



# ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

№ 4  
•  
2023



10, 17 **Большие опасения и большие надежды на новую МОДЕЛЬ РЫНКА ГАЗА**

30 **ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ** российского нефтегаза:  
слабости, поиски и места силы

52 **Мировой рынок СПГ-танкеров БОЛЕЕ ЧЕМ ПОЛОН**



Космос

42



IT на ПНГ

36



Венесуэла

82



[www.gazo.ru](http://www.gazo.ru)



Absun Zolal Khavarmianeh Company, Иран  
Asia Behin Barq Co., Иран  
Beijing Ray Power Environmental Protection Technology Co, Ltd. (Китай)  
CHN-RUN (CHN-RUN Group Limited)  
Iranian Industrial Equipment Manufacturers Association SATSA, Иран  
Houpu Clean Energy Co., Ltd  
Management Aban air cooler Shiraz Co, Иран  
Management Energy Gostaran Rastak, Иран  
Rojin Sanat Pars Engineering Company, Иран  
«ROSTEC MENA» Компания свободной экономической зоны  
Sulzer Chemtech AG  
Wickr d.o.o. (Сербия)  
Администрация муниципального образования город Новый Уренгой  
Администрация муниципального образования Надымский район  
«АК-БУР Сервис» ООО  
«Альфа Транс Альянс» ООО  
«А-ПРО» Адвокатское бюро Москва  
«АУ «Правосознание» СРО СОЮЗ  
«Ачимгаз» АО  
«Битривер» УК ООО  
«Бузулукский строительный колледж» ГАПОУ  
«Водпроектстрой» ООО  
«Восточно-Арктическая Нефтегазовая Корпорация» ООО  
«Газовый вектор» ООО  
«Газпром автоматизация» ООО  
«Газпром газомоторное топливо» ООО  
«Газпром газораспределение Белгород» АО  
«Газпром газораспределение Брянск» АО  
«Газпром газораспределение Владимир» АО  
«Газпром газораспределение Волгоград» ООО  
«Газпром газораспределение Вологда» АО  
«Газпром газораспределение Калуга» АО  
«Газпром газораспределение Кострома» АО  
«Газпром газораспределение Краснодар» АО  
«Газпром газораспределение Ленинградская область» АО  
«Газпром газораспределение Липецк» АО  
«Газпром газораспределение Москва» ООО  
«Газпром газораспределение Нижний Новгород» ПАО  
«Газпром газораспределение Оренбург» АО  
«Газпром газораспределение Ростов-на-Дону» ПАО  
«Газпром газораспределение Смоленск» АО  
«Газпром газораспределение Ставрополь» АО  
«Газпром газораспределение Тамбов» АО  
«Газпром газораспределение Тверь» АО  
«Газпром газораспределение Тула» АО  
«Газпром газораспределение Уфа» ПАО  
«Газпром газораспределение» АО

«Газпром добыча Краснодар» ООО  
«Газпром добыча Надым» ООО  
«Газпром добыча Ноябрьск» ООО  
«Газпром добыча Оренбург» ООО  
«Газпром добыча Уренгой» ООО  
«Газпром добыча Ямбург» ООО  
«Газпром межрегионгаз Белгород» ООО  
«Газпром межрегионгаз Брянск» ООО  
«Газпром межрегионгаз Владимир» ООО  
«Газпром межрегионгаз Волгоград» ООО  
«Газпром межрегионгаз Казань» АО  
«Газпром межрегионгаз Калуга» ООО  
«Газпром межрегионгаз Кемерово» ООО  
«Газпром межрегионгаз Краснодар» ООО  
«Газпром межрегионгаз Липецк» ООО  
«Газпром межрегионгаз Москва» ООО  
«Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» АО  
«Газпром межрегионгаз Новосибирск» ООО  
«Газпром межрегионгаз Рязань» ООО  
«Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» ООО  
«Газпром межрегионгаз Тверь» ООО  
«Газпром межрегионгаз Тула» ООО  
«Газпром межрегионгаз Уфа» ООО  
«Газпром межрегионгаз Ухта» ООО  
«Газпром межрегионгаз» ООО  
«Газпром нефть шельф» ООО  
«Газпром нефть» ПАО  
«Газпром переработка» ООО  
«Газпром трансгаз Волгоград» ООО  
«Газпром трансгаз Екатеринбург» ООО  
«Газпром трансгаз Казань» ООО  
«Газпром трансгаз Краснодар» ООО  
«Газпром трансгаз Москва» ООО  
«Газпром трансгаз Нижний Новгород» ООО  
«Газпром трансгаз Самара» ООО  
«Газпром трансгаз Саратов» ООО  
«Газпром трансгаз Ставрополь» ООО  
«Газпром трансгаз Сургут» ООО  
«Газпром трансгаз Томск» ООО  
«Газпром трансгаз Уфа» ООО  
«Газпром трансгаз Ухта» ООО  
«Газпром трансгаз Югорск» ООО  
«Газпром экспорт» ООО  
«ГАЗПРОМ» ПАО  
«Газхолдтехника» ООО  
«Гефест Групп» ООО  
«Гипрониогас» АО  
«ГРАД» Московская Коллегия Адвокатов  
«Имеральд» ООО  
«ИРЗ ТЭК» ООО  
«Иркутская нефтяная компания» ООО  
«КРИОГАЗ-Челябинск» ООО  
«Леманс» ООО  
«Мехмаш» ПП ООО  
«Минерально-химическая компания «ЕвроХим» АО

