышению эффективности.

Начальник центра инновационных газохимических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Андрей Михайлов считает, что развитие газохимии — это конкурентоспособное направление монетизации углеводородного сырья для ПАО «Газпром». «Нам поставлена задача искать высокомаржинальную продукцию, в направлении которой надо развиваться», — сказал он. Также актуально расширение направлений использования природного газа в условиях постепенно происходящего замещения газа другими энергетическими источниками.

Коснувшись мировых тенденций и вызовов, он отметил, что они в основном сохраняются и продолжают быть актуальными. Это автоматизация и цифровизация, искусственный интеллект и предиктивная аналитика, необходимость добиваться продуктовой гибкости в условиях сложного и порой невозможного прогнозирования по тысячам конкретных продуктов, синергия супертоннажных комплексов и сопутствующих им гибких производств, адаптированность производственно-технологических объектов под новые задачи, новые гибкие корзины продуктов.

В метановом направлении он отметил необходимость увеличения эффективности по всей цепочке от добычи газа до доставки продукции. При этом на рыночных нишах есть перекосы: например, переизбыток аммиака при недостаточной дальнейшей его переработке, в том числе в удобрения.

Андрей Михайлов также коснулся жесткой конкуренции и больших успехов Китая в завоевании рынков. «Весь мировой объем метанола —

это небольшая прибавка к китайскому», — охарактеризовал он ситуацию.

По формальдегидному направлению российская отрасль на хорошей позиции, отметил он, по уксусной же, недостаточно мощностей по этилену. Что касается более тяжелых фракций — пропана и далее — тут задачи сложны и технологически, и с учетом их опасности для экологии.

Все рынки крупнотоннажной газохимии очень консервативны, сказал Андрей Михайлов. Они демонстрируют по несколько процентов роста в год, выделить единые тренды сложно во многом из-за огромного количества продуктов. Соответственно, сложно выделить те или иные рынки, на которых стоит добиться успехов, будь то мегакомплекс или малотоннажное производство.

В связи с этим шла речь о важной координирующей роли по взаимовлиянию технологических цепочек, но пока непонятно, кто и как будет этим заниматься.

Заместитель генерального директора ООО «Газпром переработка» Рустем Галиев рассказал о достижениях в области замены на предприятиях компании катализаторов и адсорбентов, ранее полностью или в основном импортируемых, надежными эффективными отечественными

аналогами. Самые большие объемы катализаторов используются на ГПЗ в Астрахани, в основном из-за высококачественного сырья, а также в Оренбурге и на Сургутском ЗСК. Причем на оренбургском заводе, который изначально был спроектирован под отечественные катализаторы, были проведены испытания с импортными авторитетного мирового производителя, и никаких преимуществ импортных выявлено не было.

Интересен опыт замещения у сибирского и салаватского заводов, сказал Рустем Галиев. Многие ранее покупаемые катализаторы теперь поставляет «Газпромнефть — Каталитические системы». Представитель этого предприятия Алексей Горлов, руководитель направления по техническому сопровождению ООО «Газпромнефть — КС», был следующим докладчиком и рассказал о принципах совместной работы с заказчиками различных катализаторов и выгодах тесной интеграции. По его словам, в новой продукции завода удалось добиться многих преимуществ, таких как более низкая стартовая температура работы катализатора, повышенная производительность и больший ресурс, а также снижение нагрузки на экологию. Кроме того, он отметил, что повышение эффективности эксплуатации

каталитических систем достигается в том числе за счет цифровых сервисов. Предприятие ведет переговоры по поставкам не только российским перерабатывающим предприятиям, но и внешним потребителям.

Пленарное заседание конференции продлилось весь первый день работы. С докладами выступили представители ОАО «ГАИП», Института нефтехимического синтеза имени А. В. Топчиева РАН, ООО «Салаватский катализаторный завод», Института катализа имени Г. К. Борескова, ООО «НПП Нефтехим», ООО «ЮКТ», ИП «ВБК — Сингаз», ООО «Газпром СПГ Портовая», ООО «Газпром нефтехим Салават», ООО «Каспийская инновационная компания», ООО «Газпром гелий сервис», АО «Химтэк Инжиниринг», РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, ООО «Цифровые корпоративные технологии» и др.

Во второй день научно-практической конференции прошли четыре мероприятия: совещание и три тематических круглых стола, в том числе по вопросам подготовки кадров нового поколения для газоперерабатывающей отрасли, ее цифровизации, повышения эксплуатационной надежности предприятий, а также обеспечения углеродной нейтральности и защиты экологии.

ПОДГОТОВКА ИНЖЕНЕРНЫХ КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗА

Круглый стол «Современные вызовы системы подготовки специалистов нового поколения для газовой отрасли» 8 октября стал частью научно-практической конференции им. И. П. Афанасьева. Модератором круглого стола выступил Дмитрий Тананыхин, д-р техн. наук проректор по реализации пилотного проекта «Совершенствование системы высшего образования» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II.

Центральной темой выступлений и дискуссии стала подготовка востребованных компаниями отрасли

инженерных кадров, возможность интеграции молодых специалистов на производстве, варианты оптимизации образовательного процесса, его различные форматы и модели, развитие профессионального партнерства вузов и компаний.

Подчеркивая важность темы подготовки кадров, Дмитрий Тананыхин отметил, что и энергетические ресурсы, и кадровые ресурсы, образование — это основа суверенитета страны.

Участники коснулись проблематики болонской (общеевропейской) системы образования, призванной обеспе-

чить совместимость квалификаций и образовательных систем разных стран, и актуальной задачи перехода с нее к формированию национальной системы. Участники согласились почти единодушно, что оставлять только болонскую систему неправильно, хотя мнения разделились по нюансам и конкретным аспектам. Консенсусное мнение — не ломать ничего резко, продолжая пользоваться теми преимуществами болонской системы, которые дают гибкость и возможность выбора как для студента, так и для компании — будущего места его



работы. При этом корректировать ее в интересах отрасли и строить свою национальную систему высшего профессионального инженерного образования. «Хорошие преимущества болонской системы надо совместить с тем, что нужно нашей стране», – сказал Дмитрий Тананыхин, рассказав о проводимой образовательной политике в Горном университете.

Некоторые участники дискуссии подвергли критике градацию периода обучения на 4- и 6-летний периоды по уровням бакалавриата и магистратуры. Оптимально, по их мнению, вернуться к прежней системе в 5–5,5 лет «хорошего инженерного образования». В то же время Владимир Кошелев, проректор по учебной работе Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, предлагает не ломать всю систему и не отменять полностью 4-летнее бакалавриатское образование, ссылаясь на запросы компаний, которые нуждаются в технологах. «Я не сторонник полостью закрытия бакалавриата, такое образование тоже



нужно», – сказал он, отметив, что хорошо обученный бакалавр – вовсе не «недообразованный», это специалист, обладающий определенными нужными компетенциями.

Все участники круглого стола однозначно согласились, что важно увеличивать объем производственной практики и в целом укреплять взаимосвязь между образовательным процессом и ознакомлением с производством. Максим Терещенко, министр промышленности и геологии Республики Саха (Якутия), рассказав о кадровых ресурсах региона и усилиях в области подготовки к профобразованию со школы, затронул также вопрос получения студентами опыта на технологических площадках. Со стороны представителей вузов было озвучено пожелание компаниям активнее привлекать студентов к практике. «Сколько человек вы готовы взять на производственную практику? Вам нужна группа, а у нас целый поток, и всем нужна практическая производственная составляющая», – сказала Людмила Панкова, проректор по образовательной деятельности Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

Дарья Степанова, начальник отдела обучения и развития персонала управления по работе с персоналом ООО «Газпром переработка», рассказала, что компания активно привлекает практикантов на свои заводы, начиная со второго курса. Но одно из условий – чтобы у студентов-практикантов уже были рабочие профессии. «Только таким образом мы можем их трудоустроить и вообще допустить в рабочий периметр», – пояснила она. По ее словам, в год в компании проходят производственную практику в среднем около 1000 студентов.

Она также рассказала об интересном совместном проекте компании и трех вузов – «Школа главного технолога». После 3-го курса с каждого потока отбирается по 10 самых перспективных студентов, которые на время переезжают учиться в партнерские вузы, благодаря чему полнее осваивают различные лабораторные базы и специальный материал. Участники круглого стола оценили такую «сетевую» форму взаимодействия.

Одной из проблем нынешней ситуации Дарья Степанова назвала целевую подготовку – когда зачастую у студента, обучающегося по целевому контракту, меняются приоритеты либо он не показывает в учебе тех результатов, которые ожидает компания, вложившая средства в его образование, рассчитывая получить в будущем специалиста.

Одним из вариантов решения этой проблемы, по мнению Людмилы Панковой, может быть заключение целевых договоров начиная с 3-го курса. «Раньше он просто не знает, и мы не знаем, на что он способен. С 3-го курса уже прошел фундамент, поэтому осознанно может заключать договор и понимает, где он себя найдет в компании в будущем», – сказала она. Что касается производственных полигонов, Людмила Панкова отметила, что они нужны, но создавать и поддерживать их специально для обучения – это очень дорогостоящая история. К тому же оборудование и технологии быстро устаревают. Поэтому, считает она, оптимально прохождение практики на реальном производстве.

Сергей Свентский, заместитель генерального директора по науке «Газпром ВНИИГАЗа», обратил внимание на подготовку кадров не только для производства, но и для отраслевой науки. По его словам, специалист, работающий в институте и одновременно продолжающий обучение в магистратуре и аспирантуре, имеет доступ к огромной базе и, кроме того, выполняет свою диссертационную работу на пользу конкретному предприятию. Научно-исследовательский институт принимает ежегодно сотни новых специалистов.

При этом он обратил внимание на то, что хороший специалист сегодня должен иметь навыки программирования и обработки больших объемов данных, но такие студенты зачастую выбирают дальнейший путь в ИТ, но не в отраслях приложения таких знаний. По его словам, чтобы стимулировать студентов, обладающих цифровой грамотностью, оставаться в нефтегазовой отрасли, необходимо проработать сильную социальную защищенность будущего специалиста.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Чего хотят от цифровизации нефтегазовые компании и могут ли это предоставить отечественные вендоры, обсуждалось на круглом столе научно-практической конференции по газопереработке имени И. П. Афанасьева. Модератором круглого стола выступил Илья Шура, заместитель директора по развитию ООО «Наука». Среди участников со стороны вендоров – представители компаний-разработчиков программного обеспечения и различных цифровых решений для нефтегазовой отрасли, со стороны заказчиков – руководители подразделений предприятий группы «Газпром».

Что стоит за словами «импорто-независимость» и «технологический суверенитет», что происходит на российском рынке ПО после ухода международных вендоров, чего именно хотят компании нефтегазовой отрасли от цифровизации для решения своих производственных задач и как на это смотрят отечественные разработчики? Эти вопросы обсуждались в ходе дискуссии.

Говоря о задаче достижения ИТ-суверенитета страны, Илья Шура отметил: «Пути назад точно не будет, и мы вынуждены критически важные системы решать на национальном уровне».

Леонид Шиллинг, начальник отдела аналитического мониторинга и прогноза Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка», сказал: «Мы вместе движемся к цифровому суверенитету. Но существует мнение, что функционал многих отечественных программ пока недостаточен, чтобы специалисты компании могли «безшовно» перейти с одной программы на другую».

Илья Шура поставил вопрос, только ли факт перехода на отечественные программные продукты будет означать достижение суверенитета. По мнению Леонида Шиллинга, главенствующий фактор на первом этапе – охват всего функционала, к которому привыкли потребители. Второй фактор – воз-

можность развивать дальше, работа на опережение.

Вадим Подольный, технический директор ООО «Лаборатория технологий автоматизации», согласен с важностью задачи технической независимости, чтобы заместить на внутреннем рынке ушедших разработчиков ПО. Эта ситуация, конечно, дает возможность отечественным компаниям зайти на сложные высокоинтеллектуальные рынки, но и среди них большая конкуренция. Многие участники дискуссии заметили, что конкурентная среда в этой сфере чрезвычайно важна.

Что касается конкурентного уровня российских разработчиков на внешних рынках, Вадим Подольный отметил, что российские вендоры выгодно отличаются от международных гигантов гибкостью, адаптивностью под клиента и готовностью выполнять специфические задачи заказчиков, а не просто тиражировать свой готовый продукт.

Рустам Рустамов, заместитель генерального директора ООО «Ред Софт», подчеркнул важную роль отраслевого заказчика при разработке отраслевого ПО. Здесь нужна обратная связь, в то время как в других областях разработку лучше оставить самим цифровикам. Представители вендоров, участвующие в круглом столе, единодушны в необходимости тесного взаимодействия с такими сотрудниками компаний-заказчиков, которые до тонкостей понимают все производственные задачи и при этом грамотны в цифровой области, чтобы ставить задачи. Для разработки производственного ПО нужен грамотный экспертный междисциплинарный технолог, но таких уникальных людей очень мало, считают вендоры, и это, кстати, сигнал для отраслевой системы образования и подготовки кадров.

На необходимость объединения компетенций в процессе разработки и на то, что важно учитывать это в системе образования, указал Виктор Дозорцев, директор по развитию ООО «Центр цифровых технологий».



Участники дискуссии также обсудили экономические условия для работы вендоров и ситуацию с мерами господдержки. Рустам Рустамов сказал: «Мы очень благодарны государству за оказанные меры поддержки, но больше предпочитаем меры не финансовые, а, скажем налоговые льготы. Финансирование через гранты достаточно опасно, поскольку все меняется, и в течение определенного срока можно оказаться не в состоянии выполнить именно ту задачу, под которую грант выдан». Он считает, что эти деньги лучше направить на создание спроса – чтобы у заказчиков были деньги покупать разработанные продукты. Однако не все вендоры согласились с таким мнением. Вместе с тем все озабочены резким подъемом НДС и страховых выплат уже с 2026 года, когда сверстаны бюджеты, что может серьезно затормозить общий темп разработки необходимых продуктов для достижения суверенитета.

Также участники круглого стола обсудили вопросы сертификации, особенно в отраслях, связанных с лицензированием деятельности, оптимизации этого процесса, в том числе посредством программных аппаратных комплексов, и связанное с этим межвендорное взаимодействие с целью интегрированности различных отдельных продуктов.



КЛИМАТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ



Круглый стол «Углеродная нейтральность и обеспечение экологической безопасности газопереработки» стал заключительной частью двухдневной IV научно-практической конференции имени И. П. Афанасьева «Развитие нефтегазоперерабатывающих производств и перспективные технологии переработки углеводородного сырья».

Модератором круглого стола выступила Надежда Шевелева, доцент кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

В ходе дискуссии обсуждались следующие вопросы:

- стратегии низкоуглеродного развития предприятий нефтегазового сектора РФ в контексте ОНУВ-2035 (NDC, национальные вклады и планы действий, связанных с изменением климата, стран-участниц Парижского соглашения);
- влияние глобальной и национальной климатической повестки на стратегии предприятий нефтегазового сектора РФ;
- административные и экономические инструменты углеродного регулирования: кнут или пряник;

- природа целеполагания нефтегазовых компаний на пути к углеродной нейтральности;
- предпосылки реализации климатических проектов (технологическая целесообразность, экономическая эффективность, ESG-рейтинги или условие инвестиционной привлекательности?);
- актуальный срез взаимодействия государственных органов, научного сообщества и нефтегазового сектора в контексте климатической повестки.

Среди участников круглого стола: Владимир Быстрых, заместитель начальника отдела охраны окружающей среды ООО «Газпром переработка»; Андрей Петрухин, начальник отдела устойчивого развития департамента стратегии, инноваций и устойчивого развития ПАО «Газпром нефть»; Михаил Ощепков, главный специалист управления инвестиционного анализа проектов ООО «Газпром инвестпроект»; Илья Нагайцев, руководитель проекта направления по реализации климатических проектов ООО «Аналитический центр ТЭК»; Наталия Попадько, доцент кафедры стратегического управ-

ления топливно-энергетическим комплексом РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина; Владимир Лукин, руководитель органа по валидации и верификации ООО «Кэпт Верификация», партнер консалтинговой фирмы Керт.

Глобальная климатическая политика имеет единый вектор, однако на уровне разных стран и объединений инициативы по ужесточению углеродного регулирования чередуются с противоположными решениями, выходом из соглашений. На корпоративном уровне принимаются цели сокращения выбросов, порой очень амбициозные. В условиях роста добычи и переработки сокращения выбросов даются компаниям совсем не просто, отметила Надежда Шевелева.

Она попросила представителей компаний и экспертов высказаться, какие изменения в действующем углеродном регулировании РФ они считают оптимальными для нефтегазового комплекса; реализуемы ли целевые цифры, поставленные в ОНУВ-2035; можно ли определить стоимость сокращения выбросов парниковых газов и экологических проектов и как это сочетается с производственными задачами компаний. Представители компаний констатировали, что принятые ими на себя обязательства — это заявленная экологическая политика, рассчитанная с учетом необходимости развития при бережном отношении к вопросам экологии и климата. Все согласились с тем, что уравнилельный подход к определению целевых показателей невозможен ни внутри нефтегазовой отрасли, ни на межотраслевом уровне. Участники обсудили проблематику ценообразования на выбросы и прочие вопросы регулирования.

V ЮБИЛЕЙНЫЙ БИЛЬЯРДНЫЙ ТУРНИР НА КУБОК ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Как и всегда, бильярдный турнир, организованный РГО, стал ярким событием в культурной жизни Петербургского международного газового форума (ПМГФ-2025). Он прошел 8 октября в дисциплине «свободная пирамида», выдался зрелищным и закончился поздно вечером.

Турнир собрал видных представителей газовой отрасли, бизнес-элиты и увлеченных этим видом спорта. Приветственным словом участников турнира встречал вице-президент, исполнительный директор РГО Николай Исаков.

В этом году турнир приобрел международный статус благодаря участию генерального директора холдинга «БелОМО» Александра Мороза. Днем в рамках форума одно из крупнейших предприятий Беларуси подписало с Российским газовым обществом договор о стратегическом сотрудничестве, а вечером стороны продолжили неформальное общение за зеленым сукном.



В награждении призеров принял участие президент Федерации бильярдного спорта, президент Российского газового общества Павел Завальный.

В течение всего мероприятия атмосфера была заряжена позитивом, а участники получали массу удовольствия от игры и общения друг с другом.

Организаторы турнира выражают благодарность всем участникам и зрителям за поддержку и активное участие в мероприятии. Отдельное спасибо судьям за их профессионализм!

До встречи в следующем году!

Оргкомитет турнира: Российское газовое общество и Федерация бильярдного спорта Санкт-Петербурга. Партнеры турнира: Конгрессно-выставочный центр «Экспофорум», ПАО «Газпром», Центр бильярда PLAYPOOL, Федерация бильярдного спорта России.

- Трехкратным обладателем Кубка Президента РГО стал Антон Сергеев, генеральный директор ООО «Вектор Групп», в который раз отстояв титул чемпиона.
- Двукратным серебряным призером стал Дмитрий Тананыхин, декан нефтегазового факультета Санкт-Петербургского горного университета, снова забрав серебро.
- Внеся немалую интригу в борьбу, Александр Мороз, генеральный директор ООО «БелОМО», забрал третье место.



АДДИТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Новые возможности в проектировании и производстве



Российская наука всегда была и остается одним из символов интеллектуальной мощи страны. Сегодня, когда современная промышленность переживает этап стремительных перемен, особенно важно создавать и внедрять новые технологии, которые помогут не только укрепить статус нашей науки на мировом уровне, но и решить целый ряд задач социально-экономического развития страны. Компания ONSINT, отечественный разработчик и производитель промышленных лазерных порошковых 3D-принтеров по технологии SLM (печать металлами) и единственный отечественный производитель промышленных 3D-принтеров по технологии SLS (печать полимерами), считает вклад в современную науку своим приоритетом.