«МИРТЕК» ООО  
«МИРТЕК-КАСКАД» ООО  
«Мосгаз» АО  
«Мособлгаз» АО  
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» ООО  
«Научно-исследовательский институт современных телекоммуникационных технологий» АО  
«Национальная газомоторная ассоциация» Ассоциации организаций в области газомоторного топлива  
«НД» ООО  
«НефтеГазИнвест» ООО  
«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» ООО  
«Нефтяная компания «Роснефть» ПАО  
«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО  
«ОМВ Раша Апстрим ГмбХ» (Австрия) Представительство  
«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО  
«Премиум Энерджи» ООО  
«Прометей» ИСК ООО  
«ПРОММАШ ТЕСТ» ООО  
«РАО Энергетические системы Востока» АО  
«РНГ Газ» ООО  
«Росгеология» АО  
«Российское энергетическое агентство» ФГБУ  
«РОТЕК» АО  
«Русройсгаз» ООО  
«Рэд Энерджи» ООО  
«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО  
«Саратовгаз» АО  
«СК «МИР» ООО  
«СОХО» ООО  
«Средневожская газовая компания» ООО  
«ССПЭБ» ООО  
«Стильинжиниринг» ООО  
«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО  
«СтройНафтаСервис-М» ТОО  
«Сургутнефтегаз» ПАО  
«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО  
«Трансгаз» ООО  
«Техно» ООО  
«ТРИО-СЕРВИС» ООО  
«УК «Битривер» ООО  
«ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ» Представительство  
«Химмаш-Аппарат» ООО  
«Центрэнергохолдинг» ПАО  
«Эгида» ООО  
«Электронная торговая площадка ГПБ» ООО  
«Юнипер Глобал Коммодитиз СЕ» Представительство



## ГАЗИФИКАЦИЯ

### Газ в каждый дом? О достигнутом и предстоящем в развитии газификации

Проработка вариантов, креативные решения, ответственность и безопасность ..... **2**

## РЫНКИ

### К новой, конкурентной модели внутреннего рынка газа ..... **10**

#### Газ на бирже: 2023-2024

Большие опасения, большие планы, большие надежды ..... **17**

#### Ценовые индексы

природного газа и сжиженных углеводородных газов СПбМТСБ ..... **18**

## ИНФРАСТРУКТУРА

### Узлы пересечений

К вопросам регулирования переустройства близко расположенных объектов сетевой, транспортной и трубопроводной инфраструктуры ..... **20**

## ТЕХНОЛОГИИ

### Как идет цифровая трансформация

в нефтегазовой отрасли России без зарубежных партнеров? ..... **30**

### Утилизация ПНГ через дата-центры ..... **36**

### Космические технологии в газовой отрасли ..... **42**

## СПГ

### Флот в достатке

Тенденции развития мирового рынка морских СПГ-танкеров ..... **52**

## ЗАРУБЕЖЬЕ

### Предпочтения иногда различаются

Интересы участников энергетических рынков отодвигают достижение «зеленых» целей в зону ожидания ..... **58**

### Юго-Восточная Азия: аппетиты растут ..... **71**

### Новые надежды венесуэльской газодобычи

Санкционная политика США приоткрывает возможности для решения многих энергетических и экономических проблем страны ..... **82**

## НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЛЮДИ

### Сделать все возможное и больше

Академик А. Э. Конторович (1934-2023) и его вклад в развитие геологических наук, нефтегазовой промышленности и энергетического комплекса России ..... **92**

## НА ПЛОЩАДКЕ РГО

### Новые горизонты

международной деятельности РГО в интересах российской газовой промышленности ..... **102**

Учредитель и издатель:  
**Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество», [www.gazo.ru](http://www.gazo.ru)**

Главный редактор:  
**Наталья Петрова**

Редакция: [journal@gazo.ru](mailto: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:  
**Кябуатар Махмудбекова**

Подписано в печать: **7.12.2023**

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

© Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

# ГАЗ В КАЖДЫЙ ДОМ?

## О достигнутом и предстоящем в развитии газификации

Проработка вариантов, креативные решения, ответственность и безопасность

По материалам мероприятий деловой программы XII Петербургского международного газового форума, в том числе круглого стола «Законодательное обеспечение реализации программы социально ориентированной газификации», проведенного Российским газовым обществом 1 ноября 2023 года.

**Дальнейшие «проценты» газификации требуют титанических усилий по координации действий всех сторон**



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

– Газификация набрала определенный темп, заработала промышленная индустрия, которая обеспечивает ее, в наличии и газопроводы, и фурнитура, и оборудование. Решаются возникающие вопросы оперативного характера, касающиеся темпов работ.

Мы достигли 73% газификации при целевом показателе 83%, и нужно понимать, что каждый следующий процент будет требовать все больше усилий. Реализация программ газификации требует титанических усилий по координации действий всех сторон.

### Нормативно-правовая база в основном создана

В основном вся необходимая нормативная, законодательная база для решения задач социальной газификации уже создана.

В весеннюю сессию Госдумы этого года после сложных согласований был принят пакет законодательных изменений, которые определяют особенности и порядок перехода в частную собственность бесхозных сетей газораспределения, газопотребления и объектов этих сетей.

Принятие законопроекта «О внесении изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» и статьи 5.2 и 52.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации» (принят в третьем чтении Госдумой 29 ноября 2023 года. – Прим. ред.) даст упорядочение системы газоснабжения и газификации страны, субъектов Федерации, а также расширение возможностей использования природного газа для реализации крупных инвестиционных проектов развития газохимии и газопереработки.

### СУГ: хорошая альтернатива для удаленной газификации

На некоторых территориях, удаленных от ЕСГ и газовых месторождений, газификация сжиженными углеводородными газами (СУГ) может быть вполне конкурентоспособна по сравнению с газификацией трубопроводным газом, с учетом стоимости строительства сетевой инфраструктуры.

Газификация СУГ дороже, чем газификация сетевым газом (при регулируемых ценах на него и фактическом не-

учете затрат на создание инфраструктуры в тарифе), но значительно дешевле СПГ-газификации с точки зрения технологий, биржевой цены и стоимости доставки. При этом ценообразование на СУГ, в отличие от регулируемого ценообразования на трубный газ, является рыночным.