Одной из ключевых задач компании является реализация проектов, определенных Стратегией научно-технологического развития Российской Федерации, которые ориентированы на переход к передовым технологиям проектирования и создание высокотехнологичной продук-

ции. Таким образом, компания активно внедряет в свою работу аддитивные технологии, при помощи которых становится возможным значительно ускорить цикл проектирования и производства, снизить издержки и открыть новые перспективы для высокотехнологичных отраслей.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДРУГОГО УРОВНЯ

Возможности аддитивных технологий позволяют решать задачи, которые при традиционном производстве были бы крайне затратными или вовсе нереализуемыми: например, изготовление прототипов изделий, деталей сложной геометрической формы, изделий с исключительной изотропностью свойств.

Более того, аддитивные технологии позволяют значительно снизить объем производственных отходов. Так, для создания изделия используется исключительно необходимое количество материала, что напрямую отражается на экономике производства. Для сравнения, при тра-

диционном 3-х или 5-координатном фрезеровании деталей из специальных сплавов отходы могут достигать до 80% дорогостоящего материала.

Ключевым преимуществом также является скорость — изделие создается «здесь и сейчас», без ожидания поставок.

РАСШИРЕНИЕ ЛИНЕЙКИ ИСХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

В последние годы компания ONSINT активно расширяет перечень материалов, доступных для 3D-печати. Постоянные эксперименты с новыми составами уже приносят ощутимые результаты. Так, одной из значимых разработок стала технология печати высокотемпературными полимерами, в частности медицинским PEEK (полиэфирэфиркетон). Этот материал отличается высокой прочностью, износостойкостью, устойчивостью к агрессивным средам и облучению, а главное — биосовместимостью, что позволяет применять его, например, в краниопластике. В рамках проекта с Сеченовским университетом специалисты компании разработали не только новые технологии печати, но и сам 3D-принтер.

Успешные испытания были проведены и с промышленным угленасыщенным PEKK (полиэфиркетон), выдерживающим температуру до 212°C. Его механические характеристики превосходят PEEK, что делает материал востребованным при создании нагруженных узлов высокотехнологичных изделий.

Сегодня ONSINT заключает соглашения с разработчиками композитов и формирует «дорожную карту» взаимодействия с потенциальными по-



требителями, что позволит вывести направление SLS-печати на новый уровень с применением отечественных материалов.

ДЛЯ ТЭК И ДВИГАТЕЛЕСТРОЕНИЯ

В направлении SLM компания ONSINT ведет разработку высокотемпературного 3D-принтера, который позволит производить сложные изделия из специальных сплавов, востребованных в двигателестроении, атомной и газовой энергетике. Речь идет о температурах свыше 1000°C, что открывает возможность изготовления ключевых компонентов для газотурбинных установок и реактивных двигателей БПЛА.

Перспективным направлением металлической 3D-печати остается



также производство медных изделий со сложной геометрией и внутренними каналами — индукционных катушек, радиаторов охлаждения, теплообменников и реакторов. Уже получены успешные результаты печати на высокомоощных ИК-лазерах изделий, обеспечивающих эффективный отвод тепла в высокопроизводительных устройствах электроники и приборостроения.

Параллельно специалисты компании разрабатывают 3D-принтер с альтернативным источником излучения длиной волны 535 нм (зеленый спектр), что позволит достигать более высокой детализации, создавать изделия с тонкими стенками и формировать контролируемую пористость для производства фильтров различного назначения.

КАДРЫ, ЭКСПЕРТИЗА И ОТРАСЛЕВОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

Наряду с разработкой оборудования ONSINT уделяет особое внимание подготовке кадров и развитию отраслевой экспертизы: компания помогает предприятиям и вузам создавать научно-производственные центры, оказывает услуги по реверс-инжинирингу и адаптации 3D-моделей под аддитивное производство, а также располагает собственным участком промышленной 3D-печати.

Опыт ONSINT демонстрирует, что аддитивные технологии перестали быть лишь инструментом прототипирования. Сегодня это реальный производственный ресурс, способный ускорить разработку, снизить затраты и повысить технологическую гибкость предприятий. Поэтому особенно важно продолжать работу над их совершенствованием и расширением сферы применения, что становится возможным при стратегической поддержке Российского газового общества.

Сотрудничество с Российским газовым обществом имеет особое значение для внедрения передовых ад-

дитивных технологий в промышленное производство. РГО играет ключевую роль в консолидации отрасли, создавая площадку для обмена опытом, выработки стратегических решений и продвижения инноваций в нефтегазовом секторе. Благодаря экспертной аналитике, дискуссиям и форумам, организуемым РГО, компании получают возможность эффективно развивать новые технологии, адаптируя их к потребностям отрасли. Именно такое взаимодействие, ценное и перспективное для ONSINT, открывает новые горизонты для развития аддитивных технологий в российской промышленности.

Компания ONSINT, являясь членом Российского газового общества, осознает особую значимость совместной работы для укрепления и продвижения российской науки. В рамках дальнейшей модернизации промышленности следующим шагом станет создание специализированного комитета из числа членов РГО, успешно внедривших аддитивные технологии в свои производственные процессы.

Благодаря поддержке РГО и совместным усилиям нового комитета компания ONSINT продолжит развивать передовые аддитивные решения, совершенствовать технологии и способствовать их масштабному внедрению в российскую промышленность, открывая новые возможности для отрасли и науки.



УДК 699.81
2.10.1 Пожарная безопасность (технические науки)

СОЗДАНИЕ ВЕДОМСТВЕННОЙ ПОЖАРНОЙ ЧАСТИ

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Руслан Елисеев, ведущий инженер пожарной части Газоконденсатного промысла № 21 Газопромыслового управления по разработке ачимовских отложений

Сергей Чернов, заместитель начальника управления по автоматизации технологических процессов Управления автоматизации и метрологического обеспечения (УА и МО)

Виталий Субботин, старший мастер участка автоматизированных систем безопасности УА и МО

Булат Нуриев, ведущий инженер по автоматизации и механизации производственных процессов участка автоматизированных систем безопасности УА и МО

Приоритетным направлением ООО «Газпром добыча Уренгой» является повышение уровня промышленной и пожарной безопасности на предприятии. Для осуществления данных целей создана первая ведомственная пожарная часть, расположенная на газоконденсатном промысле № 21. Основными ее задачами являются проведение профилактических действий по контролю за соблюдением требований пожарной безопасности, спасение людей, имущества, организация тушения пожаров и осуществления аварийно-спасательных работ на опасных производственных объектах.



ООО «Газпром добыча Уренгой» в ноябре 2022 года ввело в эксплуатацию газоконденсатный промысел № 21 (ГКП-21). Согласно ст. 97 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», на ГКП-21

как опасном производственном объекте должно быть размещено подразделение пожарной охраны.

Основной деятельностью созданной пожарной части является обеспечение пожарной и промышленной безопасности на объектах Газопро-

мыслового управления по разработке ачимовских отложений (ГПУ п РАО), в том числе:

- организация и несение караульной службы;
- тушение пожаров и проведение аварийно-спасательных работ;

- взаимодействие с федеральной противопожарной службой Государственной противопожарной службы и федеральным государственным пожарным надзором. В задачи пожарной части входят:
- организация и осуществление профилактики пожаров на подведомственных объектах;
- организация и осуществление тушения пожаров в населенных пунктах, на производственных объектах и объектах инфраструктуры;
- проведение аварийно-спасательных работ, связанных с тушением пожаров, газоспасательных работ, спасение людей и имущества при пожарах, оказание первой помощи;
- оказание содействия специализированным противодымным подразделениям ПАО «Газпром» в предупреждении и (или) ликвидации пожаров при проведении работ на скважинах, эксплуатируемых подразделениями ООО «Газпром добыча Уренгой».

ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЗДАНИЮ ПОЖАРНОГО ДЕПО

Здание пожарного депо (рис. 1), в котором размещается пожарная часть ГКП-21, соответствует всем требованиям законодательства в области пожарной безопасности и оборудовано современными системами связи, видеонаблюдения, автоматизированными системами контроля и управления, интегрированными с охраняемым объектом при помощи оптоволоконных локально-вычислительных сетей.

Учитывая высокую важность здания пожарного депо в обеспечении готовности подразделения к незамедлительному выезду дежурного караула при поступлении сигнала тревоги, при проектировании заложен принцип резервирования. Все основные инженерные системы здания (отопления, вентиляции, связи,

энергоснабжения, управления производственными процессами и т. д.) имеют двойную схему резервирования систем бесперебойного питания, а некоторые и больше двух.

Энергоснабжение здания пожарного депо осуществляется от внешних источников. При отключении внешнего энергоснабжения пожарное депо в автоматизированном режиме переходит на энергоснабжение от дизельных электростанций охраняемого объекта. При отсутствии же снабжения и от этих источников — от собственного источника бесперебойного питания (ИБП), рассчитанного на 24 часа непрерывной работы. Помимо этого, пункт связи пожарной части оборудован своим ИБП для обеспечения устойчивой радио- и телефонной связи.

При проектировании и строительстве здания пожарного депо были осуществлены мероприятия для достижения полной автономии систем жизнеобеспечения. Системы отопления (водяная, воздушная), вентиляции и кондиционирования воздуха поддерживают необходимую температуру воздуха в помещениях пожарного депо в автоматическом режиме. Понижение температуры обеспечивают современные и эффективные системы кондиционирования с самонесущим шумо- и теплоизолированным корпусом и интегрированной автоматикой «Зевс-14», «Зевс-18» и «Зевс-22».

Контроль температуры воздуха внутри здания осуществляется с помощью датчиков, сигнал от которых передается в центральный контроллер, обеспечивающий автоматическую регулировку количества подаваемого теплоносителя.

Для отображения информации о погодных условиях, а также в соответствии с требованиями правил по охране труда в подразделениях пожарной охраны в здании пожарного депо установлена метеостанция. В гараже пожарной техники на видном месте размещено световое табло «Импульс-911» с подключенными



Рисунок 1. Здание ведомственной пожарной части

к нему датчиками температуры воздуха и анемометром, установленным на крыше здания, для определения скорости и направления ветра. Все эти параметры и информация о неблагоприятных погодных условиях, таких как туман, снег, гололед, дождь, выводятся на табло и передаются на центральный контроллер теплового узла.

В здании пожарного депо размещен гараж-стоянка для пожарно-спасательной техники, которая оборудована системой контроля содержания угарного газа в воздушной среде. При обнаружении концентрации угарного газа автоматически включается аварийная приточно-вытяжная вентиляция, звуковая и световая сигнализация о загазованности. Для предотвращения выброса отработанных газов от двигателя пожарных автомобилей в помещениях стоянки пожарной техники предусмотрена система удаления выхлопных газов «СовПлим», которая автоматически включается при срабатывании сигнала «Тревога» в здании пожарного депо.



Эпизод соревнований по пожарно-прикладному спорту в августе 2025 года

Газпром добыча Уренгой

КОМПЛЕКТАЦИЯ И СВЯЗЬ

Для реагирования на пожары и чрезвычайные ситуации пожарная часть ГПП-21 укомплектована тремя автоцистернами на базе автомобилей «Урал». Пожарные автомобили оснащены современным оборудованием для выполнения поставленных задач. Каждый автомобиль оснащен навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС, системой видеотрассировки с тремя видеокамерами, системой навигации, системами связи (две радиостанции, сотовый телефон), газоанализатором для определения углекислого газа, тепловизором для поиска пострадавших, гидравлическим аварийно-спасательным инструментом, механизированным инструментом (бензопила, дисковый бензорез) и иными средствами спасения и защиты, согласно нормам.

Пункт связи пожарной части обеспечен внутриобъектовой телефонной и радиосвязью, телефонной связью общего пользования, отдельной радиосвязью для взаимодействия с другими видами пожарной охраны. Системы телефонной и подвижной радиосвязи, установленные в пожарной части ГПП-21, объединены в единое информационное пространство и позволяют взаимодействовать с подразделениями МЧС и руководством объекта. Дополнительно для обеспечения непрерывной и устойчивой связи пожарная часть оснащена средствами сотовой связи корпоративного уровня, которые закреплены за автомобильной техникой, пунктом связи и руководством части. Для контроля и анализа предпринятых действий в составе оборудования связи предусмотрена система записи переговоров персонала пожарной части.

Эпизод соревнований по пожарно-прикладному спорту в августе 2025 года



Газпром добыча Уренгой

АВТОМАТИЗАЦИЯ И РЕАГИРОВАНИЕ

В здании пожарного депо применены самые современные подходы к автоматизации процессов, позволяющие диспетчеру удаленно (из здания пожарного депо) совместно с дежурным персоналом пульта управления технологическими процессами газового промысла контролировать состояние систем противопожарной защиты охраняемого объекта в режиме реального времени.

Автоматизированная система пожарной сигнализации, контроля загазованности (АСПС, КЗ) вместе с системой видеонаблюдения позволяет оперативно выявлять нештатные ситуации на охраняемом объекте, включать в работу систему оповещения и управления эвакуацией людей, приводить в действие систему пожаротушения без участия диспетчера пожарной части, в автоматическом режиме включать сигнал тревоги в здании пожарного депо, тем самым сокращать время реагирования пожарного подразделения.

При включении сигнала «Тревога» в здании пожарного депо осуществляется сбор и выезд подразделения к месту вызова. До прибытия к месту вызова дежурного караула пожарной части системы газового и пенного пожаротушения охраняемого объекта осуществляют тушение пожара на ранних стадиях его развития.

Все системы здания пожарного депо и охраняемого объекта взаимосвязаны между собой локальными вычислительными сетями, что позволяет с помощью специальных алгоритмов обеспечивать автоматизированное управление и реагирование на различные нештатные ситуации (рис. 2). Все эти инновационные идеи были воплощены в период ввода в эксплуатацию пожарной части ГПП-21. Специалисты Управления автоматизации и метрологического обеспечения ООО «Газпром добыча Уренгой» дополнительно разработали и внедрили

систему речевого (голосового) оповещения внутри и снаружи комплекса зданий пожарного депо и двухрежимную систему тревожной сигнализации.

Первый режим «Учебная тревога» предполагает оповещение персонала только на первом этаже здания, тональность сигнала оповещения более спокойная чередующаяся с голосовым сообщением женским голосом: «Внимание, учебная тревога!» В этом режиме работники отдыхающей смены, находящиеся в помещениях для междусменного отдыха персонала, расположенных на втором этаже здания пожарного депо, не оповещаются.

Второй режим «Тревога» запускает систему оповещения на всех этажах здания пожарного депо, в том числе и на наружной территории пожарной части. Включается громкая сирена, чередующаяся с голосовым сообщением мужским голосом: «Внимание. Тревога!» Пульты ручного включения тревожной сигнализации расположены в помещении диспетчера пожарной части и на посту дневального по пожарной части.

Следует отметить, что автоматизация системы оповещения работников пожарной части ГПП-21 реализована исключительно на оборудовании российского производства.

Но какими бы современными ни были системы, их обслуживание, испытание и контроль за их состоянием выполняет человек. Контроль за работой всех этих систем в режиме реального времени осуществляется оперативным персоналом объекта с его автоматизированного рабочего места.

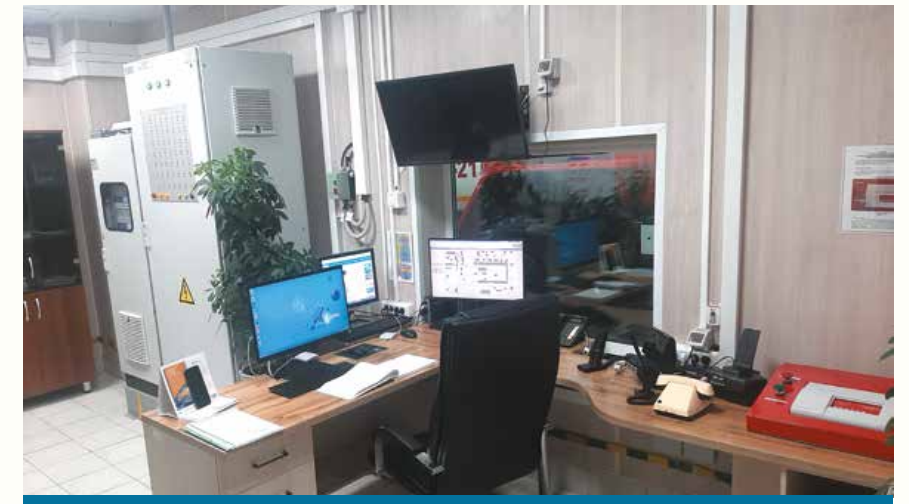


Рисунок 2. Помещение диспетчерской с оконечными устройствами автоматизированных систем

Численность работников пожарной части позволяет обеспечить выезд трех отделений при поступлении сообщения о пожаре (аварии).

Для проведения спасательных работ в зоне загазованности работники части аттестованы в качестве спасательных работ и аварийно-спасательных работ, связанных с тушением пожаров.

ГЛАВНОЕ — БЕЗОПАСНОСТЬ

В завершение следует отметить, что высокий уровень материально-технической оснащенности и автоматизации деятельности ведомственной пожарной части позволяет успешно решать задачи по обеспечению пожарной и промышленной безопасности объектов защиты ООО «Газпром добыча Уренгой».

С момента строительства и ввода в эксплуатацию ГПП-21 не допу-

щено ни одного пожара (аварии). При проведении административно-производственного контроля различных уровней, а также проверок и оценки организационно-технической готовности уполномоченными представителями ООО «Газпром газнадзор» количество выявляемых нарушений ежегодно снижается. Наряду с этим специалисты пожарной части самостоятельно организовали устранение и приведение в соответствие с требованиями нормативных документов противопожарное состояние газоконденсатного промысла.

Большой плюс ведомственной пожарной части в том, что пожарные являются работниками ООО «Газпром добыча Уренгой» и лично заинтересованы в безопасности предприятия, которое защищают от пожаров, в том числе активно помогая специалистам газового промысла в решении других задач.

Список литературы

1. Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Приказ МЧС России от 16 сентября 2024 года № 777 «Об утверждении Боевого устава подразделений пожарной охраны, определяющего порядок организации тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ».
3. Проектная документация, разработанная Тюменским филиалом ООО «Газпром проектирование» шифр 1776 «Добустройство второго опытного участка Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие».
4. Приказ ОАО «Газпром» от 12 января 2000 года № 3 «Об утверждении Положения о ведомственной пожарной охране ОАО «Газпром».
5. Приказ ОАО «Газпром» от 16 мая 2001 года № 36 «Об утверждении «Наставления по организации деятельности подразделений ведомственной пожарной охраны ОАО «Газпром»».

ЯМАЛЬСКАЯ АЛЬТЕРНАТИВА,

или Почему в СССР не построили заводы СПГ?



Первые тюменские месторождения природного газа (Березово-Игримская группа), небольшие по запасам, имели местное значение. Они могли обеспечить некоторую долю потребностей промышленного Урала. То же можно сказать и о первых месторождениях, открытых в Надым-Пур-Тазовском междуречье. 27 сентября 1962 года при бурении Тазовской опорной скважины Р-1 с глубины 2200 м был получен мощный фонтан воды и газа. Газопроводы Игрим — Серов и Тазовское — Норильск успешно решали проблему связи производителя и потребителя. Однако дальнейшие геологические открытия 1960–1970-х годов повысили ставки и заставили

направить газ из полярных районов сначала в центр страны, а затем и в зарубежье, ближнее и дальнее европейское.

Геологи открывают Ямал

Северные районы Тюменской области занимают территорию, расположенную к северу от 62° с. ш. площадью 830 тыс. км². В течение 1950–1970-х годов шли поисково-разведочные работы на нефть и газ в районах Крайнего Севера, прежде всего в междуречье Енисея и Оби. С начала 1950-х годов решался вопрос: где — на Ямале или в Надым-Пур-Тазовском междуречье — будут сдела-

ны первые значительные открытия нефти или газа, какой из этих двух районов откроет масштабную промышленную эксплуатацию.

В наследство от Главсевморпути осталась геологическая карта Ямала, которая была составлена в 1952–1956 годах совместными усилиями сотрудников НИИ геологии Арктики (НИИГА), Всесоюзного аэрогеологического треста и Всероссийского научно-исследовательского геологического института (ВСЕГЕИ). На ней территория полуострова была сплошь покрыта отложениями четвертичного периода, которые малоинформативны для традиционной глазомерной геологической съемки при поисках нефти, что зна-

Из истории мировой СПГ-индустрии

1941 — запуск первого масштабного производства СПГ в штате Огайо, США.