Поэтому, решая вопросы энергообеспечения территорий, важно учитывать возможность альтернативной газификации с применением СУГ. Сегодня в стране СУГ локально уже выступает альтернативой трубопроводному газу и используется для приготовления пищи, нагрева воды, а в некоторых случаях и для локального теплоснабжения.

На эти цели расходуется всего порядка 600 тыс. тонн СУГ при производстве более 15 млн тонн. А может быть использовано значительно больше.

### СПГ: якорный потребитель – транспорт

Что касается альтернативной газификации с помощью сжиженного природного газа (СПГ), для того чтобы экономическая модель таких проектов сложилась, необходимо обеспечение большего использования СПГ в транспортном секторе. Он может и должен стать якорным потребителем для мало- и среднетоннажных СПГ-проектов.

Только якорный потребитель позволит сделать газификацию за счет СПГ действительно социальной, доступной для потребителя. Для этого требуется предоставление мер господдержки, возможности экспорта с малотоннажных заводов СПГ, приведение нормативных правовых актов в соответствие с современным уровнем технического развития для снижения капитальных затрат на строительство проектов – все это задачи для законодательных и регулирующих органов.

## УСКОРЕНИЕ ТЕМПОВ

### ГАЗИФИКАЦИЯ-2023

200  
межпоселковых  
газопроводов  
3 000 км



65 тыс.  
домовладений



350  
котельных

### ТЕМПЫ ДОГАЗИФИКАЦИИ



На совещании с руководителями газораспределительных организаций и региональных компаний по реализации газа, прошедшем 1 ноября 2023 года в рамках XII Петербургского международного газового форума, генеральный директор

ООО «Газпром межрегионгаз» Сергей Густов представил текущие данные по реализации программ развития газоснабжения и газификации регионов РФ на 2021–2025 годы.

По итогам 2023 года планируется построить более 200 межпоселковых газопроводов общей протяженностью около 3 тыс. км для газификации свыше 480 населенных пунктов, около 65 тыс. домовладений и более 350 котельных. В текущем году были расширены мощности 74 ГРС.

**Догазификация.** С начала 2023 года осуществлено 172,2 тыс. подключений домов к газовым сетям, что в 1,5 раза выше показателя за аналогичный период прошлого года. Всего на момент доклада заключено более 1 млн договоров на догазификацию, из которых 750 тыс. исполнено. Жители 400 тыс. домовладений уже пользуются сетевым природным топливом.

Среди регионов лидируют по исполнению договоров ГРО в республиках Чечня, Марий Эл и Мордовия, а также в Волгоградской и Пензенской областях.

Ведется догазификация медицинских и образовательных организаций: принято почти 500 заявок, заключено более 370 договоров, около 140 из которых исполнено, 25 объектов уже подключено к газовым сетям.



## Усилить методическую базу ТЭБ и поддержку «газомоторки»



**Артем Верхов,**  
директор  
Департамента  
развития  
газовой отрасли  
Министерства  
энергетики РФ

– На текущий момент уровень газификации составил 73,1%, а по результатам 2023 года ожидаем порядка 74,5%.

Потенциал газификации немного скорректировался в процессе: регионы пересматривают свои оценки и программы, где-то в сторону

снижения, мы отработываем новые данные. Скорректированный потенциал газификации составляет 1 млн 600 тыс. домохозяйств. В целом получено более миллиона заявок, из них 73% уже переведены в договоры.

По итогам года ожидаем 200 тыс. бесплатных подключений, уже с поставками газа. 750 тыс. договоров до границ земельных участков со стороны ГРО исполнены, теперь ожидается подготовка гражданами домовладений для приема газа.

### Бессрочная, социальная

Программа социальной газификации в этом году стала бессрочной и распространена на социальные учреждения, включая школы, больницы, детские сады и пр. Субсидии на программу получили 54 субъекта федерации. По всем программам федерального и регионального уровня более 51 тыс. граждан получили субсидии, всего на это потрачено на всех уровнях 6,7 млрд рублей.

В правительство РФ внесен проект изменений в «Дорожную карту» социальной газификации. Исключены пункты, которые уже выполнены (в том числе основные

изменения в законодательство), добавлены новые пункты.

### Транспорт на ГМТ: низкая загрузка заправок

Что касается газомоторного топлива: с 2019 года субсидируется строительство АГНКС, с 2020-го – перевод транспорта на КПГ. С 2023 года начинается субсидирование строительства КриоАЗС, включая малотоннажные СПГ-проекты.

Газозаправочная сеть достигла почти 900 заправок по стране, отмечен рост объемов потребления КПГ и в целом газомоторного топлива примерно на 30%. Правда, загрузка заправок пока небольшая, всего 35% на АГНКС. Доля заправок по стране выросла на 30%, но загрузка АГНКС пока составляет 35%. Поэтому будем

усиливать работу по увеличению парка техники на ГМТ – как новой, так перевод существующей, чтобы повышать прибыльность заправок.

### Оптимизация ТЭБ с вариантами ТЭР

Основной документ для реализации программ газификации – это ТЭБ. Методика работы с ТЭБ в рамках новой модели газификации была подготовлена, передана регионам, проведено обучение, регионы начали работать. В последующем анализ всех собранных региональных ТЭБ показал недочеты в методике, сейчас ведется работа по внесению изменений. Самое главное в них – перевод с одного топливно-энергетического ресурса на другой, то есть, если нет и не будет газа, надо закладывать какой-либо иной. Сейчас в методике такого нет. Постараемся этот вопрос решить.

Также уточняем методику расчетов уровня газификации и другие нормативные документы.



Российское газовое общество традиционно выступает соорганизатором деловой программы Петербургского международного газового форума. В рамках ПМГФ-2023 РГО провело две научно-практические конференции и пять круглых столов. 1 ноября состоялся круглый стол «Законодательное обеспечение реализации программы социально ориентированной газификации».