1959 — первая танкерная доставка СПГ из США в Великобританию на модифицированном танкере, первая доставка СПГ из США в Японию.

1964 — построен завод в Алжире, начались регулярные перевозки СПГ танкерами, запущен первый терминал по регазификации во Франции.

1969 — начало долгосрочных поставок из США (Кенай, Аляска) в Японию.

1971 — начались поставки из Ливии в Испанию и Италию.

Производство и экспорт СПГ начали:

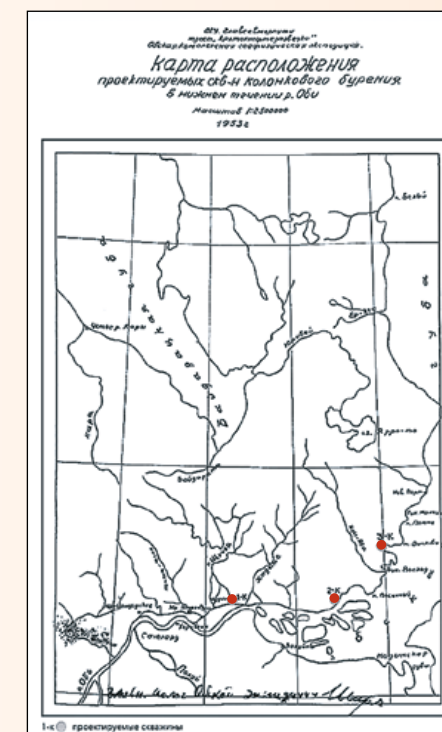
1972 — Бруней, 1977 — Индонезия, 1983 — Малайзия, 1989 — Австралия.

чительно затрудняло оценку перспектив нефтегазоносности этого сурового края.

В 1954 году в соответствии с решением правительства Всесоюзный нефтяной исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ) приступил к изучению нефтеносности Сибири силами нескольких экспедиций, включая Салехардскую, в которую входило 4 полевых партии, работавших вдоль восточного склона Урала от города Верхотурье на юге до реки Щучья на севере. В Щучинском районе (основание полуострова Ямал) были установлены новые нефтепроявления в девоне, представляющие собой жидкие и твердые битумы, пропитывающие пористые породы и заполняющие трещины. Эти нефтепроявления были приурочены к живетскому фаменскому ярусам, встречающимся также по всему разрезу среднего и верхнего девона и нижнего карбона. Было установлено наличие крупного синклинория, осложненного довольно пологими (обычно углы наклонов крыльев 20–30°) антиклиналями и синклиналями, погружающегося к востоку [1].

В 1956 году Обская экспедиция НИИГА начала структурно-поисковое бурение. Скважина № 1 была заложена у поселка Новый Порт и закончена в 1957 году на отметке 504,3 м. В скважине были встречены слабые газопроявления (93% метана, 0,5% тяжелых углеводородов), проведен комплекс каротажных, геотермических и гидрогеологических исследований [2].

С 1960 года бурение велось силами Ямало-Ненецкой комплексной геологоразведочной экспедиции (ЯНГРЭ, г. Салехард) Тюменского территориального геологического управления (ТТГУ). Был проведен ряд профилей структурного бурения и сейсмические исследования в районе Яр-Сале и по Обской губе. В одной из скважин был получен небольшой приток нефти из трещиноватых порфировитов фундамента, вскрытых скважиной № 32-пр в сводовой части Верхореченского поднятия. Это открытие резко повысило перспективы нефтегазоносности южной части Ямала и привлекло к ней живейший интерес как к новому первоочередному району для поисков



План заложения первых структурно-картировочных скважин на Ямале, 1953 г., РГАЭ



Поселок Новый Порт, начало 1950-х годов, РГАЭ



Строительство магистрального газопровода Игрим — Серов, 1965–1966-е годы, «Газпром»

Юрий Евдошенко, к.ист.н., редактор исторической литературы ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»

нефти и газа [3].

В начале 1963 года ЯНГРЭ (начальник В. Д. Бованенко) включала Тазовскую партию глубокого бурения (Г. М. Дубинин), Ямальскую геологоразведочную партию (В. М. Марьясов), Щучинскую геологоразведочную партию (Б. П. Фомичев), Полярно-Уральскую группу партий (С. Г. Караченцев) и геофизические партии.

Осенью 1964 года бригада мастера И. И. Кузина из Ямальской партии глубокого бурения (начальник В. И. Извеков, старший геолог Р. А. Левкович) начала бурение скважины Р-50, которая 27 декабря с глубины 1903–1908 м дала газовый фонтан, став первооткрывательницей Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. Приказом по ТТГУ Ямальская партия была преобразована в Новопортовскую нефтеразведочную экспедицию — самую северную в округе.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение открыло



Бованенковское месторождение на Ямале, «Газпром»

новый газоносный район, расширив перспективы поиска нефти и газа на огромной территории Заполярья. В 1971 году было открыто уникальное газовое месторождение Бованенковское, в 1974 году — Харасавэйское и Южно-Тамбейское [4].

Газотранспортная вилка Ямал — Уренгой

Ямальские открытия встали в ряд с открытиями, сделанными к середине 1970-х годов в Надым-Пур-Тазовском районе (Тазовское, Медвежье, Губкинское, Уренгойское, Заполярное). Это были запасы всеозюного и, как оказалось, мирового значения.

Эксперты Госплана СССР летом 1978 года отмечали: «В результате выполненных поисково-разведочных работ на севере Тюменской области к началу X пятилетки определились две обособленные крупные сырьевые базы газовой промышленности — Уренгойский район и район полуострова Ямал.

Район полуострова Ямал определяется границей одноименного полуострова и Полярным кругом (на юге). Его потенциальные ресурсы оцениваются в 13–16 трлн куб. м, из которых около 6 трлн куб. м приходится на открытые месторождения. В качестве базовых месторождений следует рассматривать Харасавэйское и Бованенковское.

Уренгойский район включает открытые крупнейшие месторождения, расположенные в бассейне рек Надым, Пур и Таз. Его потенциальные ресурсы оцениваются в 35–38 трлн куб. м, из которых порядка 21 трлн куб. м приурочено к открытым и в значительной мере законченным разведкой месторождениям» [5].

Район Надым-Пур-Тазовского междуречья активно осваивался с 1968 года. 17 мая Совет Министров СССР принял постановление «О мероприятиях по подготовке к строительству мощных газовых промыслов и газопроводов», которое дало старт освоению Медвежьего газовой



Министр газовой промышленности СССР С. А. Оруджев был инициатором освоения Ямала

го месторождения и последовавшему затем строительству магистрального газопровода Медвежье — Урал — Центр (сдан в 1974 году) [6].

Ямал пока не заслужил правительственных постановлений, и 7 октя-



бря 1975 года министр газовой промышленности СССР С. А. Оруджев издал приказ «О мерах по подготовке к освоению газовых месторождений полуострова Ямал». В составе объединения «Комигазпром» был создан участок для опытно-исследовательских работ на Харасавэйском месторождении, где стали проводиться опытные работы по обустройству газовых промыслов в условиях вечной мерзлоты.

28 апреля 1978 года С. А. Оруджев подал председателю Госплана СССР Н. К. Байбакову записку «О состоянии и перспективах развития газовой промышленности



Строители газопровода Надым — Пунга, 1972 год, «Газпром»

на период до 1990 г.». В ней он констатировал, что «в Европейской части СССР, где нет источников прироста добычи газа, образовался огромный спрос на газ, который не обеспечивается собственными ресурсами», и единственной сырьевой базой на долгую перспективу будет Западная Сибирь [7].

Кроме того, помимо роста внутреннего потребления вполне четко обозначился и повышенный спрос на советский газ как в странах Восточной Европы, куда он уже доставлялся по газопроводу «Союз» из Оренбургской области, так и в Западной Европе. В разгар «холодной войны» после успешного опыта поставок газа в Австрию и Италию немецкие, французские, датские, бельгийские, голландские дипломаты и бизнесмены активно обхаживали советские посольства, предлагая свои услуги для организации транспорта газа из Западной Сибири в зону господства военного блока НАТО, насколько не смущаясь противостоянием двух внешнеполитических блоков.

При этом развитие газодобычи в северных районах Тюменской области сдерживалось нехваткой транспортных мощностей.

12 сентября 1979 года председатель Госплана СССР Н. К. Байбаков докладывал в Совет Министров

СССР, что «с июля из-за срыва ввода в действие объектов по транспорту газа план и дополнительное задание по добыче газа отраслью не выполняются» и что «в настоящее время добыча газа в целом по стране зависит от ввода в действие новых мощностей по транспорту газа, в основном из северных районов Тюменской области» [8]. Начальник отдела нефтяной и газовой промышленности Госплана СССР В. Ю. Филановский был вынужден констатировать: «Главной задачей работы газовой промышленности является обеспечение газоснабжения, а не валовая добыча газа» [9].

Летом 1978 года Мингазпром, исходя из разведанных запасов и намечаемых уровней добычи газа в стране до 1990 года, обосновал, что дополнительная подача газа для экспорта в Западную Европу может осуществляться из месторождений полуострова Ямал. В разработанной в министерстве «Схеме развития газовой промышленности на 1981–1990 гг.» предусматривалось к 1984 году добывать на полуострове 32 млрд м³ природного газа [10].

В специальной записке «Предварительные соображения по обоснованию экспорта газа с полуострова Ямал» 1978 года рассматривались три варианта подачи газа от месторождений полуострова

Ямал до Гамбурга:

— Ямал — Ухта — Торжок — Минск — Варшава — Берлин — Гамбург;

— Ямал — Ухта — Торжок — Лиепая — Карлскруна — Хельсингборг — Копенгаген — Гамбург;

— Ямал — Ухта — Грязовец — Ленинград — Турку — Стокгольм — Копенгаген — Гамбург.

Предполагаемая мощность газопровода — 31 млрд м³ в год [11].