Газификация – важнейшая социальная и экономическая задача страны, поэтому данная тема обсуждалась на многих мероприятиях форума, включая совещание руководителей дочерних компаний группы «Газпром межрегионгаз», онлайн-церемонию одновременного ввода в эксплуатацию новых объектов ГРС в нескольких регионах, презентацию «умного счетчика» с возможностью дистанционной оплаты газа и другие мероприятия.

## Участники рынка предлагают креативные решения для хорошего регулирования



**Олег Ляпустин,**  
заместитель  
генерального  
директора  
ООО «Газпром  
межрегионгаз»

– В 2022-2023 годах был принят целый ряд федеральных законов и подзаконных нормативно-правовых актов, в том числе в разработке которых принимал участие «Газпром межрегионгаз». Тем не менее сделать в правовом поле предстоит еще много, работа над важными документами продолжается.

Так, 29 сентября 2023 года группа «Газпром» направила в адрес Минэнерго свои предложения по корректировке и дополнению разработанного в министерстве проекта изменений во II раздел плана мероприятий («дорожной карты») по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов РФ. Подготовленные изменения предусматривают:

- закрепление на федеральном уровне понятия «схема газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации»;
- закрепление возможности выдачи предва-

рительных технических условий на подключение к проектируемым и строящимся газопроводам;

- переход на одностадийное проектирование технически несложных объектов газоснабжения;
- закрепление возможности размещения газопроводов в лесопарковых зонах;
- установление на федеральном уровне льгот по налогу на имущество в отношении газораспределительных сетей, а также освобождение ГРО от уплаты НДС при оказании услуг по подключению в рамках догазификации (догазификации котельных) медицинских и образовательных учреждений;
- внедрение интеллектуальных систем учета газа;
- создание механизма взаимодействия с основными абонентами и установление критериев и порядка отнесения владельцев газораспределительных систем к ГРО.

Важно отметить «выпавший» из принятого в марте закона № 71-ФЗ («О внесении изменений в статьи 2 и 3 Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» и Жилищный кодекс Российской Федерации»). – Прим. ред.) вопрос по обслуживанию сетей и оборудования при газификации СУГ, которая только по многоквартирным домам составляет 10%. Традиционно обслуживали сети поставщики СУГ, а сейчас для этого им надо иметь статус специализированной организации. Давно назрела необходимость для СУГ написать отдельный закон либо большой раздел в законе о газоснабжении, многое пока недоурегулировано.

Все вопросы, которые касаются изменений в законодательстве по газораспределению и поставкам газа, мы всегда решаем в плотном контакте со всеми задействованными сторонами. В каких-то вопросах мы совпадаем, по каким-то спорим, но в споре рождается истина, всегда приходим к решению. Например, с внесением изменений в Лесной кодекс были серьезные баталии, но мы рассчитываем, что работа успешно завершится. Все участники рынка, с которыми мы общались, идут на очень креативные решения, чтобы



## ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УЧЕТА ГАЗА

Ключевые тезисы законопроекта «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с развитием систем учета природного газа, поставляемого потребителям по трубопроводам в РФ»:

- нормативно определяется понятие ИСУГ;
- подключению к ИСУГ подлежат объекты газопотребления, на которые Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ возложена обязанность устанавливать приборы учета газа;
- подключение к ИСУГ является платным, вводится государственное регулирование соответствующей платы;
- плата за подключение к ИСУГ может расходоваться поставщиком газа на приобретение и установку интеллектуальных приборов учета газа, устройств контроля условий безопасного использования газа и иных компонентов ИСУГ;
- расходы поставщика газа на приобретение, поверку, проверку, установку, замену, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, обслуживание, демонтаж, утилизацию интеллектуальных приборов учета газа, устройств контроля условий безопасного использования газа и иных компонентов ИСУГ, а также другие расходы, связанные с внедрением ИСУГ, в части, не покрытой платой за подключение к ИСУГ, подлежат обязательному учету при установлении платы за снабженческо-сбытовые услуги;
- на потребителей возлагается обязанность обеспечивать доступ представителей поставщика газа для установки, поверки, проверки, замены, ввода в эксплуатацию, обслуживания, демонтажа интеллектуальных приборов учета газа, устройств контроля условий безопасного использования газа и иных компонентов ИСУГ, а также обеспечивать сохранность ИСУГ;
- правительство РФ наделяется новыми полномочиями, необходимыми для обеспечения внедрения ИСУГ.

в рамках сложившегося регулирования вводить объекты, не нарушая законодательство.

### На площадке РГО

Продолжается наша совместная работа с Российским газовым обществом по совершенствованию нормативного регулирования газоснабжения. Она ведется по следующим направлениям:

- укрепление платежной дисциплины потребителей газа;
- усиление ответственности за правонарушения в сфере поставок энергоресурсов;
- совершенствование системы учета энергоресурсов;
- обеспечение безопасности при использовании и содержании бытового газового оборудования;
- оптимизация процедуры строительства объектов газораспределения и подключения потребителей.

Осенью на рассмотрение ФОИВами был направлен подготовленный РГО, «Газпромом» и «Газпром межрегионгазом» законопроект «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с развитием систем учета природного газа, поставляемого потребителям по трубопроводам в РФ».

### Оптимизация мероприятий, сроков и взаимодействия

Для дальнейшего развития газоснабжения и газификации необходимо провести работу в следующих направлениях:

- оптимизация взаимодействия организаций, возводящих смежные линейные объекты (автодороги, железные дороги, электрические и тепловые сети, сети газоснабжения, магистральные газо- и нефтепроводы, линии связи и т.п.);
- совершенствование порядка размещения объектов трубопроводного транспорта без изменения вида разрешенного использования земельных участков;
- совершенствование порядка размещения трубопроводов, а также их эксплуатации в лесах, лесопарковых зонах;
- совершенствование порядка установления зон с особыми условиями использования территории;
- обеспечение единообразного, недискриминационного подхода к установлению налоговой льготы на имущество организаций в отношении ГРС и сетей газопотребления, находящихся на балансе ГРО;
- разработка комплекса мер по оптимизации налогообложения ГРО;
- сокращение сроков и стоимости строительства за счет исключения избыточной документации, введения дифференциации количества разделов проектной документации и объема их содержания в зависимости от сложности проекта, а также исключения дублирующих действий при подготовке проектной документации, перехода на одностадийное проектирование путем объединения рабочей и проектной документации для исключения необходимости разработки рабочей документации в отношении распределительных газопроводов и газопроводов-вводов, не относящихся к категории технически сложных, уникальных и особо опасных.

## Что предстоит сделать на завершающем этапе газификации до 2030 года



**Николай Сторонский,**  
генеральный директор  
АО «Газпром промгаз»

– Как было, что стало и что еще предстоит сделать? «Газпром» приступил к решению вопросов газификации страны еще в 1990-е годы, когда были реализованы первые два пилотных проекта в Орловской и Астраханской областях. В 1999 году была утверждена первая концепция, ее третья редакция была утверждена в 2008 году. Также в «Газпроме» существуют стандарты по разработке генеральных схем, программ развития газоснабжения и газификации. Сейчас эта работа ведется уже на федеральном уровне.

Однако нормативно-правовые документы в области развития газоснабжения и газификации были плохо скоординированы, поэтому за последние годы проделана большая работа, в том числе Минэнерго и Комитетом Госдумы по энергетике. Нарботаны достаточно большие изменения, которые облегчили реализацию программ газификации, поправки внесены в строительные нормы и правила. Регионы приступили к разработке и утверждению топливно-энергетических балансов, но здесь еще есть над чем поработать. Были введены понятия «единый оператор газификации», «региональный оператор газификации», определены их полномочия, зоны ответственности.

Все это дало возможность скоординировать усилия на федеральном, региональном и корпоративном уровне на завершающем этапе газификации страны до 2030 года.

### Задачи нового этапа

Сейчас программу газификации ПАО «Газпром» реализует в 72 субъектах РФ. 12 октября была утверждена четвертая редакция участия «Газпрома» в газификации регионов. И до конца года мы ждем новый регламент по разработке и согласованию программ газификации, ежегодных планов их реализации.

Что необходимо сделать в части нормативного обеспечения:

- определить понятия «целевой уровень газификации», «технически возможный уровень газификации», «прямая и косвенная газификация», «завершение газификации» и так далее;
- усовершенствовать методики расчета показателей газификации;
- разработать организационно-экономические модели автономной газификации;
- усовершенствовать порядок формирования топливно-энергетических балансов и их синхронизацию с разработкой программ газификации в регионах, что особенно актуально для Дальнего Востока.

### Автономная газификация, альтернативные ресурсы и ТЭБ

Особенно остро проблема с реализацией ТЭБ стоит в дальневосточных регионах. Все хотят иметь газ. Баланс разрабатывается для двух ценовых сценариев: для средних цен на газ в федеральном округе и для экономически обоснованных цен на газ, которые покрывают затраты поставщика на добычу, транспортировку, распределение газа. Но при экономически обоснованных ценах газ в субъектах Дальнего Востока и Восточной Сибири проигрывает в конкуренции с другими видами ресурсов, и в основном – местному углю. Поэтому нужно определиться: мы будем продолжать социально ориентированную газификацию этих регионов с использованием средств федерального, региональных и местных бюджетов, или признаем, что газификация здесь экономически нецелесообразна, и будем ориентировать эти регионы на альтернативные виды энергоресурсов, которые имеют конкретные преимущества.

То же относится и к автономной газификации удаленных от источников снабжения, от трасс магистральных газопроводов потребителей, которые сегодня не имеют возможности подключиться к сетевому газу. Проекты, которые прорабатываются и «Газпромом» и другими производителями газа, по автономному обеспечению СПГ и СУГ показывают, что цена на газ является неконкурентоспособной по сравнению с ценой на дрова, уголь и другие энергоресурсы. Нужно принять решение: или мы разрабатываем какие-то экономические механизмы, бюджетное субсидирование потребителей, или говорим, что реализовывать такие проекты экономически нецелесообразно.



## В Подмосковье сетевая газификация почти достигла предела



**Игорь Баранов,**  
генеральный директор  
АО «Мособлгаз»

– В федеральном рейтинге Подмосковье занимает первое место в категории крупных регионов с большим потенциалом. За три года газ в Подмосковье по программе социальной газификации получили более 360 тысяч человек. По России 750 тыс. домовладений уже обеспечены газом, из которых Подмосковье внесло свою лепту на 100 тыс.

Стараемся не только быстро, но и достаточно комфортно доводить газ до наших жителей. Реализуем проект «газ без лишних документов», когда документы за гражданина в электронном виде собирает система. Рассматриваем варианты smart-газификации, позволяющей выстроить модель газификации СНТ.

Мы практически охватили максимальное количество жителей, сегодня в области газом обеспечены 8400 тыс. человек, отсутствует он у 125 тыс. человек, из них 51 тыс. остается пока не охваченной программами газификации.

По трубной газификации в Подмосковье приблизились к уровню, когда дальше двигаться будет некуда. Негазифицированные пункты находятся на значительном удалении от сетевой инфраструктуры. Для таких случаев изучаем вопрос газификации с использованием СУГ.

### Согласования, землевладельцы и частные газопроводы

Что касается необходимых на данном этапе законодательных инициатив, безусловно, важно довести начинания по вопросам строительства в Лесном кодексе и по переходу на стандартное проектирование.

Важным элементом является сокращение процедур согласования с госорганами и федеральными компаниями. В Подмосковье мы разработали и внедрили регламент согласования проектной документации с региональными компаниями, которое проходит за 2-3 дня. К сожалению, с крупными компаниями (например, РЖД, «Транснефть») согласование прохождения трассы в полосе отвода их коммуникаций зачастую занимает 2-3 месяца. Мы обратились на федеральный уровень с просьбой также регламентировать порядок согласования, чтобы социальная газификация продвигалась еще быстрее.