В это же время прорабатывались варианты дальнейшего освоения месторождений Надым-Пур-Тазовского района, и Миннефтегазстрой СССР предлагал строить экспортный газопровод оттуда, поскольку район уже начал осваиваться, и хотя был тяжелым по своим природно-климатическим и географическим условиям, но все же не настолько, как Ямал.

Неожиданное предложение

Неожиданно в Госплан СССР поступил еще один вариант. Министерство судостроительной промышленности СССР предложило построить на Ямале 4 плавучих завода СПГ мощностью по 7 млрд м³/г каждый и 4 плавучих хранилища по 150 тыс. м³, а также построить порт с устройствами для загрузки метановозов вместимостью по 125 тыс. м³ и отправлять их в Гамбург.

Выгоды подобного проекта, по мнению его авторов, заключались в следующем:

— уменьшение капиталовложений в советских и особенно в инвалютных рублях;

— направление значительной доли вкладываемых средств на расширение производственных возможностей отечественной промышленности, а не только на строительство газопроводов;

— возможность изменения направления транспортировки газа при изменении ситуации;

— возможность перебазирования плавучих заводов и хранилищ во вновь осваиваемые районы добычи газа;

В 1970-х в СССР выбирали — построить на Ямале 4 плавучих СПГ-завода с флотом газозовозов или протянуть по суше газопровод...

- сокращение металлозатрат;
- снижение энергозатрат и, соответственно, доли газа, расходоуемого на собственные нужды газоперекачивающих агрегатов;
- уменьшение численности обслуживающего персонала [12].

В СССР не было готовых технико-технологических решений ни по производству СПГ, ни по его транспорту, да и в мире еще не было плавучих СПГ-заводов. Проект плавзавода предполагалось заказать одной из специализирующихся в этой области инофирм. Комплект технологического оборудования всего завода предлагалось закупить за рубежом, а собрать все на судостроительном заводе «Залив» Минсудпрома в Керчи. Предполагалось также приобрести лицензию на конструкцию и технологию изготовления сферических емкостей, а также комплекты за-

готовок таких емкостей с тепловой изоляцией для 1–2 головных судов и некоторое специальное оборудование для плавхранилищ и танкеров-газовозов.

3 апреля 1978 года министр морского флота СССР Т. Б. Гуженко созвал межведомственное совещание. Первым заслушали заместителя председателя Государственной экспертной комиссии Госплана СССР корифея газовой промышленности Ю. И. Боксермана. Он рассказал о сложившейся ситуации с транспортом газа из северных районов Тюменской области, условиях прокладки газопроводов и варианте строительства заводов СПГ и терминалов отгрузки. Начальник администрации Севморпути Н. К. Чубаков, которого прочили в Мингазпром на должность замминистра по флоту, осветил условия навигации в Карском море, а главный инженер СоюзморНИИпроекта Д. Д. Кузнецов рассказал о возможных пунктах размещения портовых устройств для отгрузки СПГ в районе мыса Харасавэй, на острове Вайгач, в районе устья реки Индига, в районе Архангельска, Печенгской губе и порту Вентспилс.

В результате обмена мнениями совещание решило: «Строительство порта для крупных судов-метановозов на западном побережье полуострова Ямал (полуостров Ха-

расавэй) не может быть рекомендовано в связи с очень тяжелыми ледовыми условиями (толщина ровного льда до 170 см, протяженность ледовой трассы около 440 миль, торосы высотой до 6 м и др.), мелководьем прибрежной акватории, что требует сооружения подходного канала длиной не менее 20 км с объемом дноуглубления около 50 млн куб. м, невозможностью поддержания гарантированных проходимых глубин на канале и обеспечения регулярной отгрузки сжиженного газа на экспорт в течение 6–7 месяцев в году» [13].

В силу тяжелых ледовых условий и мелководья мыса Харасавэй совещание рекомендовало перенести строительство заводов СПГ и терминалов отгрузки на остров Вайгач, а туда через Байдарацкую губу проложить 600-километровый газопровод. Поэтому альтернативный маршрут экспорта ямальского газа являлся комбинированным — газопроводно-танкерным. В таком виде проект «Ямал — остров Вайгач — Западная Европа» поступил в Госплан СССР в качестве альтернативы проекту трансконтинентального газопровода Ямал — Европа.

15 августа 1978 года председатель Госплана СССР Н. К. Байбаков подписал приказ «Об экспертизе технико-экономических материалов о морской транспортировке природного газа из месторождений полуострова Ямал в капиталистические страны Западной Европы», который наметил состав экспертной комиссии и срок исполнения — два месяца. Комиссию возглавил один из ведущих нефтегазостроителей того времени начальник Главного научно-технического управления Миннефтегазстроя СССР О. М. Иванцов. В комиссии было выделено несколько групп экспертизы: транспорта газа, сжижения, морского флота и экономики. Среди экспертов были специалисты организаций Миннефтегазстроя СССР — Научно-исследовательского и проектно-экспериментального института экономики и автоматизированных систем



Заместитель председателя Государственной экспертной комиссии Госплана СССР легендарный газовик Ю. И. Боксерман докладывает Н. К. Байбакову, 1978 год, архив автора

управления в строительстве предприятий нефтяной и газовой промышленности (НИПИЭСУнефтегазстрой), Киевского филиала Всесоюзного НИИ по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ) и треста «Союзподводгазстрой». Мингазпром СССР представляли ученые ВНИИгаза и Всесоюзного НИИ использования газа в народном хозяйстве, подземного хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженного газа (ВНИИпромгаз) и персонально начальник Техуправления Мингазпрома СССР А. Д. Седых. К экспертизе были привлечены представители МорНИИпроекта Минморфлота СССР, ЦНИИпроектстальконструкции Госстроя СССР, Научно-исследовательского экономического института Госплана СССР и ряда центральных аппаратов других заинтересованных министерств и ведомств, включая Главсевморпуть, ВО «Судоимпорт» и Академию наук СССР.

СПГ и газопроводы в советско-японо-американских проектах

Идея строительства заводов СПГ уже витала в СССР. 27 сентября 1976 года Совет Министров СССР принял постановление «О строительстве опытно-промышленного ком-

плекса по производству, хранению и регазификации сжиженного природного газа», который предлагал к 1980 году построить в Абовянском районе Армянской ССР опытный завод СПГ. По мысли инициаторов этого постановления, среди которых был и министр газовой промышленности СССР С. А. Оруджев, это предприятие помимо обеспечения топливом Армении должно было служить местом для отработки технологий сжижения. Однако и на 1 августа 1979 года никаких работ там не проводилось, проект безнадежно отставал от намеченного графика [14].

Был также другой способ — иностранный. Еще в декабре 1974 года институт «Союзгазпроект» разработал ТЭО по созданию Якутско-Дальневосточного газового комплекса, которым предусматривалась перекачка 32 млрд м³ газа из месторождений Халчагайского и Ботубинского газоносных районов на побережье, с попутной газификацией Дальнего Востока, сжижение и экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона в размере 20 млрд м³ [15].

11 декабря 1974 года в Париже между Минвнешторгом СССР, американскими компаниями American Siberian natural gas company, Occidental LNG corporation и японской компанией Siberian natural gas Co, Ltd. было подписано генераль-

ное соглашение о сотрудничестве в проведении ГРП на природный газ в Якутии. Он предусматривал строительство в бухте Ольга в Приморье завода по сжижению газа, хранилища газа общей вместимостью 800 тыс. м³, устройств для погрузки СПГ на метановозы и портовых сооружений, достаточных для одновременной постановки у причала трех судов. Общие капиталовложения в якутский газовый проект оценивались в 11,7 млрд руб., в том числе 5,5 млрд — магистральный газопровод, 3 млрд — бурение и обустройство промыслов, 1 млрд — завод сжижения с хранилищем и портовые сооружения [16].

Во второй половине 1977 года американская фирма North-West Energy начала проработку варианта своего участия в освоении якутских газовых месторождений, при котором предусматривалась прокладка газопровода через Чукотку, далее по дну Берингова пролива и присоединение его к трансалаяскинскому газопроводу, который должен был поставлять газ через Канаду в «нижние» штаты на западе и северо-западе США. В июне 1978 года советский посол сообщал из Оттавы об интересе, проявленном к этому проекту и самой Канадой. Ее участие было одобрено премьер-министром Пьером Трюдо, и тамошние бизнесмены, в надежде заполучить свою долю, убеждали советских дипломатов в том, что трубопровод будет дешевле сжижения, правда в этой схеме не было места для Японии [17]. В общем на момент возникновения ямало-уренгойской вилки вопрос транспорта якутских газов подвис, но он и не был срочным, поскольку проект находился на первой стадии — ГРП — и участникам тогда казалось, что еще есть время.

Генеральное соглашение о сотрудничестве в области разведки, добычи нефти, газа на шельфе острова Сахалин, заключенное 28 января 1975 года в Токио Минвнешторгом СССР и японской фирмой «Сахалин Сэкию Кайхацу Керкку Кабусики Кайси», также предполагало в случае обнаружения

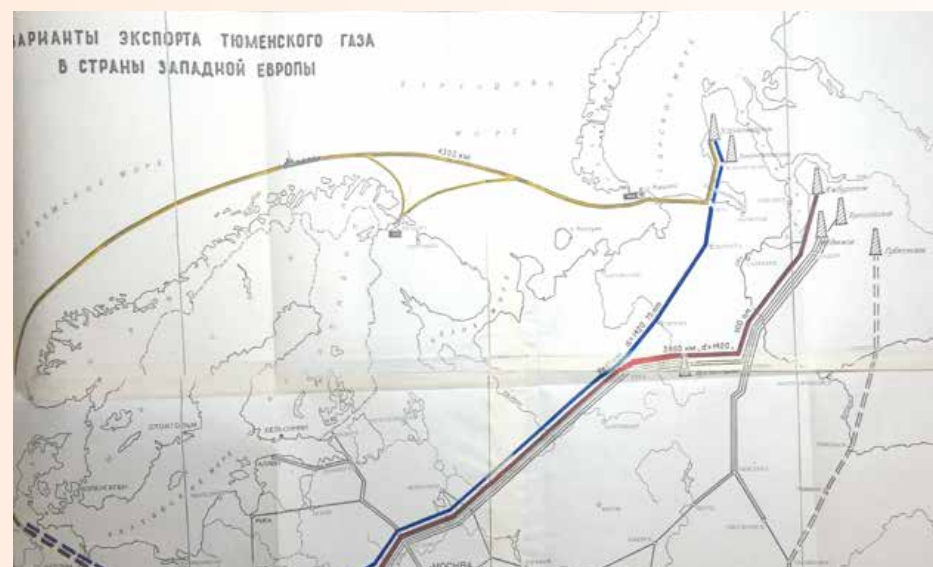


Схема транспорта газа из северных районов Тюменской области с обозначением морского варианта, заводов СПГ и бункерного хранилища, 1978 г., РГАЭ

промышленных запасов нефти и газа в качестве одного из вариантов сжижение добытого газа и содержание пункт по определению формулы его цены [18].

Экспертиза ямальского СПГ

В экспертизе ямальского проекта заключение по группе сжижения готовили в основном специалисты ВНИИгаза Мингазпрома СССР. Они, а вслед за ними и другие подгруппы подчеркнули, что в условиях отсутствия опыта строительства и эксплуатации заводов СПГ и флота газозовов все расчеты Минсудпрома в этой части проекта являются очень приблизительными. В их основе лежало проецирование информации, полученной от западных и японских фирм, на советские условия. Эксперты легко указывали на упущения в расчетах, сделанные судостроителями, и вся «экономика» их проекта «плыла».

Ссылаясь на зарубежный опыт, специалисты ВНИИгаза указывали: «Производство СПГ для целей магистрального транспорта в настоящее время и в обозримом будущем (судя по проектам заводов СПГ) развивается лишь как средство межконтинентальной передачи га-

А в это время в мире все больше стран начинали производить СПГ. Правда, не в столь экстремальных арктических условиях, как на Ямале...

за при отсутствии альтернативы газопроводного транспорта».

Развитие производства СПГ и его морские перевозки при возможности реализации обычного газопроводного транспорта, тем более в советских условиях, когда был наработан опыт и имелся серьезный потенциал для качественного улучшения перекачки газа, было целесообразным, по мнению экспертов, лишь при высокой экономической эффективности. А в условиях, когда заводы СПГ значительно удалены от месторождений и к ним все равно нужно тянуть трубу по довольно глубокой акватории и в тяжелых гидрографических условиях, значительно снижали шансы СПГ-проекта.

По существу, нужно было создавать новую промышленную (производство СПГ) и транспортную (тан-

керную) подотрасли народного хозяйства, а также расширять смежные: судостроительную — по части разработки и изготовления плавсредств; черную металлургию — по части разработки и производства хладостойких высоколегированных сталей; химическую — по части разработки и выпуска тепловой изоляции и т. д. [19].

Подгруппой транспорта газа в экспертной комиссии руководил один из основных проектировщиков магистрального газопровода Игрим — Серов А. К. Дерцакян, работавший в НИПИЭСУ-нефтегазстрое. Руководимый им коллектив экспертов подчеркнул, что ямальский газопровод в случае строительства обеспечит экспорт газа в объеме 42 млрд м³/г, а морской вариант (СПГ) — 28 млрд м³/г; трубопровод будет построен к 1983–1984 годам, а СПГ-заводы выйдут на полную мощность лишь к 1989 году.

Однако у экспертов были сомнения и в строительстве ямальской магистрали, поскольку ее трасса шла через Байдарацкую губу («В связи со сложностью осуществления такого перехода, отсутствия опыта подобного строительства следует рассмотреть обходной вариант»). Шансы Ямала снижались из-за транспортной оторванности полуострова, который мог снабжаться либо морем, либо по зимникам от ближайшей станции (железной дороги Обская — Бованенково еще не было).

По совокупности факторов эксперты этой подгруппы резюмировали, что пока не стоит рассматривать Ямал как источник газового экспорта. «Исходя из имеющихся утвержденных запасов газа, наличия транспортных коммуникаций (железная дорога Надым — Уренгой и окончание строительства в 1979–1980 г. железной дороги Сургут — Уренгой), освоения трассы Уренгой — Надым — Пунга и прохождения здесь газопроводов, с учетом необходимости окончания строительства экспортного газопровода (до завода сжижения в бухте Долгой) в 1982 г., эксперт-

Из заключения «морской» подгруппы экспертной комиссии:

« — К концу XII пятилетки будут списаны все танкеры средней тоннажной группы 30–60 тыс. т двт и флот окажется не способным эффективно осуществлять перевозки нефти, как экспортные, так и иностранных фрахтователей, а также в необходимых случаях оказывать помощь наливным тоннажем дружественным странам, что имеет и политическое значение.

— Если потеря поставок наливного тоннажа на 1625 тыс. т двт будет восполнена поставками с импорта (требуется около 700 млн инвалютных рублей), что маловероятно из-за дефицита валютных средств, то потери прибыли от отсутствия этого тоннажа в эксплуатации составят к концу XII пятилетки около 250 млн руб. (из расчета его работы в течение пяти лет), а чистой валютной выручки около 300 млн инвалютных рублей. Кроме того, необходимо учесть валютные затраты на фрахт судов для перевозки экспортной нефти.

— Снятие с поставок атомных лихтеровозов для Арктики сделает невозможным эффективное освоение перевозок в Арктике.

В связи с указанными соображениями с предложением Минсудпрома нельзя согласиться».

ная группа транспорта считает, что сырьевой базой на первом этапе должны быть месторождения Надым-Тазовского района, разведанные запасы которого утверждены ГКЗ СССР в объеме 14 трлн м³. В последующем после освоения месторождений полуострова Ямал подача газа может быть осуществлена оттуда». Высказываясь за магистральный транспорт газа, эксперты предложили изменить режим перекачки и перейти с давления 75 атм на 100 атм [20].

Из трубопроводчиков отдельное заключение подготовили специалисты треста «Союзподводгазстрой», которые должны были выполнять важнейшие элементы: либо строить морской газопровод до острова Вайгач, к заводам СПГ, либо морской переход через Байдарацкую губу, если бы речь шла о континентальном варианте транспорта ямальского газа.

Заместитель главного инженера треста П. П. Башаратьян, подписавший заключение, писал: «Морской вариант трассы с переходами через Байдарацкую губу и Югорский пролив, естественно, требуют специальной технологии произ-

водства работ. Существующая отечественная практика строительства переходов через реки и водохранилища, проливы и в прибрежных морских акваториях ограниченной длины в данном случае непригодна и может служить только базой для освоения технологии прокладки подводных трубопроводов на морских акваториях значительной протяженности».

Для решения подобной инженерной задачи требовалось спроектировать и создать ряд новых технических средств: трубоукладочной баржи, трубнозаглубительного судна, завода по обетонированию труб большого диаметра, специального оборудования для монтажа и укладки трубопровода прибрежных мелководных участков подводного перехода, специальных плавучих технических средств. Указанный комплекс перечисленного оборудования и технических средств должен выдерживать суровые арктические условия. Срок создания определялся в 7–8 лет, при закупках по импорту он сокращался до 3–3,5 лет. При этом нужно было сейчас же приступить к изучению природных условий и инженерно-геологиче-

ским изысканиям, поскольку никаких сведений об этих важнейших показателях для строительства не было.

Заключение заканчивалось словами: «Опыт строительства подводного перехода через Байдарацкую губу, несомненно, дает большой материал для строительства морских трубопроводов, позволит отработать технологию их строительства, обеспечит подготовку коллектива высококвалифицированных специалистов для дальнейших работ по строительству морских трубопроводов, учитывая большую перспективу добычи нефти и газа на континентальном шельфе севера страны» [21].

Против морского (СПГ-танкерного) маршрута экспорта ямальского газа высказались и эксперты подгруппы морского транспорта во главе с заместителем начальника отдела технической экспертизы проектов и смет Минморфлота СССР Н. А. Панинцев. «Моряки» оспорили подсчеты Минсудпрома, который предложил весь объем экспорта газа вывозить отечественным флотом из 15 газозовов по 125 тыс. м³ каждый. Эксперты посчитали, что для вывоза газа в 5 стран Западной Европы нужно будет 22 судна, а если возить только в ФРГ, то 18. Также увеличилось число ледоколов сопровождения — с двух до четырех. Все корректировало технико-экономические расчеты не в пользу морского варианта.

Одним из главных контраргументов являлось нарушение программы судостроения. Для реализации строительства судов-газовозов на отечественных заводах, плавемкостей для хранения СПГ и заводов по сжижению газа Минсудпром предлагал исключить из программы поставку Минморфлоту в XI и XII пятилетках 25 танкеров дедвейтом по 65 тыс. тонн, всего 1625 тыс. тонн. С завода «Залив» снималось строительство трех ледокольно-транспортных лихтеровозов с АЗУ для Арктики.

Под грузом таких обстоятельств решение было предопределено.





Напомним, что «газовозы являются очень дорогими судами уникальной сложности», и если начать их строительство, то «велик риск наличия серьезных неполадок на первых судах, которые могут нарушить ритм транспортного конвейера газа», эксперты подгруппы морского транспорта предложили «рассмотреть возможность размещения заказа на строительство всех судов и плавсредств на зарубежных верфях с поставкой их к сроку отгрузки СПГ», благо этому способствовала экономическая депрессия, длившаяся в Западной Европе [22].

Надым вместо Ямала!

8 сентября 1978 года председатель Государственной экспертной комиссии (ГЭК) Госплана СССР Г. В. Красниковский докладывал Н. К. Байбакову о результатах экспертизы. Он привел расчеты, сделанные экспертами и приведенные в материалах Минсудпрома (см. табл.), и они были не в пользу морского варианта.

В целом ГЭК высказалась против любого варианта транспорта ямальского газа — и морского, и газопроводного — и отдала предпочтение Уренгю и Ямбургу.

Однако в постановлении ГЭК от 6 сентября 1978 года было записано следующее: «Учитывая ряд достоинств морской транспортировки сжиженного газа и необходимость в перспективе экспорта газа из месторождений Якутской

АССР, шельфовой зоны, считать целесообразным поручить Мингазпрому с привлечением заинтересованных министерств разработать целевую программу научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по производству, транспорту и использованию сжиженного природного газа» [25].