Основная проблема, с которой мы сталкиваемся в Подмосковье, связана с невозможностью получения информации о собственниках земли и домовладений. Когда мы проектируем трассу, мы не понимаем, по чьей земле идем. Это проблема не только газодовиков, это проблема всех инфраструктурщиков. Этот вопрос мы также вынесли на федеральный уровень, нужно искать какие-то решения.

Отдельная проблема – крайне важно урегулировать вопросы, связанные с основным абонентом. В Московской области бесхозов не так много, но зато большое число частных газопроводов, которые в силу ряда причин со временем тоже становятся бесхозом. Из 60 тыс. км газораспределительных сетей Подмосковья 15 тыс. км принадлежат частным юридическим лицам.

позволяют обеспечить получение и передачу точной информации о расходах ресурсов и иных параметрах. Цифровая трансформация становится главным драйвером развития экономики и промышленности. Газовая отрасль не является исключением.

Движение в сторону цифровизации поставок газа напрямую связано с применением интеллектуальных счетчиков и иных технологий для бесперебойной и безопасной поставки газа для коммунально-бытовых нужд при газификации и догазификации.

Одно из ключевых направлений деятельности группы «Газпром межрегионгаз» – обеспечение соблюдения требований в области единства измерений, своевременное предоставление достоверной информации о параметрах и расходах газа всем участникам производственного процесса.

В рамках исполнения поручения № 907 президента РФ и распоряжения правительства № 1152 группа «Газпром межрегионгаз» совместно с Российским газовым обществом проводит разработку новых и готовит изменения в существующие нормативно-правовые акты. Эти документы направлены

на широкомасштабное внедрение интеллектуальных счетчиков газа и устройств контроля безопасного использования газа, закрепляют ответственность по их установке и эксплуатации. Чтобы решить задачи в этой сфере, необходимо внедрить современные технологии, обеспечить высокий уровень работоспособности автоматизированной системы сбора и обработки данных параметров газопотребления.

Среди прочего цифровизация направлена на обеспечение безопасной эксплуатации газораспределительного, внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (ВДГО/ВКГО), а также телеметрического контроля за поставкой газа. Сегодня практически все производители интеллектуальных счетчиков газа выпускают приборы с возможностью дистанционного управления клапаном, что позволяет интегрировать их со смежным оборудованием – детекторами загазованности по метану, оксиду углерода. Это поможет повысить безопасность эксплуатации газового оборудования.

Потребители газа освобождаются от необходимости передачи информации об объемах потребления газа поставщику, более то-

го, они могут с мобильного устройства из личного кабинета контролировать параметры газопотребления, производить оплату.

Также умные счетчики позволяют определить вмешательство в их работу извне: остановку, вскрытие корпуса, изменение показаний. Работа автоматизированной системы сбора и обработки данных о параметрах газопотребления осуществляется в связке с единым пультом управления, разработанным в «Газпром межрегионгаз инжиниринг».

На сегодня «Газпромом» принято решение и подписана программа по достижению 90%-ного контроля телеметрией объемов поставляемого газа на территории РФ.

«Газпром межрегионгаз» выбрал оптимальный вектор развития: нарастить темпы внедрения технических средств автоматизированной системы сбора и обработки данных о параметрах газопотребления, а также систем безопасной эксплуатации распределительных, внутридомовых и внутриквартирных сетей и газового оборудования.

Отмечу, что автоматизация процессов реализации газа ведется непрерывно, по мере совершенствования используемых программ и технических средств. В рамках формирования единой технической политики в группе «Газпром межрегионгаз» организована работа по системному анализу представленного на рынке РФ оборудования. ●

## ЗАКОНОТВОРЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ РГО: ВАШЕ ДОВЕРИЕ, НАША ОТВЕТСТВЕННОСТЬ



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

– Российское газовое общество работает над законопроектной деятельностью, базирясь в основном на целевых программах в сотрудничестве с нашими крупными компаниями. Самая обширная наша программа с «Газпромом» – целевая программа РГО «Совершенствование нормативно-правового регулирования отношений в области газоснабжения». Ведется работа по 39 темам, на разных орбитах вращается 17 законов, 9 постановлений правительства. Практически все нормативно-правовые документы, которые

здесь звучали, проходят через работу в РГО в той или иной мере.

Работаем не только с «Газпромом», но и с компанией «Т плюс» по 5 темам, по целевой программе «Еврохима», формируется программа «ЛУКОЙЛа» и «Газпром энергохолдинга» и т. д.

Сложная и масштабная работа ведется по совершенствованию мер ответственности хозяйствующих субъектов в целях повышения платежной дисциплины в сфере ЖКХ, направленных на:

- повышение ответственности «неотключаемых» потребителей электрической энергии, тепловой энергии;
- повышение ответственности за неплатежи за поставленные в многоквартирные дома коммунальные ресурсы управляющих компаний, товариществ собственников жилья, ЖСК;
- установление ответственности граждан при наличии задолженности за коммунальные услуги.

Под особым контролем – работа, направленная на внедрение интеллектуальной системы учета газа, потребляемого для удовлетворения коммунально-бытовых нужд граждан (ИСУГ).

Работы хватает. В нашей законопроектной деятельности базиремся на двух главных принципах – это ваше доверие к нам и наша ответственность за результат работы, которую мы делаем.

## Повсеместное введение интеллектуальных счетчиков: удобство и безопасность



**Павел Остроушко,**  
генеральный директор  
ООО «Газпром  
межрегионгаз  
инжиниринг»

– В последние годы все большее распространение в нашей стране и мире приобретают высокотехнологичные средства учета расходов энергетических ресурсов с использованием современных цифровых технологий, которые

В начало



# К НОВОЙ, КОНКУРЕНТНОЙ МОДЕЛИ ВНУТРЕННЕГО РЫНКА ГАЗА

По материалам круглого стола «Развитие конкурентного ценообразования на внутреннем рынке газа», организованного 2 ноября 2023 года Российским газовым обществом, АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа», в рамках XII Петербургского международного газового форума (ПМГФ-2023).

## Биржевые инструменты должны быть одним из элементов комплексного решения



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

– Природный газ остается единственным энергоресурсом, цены на который на внутреннем рынке регулируются государством. При этом в сфере поставок населению и приравненным к ним категориям потребителей цены на газ сохраняются на уровне ниже промышленных, что усиливает социальную нагрузку на ПАО «Газпром», основного поставщика газа в этом сегменте рынка, увеличивая масштаб внутреннего перекрестного субсидирования. Одновременно экспорт трубного газа, за счет которого ранее субсидировался внутренний рынок газа, значительно снижается в связи с геополитической ситуацией, соответственно снижаются и возможности субсидирования.

Нужно прийти к решению об изменении самой модели функционирования рынка газа, о переходе к конкурентному ценообразованию

на газ для всех категорий потребителей, кроме населения и ЖКХ. В его основе должна лежать конкуренция производителей и поставщиков газа в каждом регионе, а также межтопливная конкуренция. Это означает ускоренную, максимальную технически возможную газификацию регионов, в том числе за счет СПГ и СУГ, расширения использования газомоторного топлива на транспорте, в том числе морском, замещения, где можно, жидких топлив. При этом замещение жидких топлив дает очень мощный бюджетный эффект.

В целом это даст возможность создания источников финансирования программ газификации, обеспечит больший допуск к природному газу потенциальных потребителей, снимет многие другие ограничения.

Сегодня, когда есть устойчивое превышение предложения газа над спросом, в том числе за счет снижения экспорта, есть все условия для создания полноценного конкурентного рынка в нашей стране, которое не вызовет сразу рост цен на газ, а затем цена сбалансируется в соответствии с межтопливной конкуренцией.

Значительная роль в переходе к конкурентному ценообразованию отводится биржевой торговле газом. Документы стратегического планирования России, по крайней мере с 2017 года, определяют организованные торги газом в качестве механизма выявления равновесной цены. Однако, на мой взгляд, биржевая торговля товаром, цена на который регулируется государством, сама по себе не способна дать точные и прозрачные ценовые индикаторы. Поэтому биржевые инструменты должны быть одним из элементов более комплексного решения.

## Быстрых эффектов не получится: достигнутый уровень перекрестного субсидирования весьма высок



**Александр Широв,**  
директор Института  
народнохозяйственного  
прогнозирования РАН

– Энергетика в российской экономике в результате событий последних двух лет претерпела очень серьезные изменения, теперь мы не имеем свободного выхода на большинство мировых рынков, которые имели до сих пор. Это сильно влияет на параметры тех решений, которые мы принимаем в области энергетики. При этом в газовом секторе накопился довольно большой клубок проблем. Он связан с развитием конкуренции, с механизмами ценообразования.

Тарифные решения, которые сейчас принимаются, с одной стороны, являются ответом на ухудшение внешнеэкономической конъюнктуры для газового сектора, с другой стороны, они призваны защитить население в условиях, когда колебания цен могут вызывать серьезные социальные последствия.

Наши оценки показывают, что перекрестное субсидирование, которое сейчас начинает расти под воздействием объективных обстоятельств, негативно влияет на общую экономическую динамику. Если бы общий рост цен был меньше, он приводил бы к меньшему перекрестному субсидированию, и можно было бы иметь лучший результат.

Безусловно, мы находимся на этапе, когда необходимо систему ценообразования модернизировать. Конечным итогом

этой модернизации мы видим большую либерализацию рынка. С другой стороны, нужно понимать, что этот процесс не будет быстрым. Во-первых, уже достигнуты очень высокие уровни перекрестного субсидирования, во-вторых, защита населения и социальной стабильности – остается важнейшим приоритетом государства. И, наконец, потому, что определенными решениями здесь можно серьезно изменить внутреннюю конъюнктуру рынка.

Наличие, по большому счету, только одной компании, не совсем правильный путь, запасы могли бы быть вовлечены за счет усилий не только нашего крупнейшего производителя газа, но и независимых компаний. Кроме того, на других рынках энергетических ресурсов, в частности на рынке моторного топлива, у нас действуют механизмы, которые позволяют защищать конечного потребителя за счет розничного звена. В этом направлении тоже, по-видимому, мы должны работать.

Мой вывод состоит в следующем. Реформирование в системе ценообразования на природный газ назрело, но быстро получить результат здесь не получится. Нам нужно придумать эшелонированную политику постепенных изменений, которые бы, с одной стороны, сохраняли конкуренцию, с другой стороны, не позволяли бы накапливаться уже имеющимся дисбалансам и в конечном счете обеспечивали бы положительное влияние сектора газовой промышленности на всю российскую экономику.

### Анализ последствий роста цен на газ



Источник: «Газовый бизнес» по оценкам ИНП РАН

## Конкуренция, неизбежный рост цен и энергосбережение



**Вячеслав Кулагин,**  
руководитель  
отдела Института  
энергетических  
исследований РАН

– В нормальных условиях норма прибыли должна идти в плюс, но в нынешних условиях и при существующей модели рынка, в частности по «Газпрому», она получается в минус, на уровне цен не только для населения, но и в среднем по поставкам газа промышленности. То есть это минус по всем видам деятельности. И из этого должна складываться итоговая цена. При этом в сложившейся цепочке ценообразования есть несколько составляющих, за которые не отвечает регулятор ценообразования: ФАС не регулирует налоги и не определяет перекрестное субсидирование.

Ценообразование – это элемент модели рынка, его в отрыве от других элементов не решить, он шире зоны ответственности ФАС. Если мы хотим определить цены на газ на 2030 год, придется ответить на вопросы: сколько налогов мы хотим собрать, и если цена будет занижена, то за чей счет и откуда мы возьмем средства на перекрестное субсидирование?