В июне 1979 года директор Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения АН СССР А. Г. Аганбегян подал президенту АН СССР записку, которая была передана в Госплан. Она называлась «Об эффективности органи-

зации круглогодичной эксплуатации Северного морского пути». В ней академик писал: «Наряду с другими возможностями высокоэффективным представляется при организации круглогодичной навигации по Северному морскому пути экспорта ямальского газа морским путем в особо крупных размерах. Это может быть сделано как в форме экспорта сжиженного газа, так и в форме организации вывоза метанола. Расчеты показывают, что приведенные затраты на вывоз 1000 м³ природного газа в сжиженном виде с полуострова Ямал составят (при наличии круглогодичной навигации на СМП)

Из письма председателя Государственной экспертной комиссии Госплана СССР Г. В. Красниковского — председателю Госплана СССР Н. К. Байбакову, № 50-454 от 8 сентября 1978 г.:

«В результате экспертизы и проведения вариантов в сопоставимые условия установлено, что наиболее дорогим (порядка 7 млрд руб.), длительным по сроку выхода на проектную мощность (1989 г.) и наименее подготовленным к реализации является вариант морской транспортировки сжиженного газа.

Из числа других вариантов Госэкспертиза признала наиболее эффективным и рекомендовала к проектной разработке вариант строительства экспортного газопровода от месторождений Надым-Тазовского района (Уренгой, Ямбург и др.) на рабочее давление 100 атм, осуществление которого представляется возможным в менее длительный срок (примерно на 5 лет) по сравнению с газопроводом от ямальских месторождений и позволит поставлять на экспорт к границе более 40 млрд м³ газа в год вместо 29 млрд м³ в год по сравнению с газопроводом на давление 75 атм» [24].

Расчеты затрат альтернативных (СПГ-танкерных и трубопроводных) вариантов транспортировки природного газа Ямала экспертной комиссии

	Морской		Газопроводный	
	Минсудпром	Экспертиза	Минсудпром	Экспертиза
Объем товарного газа, млрд м ³ /г	28	25	36	25
Раб. давление, атм	-	-	100	75
Капиталовложения, млн руб.:				
- газопровод	1750	1750	6560	4890
- заводы сжижения, газовозы, предприятия судостроения	3550	3550	-	-
- газохранилища	320	820	-	-
- портовое хозяйство	160	350	-	-
- ледоколы	170	340	-	-
- жилищное стр-во, стройбаза	250	350	640	640
Итого	6200	7160	7200	5530
Экспл. расходы, млн руб./г	-	700	627	490
Приведенные затраты, млн руб.	-	1690	1320	100
%		128		100

Источник: [23]

в европейские страны 20–25 руб. а в Японию — 30–35 руб. <...> Заметим, что международный рынок сжиженного газа резко расширится. В 1980 году ожидается перевозка сжиженного газа из Алжира во Францию, Англию, США, из Аляски — в Японию, из Абу-Даби — в Японию и др. в размере около 73 млрд м³. Мировой танкерный флот для перевозки сжиженного газа насчитывает более 500 судов объемом около 5 млн регистровых

тонн. Строятся метановозы дедевейтом 120–150 тыс. т» [26].

Мы не даем здесь оценок принятых в 1978 году решений в отношении транспорта западносибирского газа и дальновидности их обоснования в тех конкретных условиях. Хочется подчеркнуть — технологии не готовятся просто впрок, они всегда идут в русле конкретных проектов. Нет проекта — нет технологии. Именно это демонстрирует описываемый в статье начальный (зача-

точный) этап в истории развития СПГ-технологий в СССР. Ни ямальский, ни якутский проекты в том виде, в каком они задумывались изначально, не реализовались, СПГ-заводы не были построены, и движение отечественной промышленности и науки в этой области долго оставалось близким к нулю. Лишь Сахалин в новом веке дал реальный опыт и позволил сделать первый шаг в СПГ-индустрию. Но это уже другая история. ●

Литература

1. Российский государственный архив экономики. Ф. 8627. Оп. 11. Д. 273. Л. 190.
2. РГАЭ. Ф. 9571. Оп. 8. Д. 7090. Л. 125–127.
3. Герман Е. В., Кисляков В. Н., Рейнин И. В. Геология и геоморфология п-ва Ямал – нового района перспективного для поисков нефти и газа. // Геология и нефтегазоносность севера Западной Сибири. Труды ВНИГРИ. 1963. Вып. 225. С. 311.
4. Истории открытия нефти и газа на Ямале посвящено много книг. См., например: Энергия Ямала. – Екатеринбург: Сред.-Ур. кн. изд-во, 2001. – 589; История Ямала: в двух томах. Т. 2. Кн. 2. Ямал современный. Индустриальное развитие / Российская акад. наук, Уральское отд-ние, Ин-т истории и археологии; гл. редкол.: В. А. Алексеев (гл. ред.) [и др.]. Екатеринбург, 2010. 327 с.; Западно-Сибирский нефтегазовый проект: от замысла к реализации. / В. П. Карпов, Г. Ю. Колева, Н. Ю. Гаврилова, М. В. Комгорт. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. 392 с.; От Березово до Ямбурга: 45 лет газовой промышленности Западной Сибири / под ред. В. П. Карпова, Г. Ю. Колевой. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. 180 с.
5. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 1998. Л. 26.
6. От Березово до Ямбурга ... С. 65.
7. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 4869. Л. 34–36.
8. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2379. Л. 118.
9. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2381. Л. 11.

10. РГАЭ. Ф. 458. Оп. 1. Д. 4869. Л. 160–161.
11. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 36.
12. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 38.
13. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 27–28.
14. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2378. Л. 232.
15. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 1170. Л. 66.
16. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 1696. Л. 36–37.
17. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 1696. Л. 139.
18. РГАЭ. Ф. 413. Оп. 31. Д. 7618. Л. 21.
19. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 2006. Л. 75–76.
20. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 39–40.
21. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 85–87.
22. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 44–48.
23. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 96.
24. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 94.
25. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2006. Л. 97.
26. РГАЭ. Ф. 4372. Оп. 67. Д. 2612. Л. 63–64.

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ НА ЖУРНАЛЫ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

**ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС**

Ежеквартальный Информационно-аналитический журнал «Газовый бизнес» ориентирован на широкую аудиторию, интересующуюся актуальной повесткой отрасли. На страницах журнала представлен широкий спектр мнений экспертов и специалистов. Редакция осуществляет сотрудничество с российской и мировой газовой элитой – руководителями предприятий и организаций, профильных министерств и ведомств, научных и проектных организаций, финансовых институтов.

**НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА**

Ежеквартальный «Научный журнал Российского газового общества» публикует инновационные научные статьи, охватывающие темы от разведки до добычи, транспорта и переработки углеводородов. Все опубликованные статьи проходят тщательный отбор в редакционном совете РГО и соответствуют строгим требованиям, предъявляемым к научным материалам советом ВАК.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования.

ПОДПИСКА НА ПЕЧАТНУЮ ВЕРСИЮ ЖУРНАЛОВ

Период	«Газовый бизнес»	«Научный журнал Российского газового общества»
0,5 года	18 000 руб.	20 000 руб.
1 год	24 000 руб.	28 000 руб.
2 года	45 000 руб.	52 000 руб.
3 года	68 000 руб.	80 000 руб.

Стоимость доставки включена

Отдельные номера за прошлые годы – 2000 руб. за номер

КОНТАКТЫ

Руководитель управления

Рахнянская Вера Александровна

Тел.: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

E-mail: journal@gazo.ru / verara@gazo.ru



**ФОРМУ ПОДПИСНОГО КУПОНА
МОЖНО ОФОРМИТЬ ПО QR-КОДУ**

**ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС**

Главный редактор: Петрова Наталья Витальевна

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №ФС77-68558 от 21.01.2017

**НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА**

Шеф-редактор: Петрова Наталья Витальевна
Научный редактор: Паронькин Владимир Павлович

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №ФС77-68557 от 31.01.2017

КАЛЕНДАРЬ 2026

Прием заявок на участие и выступление с докладом уже открыт.
Воспользуйтесь возможностью выгодно представить Вашу компанию!
info@enleader.ru | enleader.ru | +7 915 315-44-41

СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ 2026

Конгресс руководителей рынка смазочных материалов
10 - 11 февраля, Москва, Хилтон Ленинградская

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА 2026

Конференция и выставка по нефтепереработке: проекты, технологии, оборудование, катализаторы

Впервые в программе:

БИТУМЫ 2026

Технологии, производство

12 - 13 февраля, Москва, Хилтон Ленинградская

КАТАЛИЗАТОРЫ 2026

Конференция и выставка по катализаторам нефтепереработки и нефтегазохимии

9 - 10 апреля, Краснодар, Crowne Plaza Hotels & Resorts

ТОиР 2026

Конференция и выставка по технологиям обслуживания и ремонта нефтегазохимических предприятий

9 апреля, Краснодар, Crowne Plaza Hotels & Resorts

ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ 2026

Конференция и выставка по повышению операционной эффективности в азотной, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности

Май, Москва / Подмосковье

ВОДА ДЛЯ ВСЕХ 2026

Конференция и выставка по водоподготовке и водоочистке в промышленности

21 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская

ГАЗ И ХИМИЯ 2026

Конференция и выставка по технологиям и оборудованию для газовой и химической промышленности

22 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская

ЮБИЛЕЙНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СЛАНЕФТЬ-ЯНОС 2026

23 - 25 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская / Ярославль

РЕЗЕРВУАРЫ 2026

Конференция и выставка по сосудам, резервуарам и системам налива и учёта в нефтегазовой отрасли: рынки, технологии, строительство, обслуживание

27 октября, Санкт-Петербург / Мурманск

ТЕРМИНАЛЫ 2026

Развитие терминалов и портов. Технический визит на действующий терминал

28 - 29 октября, Санкт-Петербург / Мурманск

Energy Leader





XXIII Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2026

Российское Газовое Общество

 **500+**
участников

 **Февраль 2026**

 **г. Москва**

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**
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

По вопросам участия:

E-mail: verara@gazo.ru / journal@gazo.ru (для СМИ)
Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

WWW.GAZO.RU