Значит ли это, что, пока не выработана новая модель рынка, нужно только ждать? Конечно, нет. По целому ряду направлений в ценообразовании можно работать, не дожидаясь финальных решений.

### Допустим ли ускоренный рост цен? Он неизбежен

При налогообложении отрасли нужно учитывать, что в отличие от многих других секторов затраты в добыче и транспорте в газовой отрасли объективно растут быстрее инфляции.

Допустим ли ускоренный рост цен? На наш взгляд, допустим. Во-первых, потому, что это лучший стимул для модернизации и повышения энергоэффективности. Например, до сих пор у нас температуру в помещении люди регулируют открытием-закрытием окон зимой и так далее – это просто расход энергии впустую, когда есть другие технологии утепления и регулировки. Но для их применения нужны стимулы, а лучший стимул – это все-таки цена.

Во-вторых, это возможность снизить нагрузку на бюджет и отбалансировать отрасль. В-третьих, это еще выход на реальные условия для межтопливной конкуренции. Чтобы газовым компаниям не приходилось поставлять газ туда, где он абсолютно не окупается и при этом есть альтернативы, включая ВИЭ.

Есть ли риски? Конечно, риски есть. Это снижение конкурентоспособности промышленности, для которой будет сохраняться высокий отрыв от зарубежных рынков, и тогда кому-то придется либо модернизироваться, либо закрыться. Это и риск ухудшения условий жизни населения: по нашим расчетам, ситуация будет хуже, но это приведет к более эффективному энергопотреблению, и расчеты показывают, что расходы домохозяйств практически не будут расти относительно текущего уровня. Для уязвимых слоев населения, конечно, необходимы инструменты прямой компенсации.

На наш взгляд, просто сдерживать вслепую цены – это неальтернативно. Есть примеры целого ряда стран, которые пытались сдерживать, а потом им пришлось прини-

мать очень непопулярные меры по резкому повышению цен, потому что ресурсы для перекрестного субсидирования просто закончились.

### Конкуренция расставит все по местам

На наш взгляд, конкуренция – это то, что должно расставить все по местам и указать, куда нужно идти. Конкуренция позволит выявить объективные индикаторы цены. Потребители будут заинтересованы оптимизировать спрос, чтобы получить лучшие условия поставок, а производители начнут оптимизировать свою работу, подстраиваться под сезон и так далее.

Возрастет интерес к биржевой торговле. Пока не будет нормального рынка, пока не будет интереса у производителей искать потребителя и наоборот, хорошего интереса и нормальной работы биржи не будет. Конкуренция – это стимул.

## О снижении энергоемкости ВВП

Павел Завальный

– Потребление газа на рынке составляет примерно 460 млрд м<sup>3</sup>, из них население – 51 млрд, ЖКХ – порядка 40 млрд, электроэнергетика – 160 млрд и остальные потребители – 200–220 млрд м<sup>3</sup>, включая промышленность. Газ в энергобалансе РФ занимает в целом 55%, а по европейской части страны – на уровне 80%. При этом энергоемкость ВВП у нас в 2–3 раза выше, чем в среднем по миру.

Низкие цены на газ как энергоресурс приводят к пережиганию газа. По оценкам, если работать в европейских стандартах эффективного использования газа, можно в год снизить потребление на 180–220 млрд м<sup>3</sup>.

В Энергостратегии указано, что к 2035 году мы должны снизить энергоемкость ВВП на 30%, в части газа это порядка 150–160 млрд м<sup>3</sup>. По сути, этот потенциал энергосбережения у нас сопоставим с объемом экспорта.

Конечно, цены на газ надо повышать. Тема повышения цен непопулярна, но от него выигрывают все: государство, экономика, энергоэффективность. Эпоха дешевого газа закончилась.

И надо менять ценообразование, в том числе в сторону большей конкурентности и с учетом сезонов, чтобы это формировало экономику развития подземных хранилищ и были экономические стимулы их развивать у других участников рынка, не только у «Газпрома».

Все взаимосвязано, и если мы не будем заниматься вопросом объективного ценообразования, то наступит время, когда цены станут непомерными.

Сегодня, с учетом снижения экспорта, превышение предложения газа над спросом дает основания не опасаться резкого роста цен, если мы перейдем к либеральной модели рынка. Нужно не упустить момент и сделать это сейчас.

## Ограничиваться индексированием цен на газ без структурных изменений в отрасли – опасный путь



**Алексей Громов,**  
главный директор  
по энергетическому  
направлению  
Фонда «Институт  
энергетики  
и финансов»

– Потеря европейского газового рынка сегодня для нас действительно является структурным изменением, потому что вопрос не только в объемах экспорта, а в том, что упали наиболее премиальные его сегменты. То есть теперь наша газовая отрасль не может развиваться в предыдущей парадигме, когда доходы от экспорта перекрывали все перекося, существовавшие на внутреннем рынке. Это серьезный вызов для отрасли.

Есть дополнительные возможности для монетизации газа, в том числе на экспортных рын-

ках, но это потребует времени. До 2030 года заместить все выпавшие объемы экспорта физически не получится, но речь и не об этом, а о комплексе направлений. Это монетизация газа по аммиаку, метанолу, другим перспективным и востребованным продуктам на экспортных рынках, стимулирование внутреннего спроса на газ внутри страны, в том числе по газомоторному топливу; автономная газификация и так далее.

### Индексирование разгоняет инфляцию

Но в любом случае мы должны понимать, что тяжесть падения доходности в газовой отрасли может оказаться переложена на плечи внутренних потребителей по объективной причине. Газовые компании, «Газпром» в первую очередь, отягощены большими инвестиционными обязательствами, необходимо строить инфраструктуру, в том числе для развития экспорта на Восток, связывать ЕСГ с восточными потребителями, проводить социальную газификацию и догазификацию. До последнего времени «Газпром» мог себе позволить такие инвестиционные траты за счет экспортных доходов, сейчас эти возможностикратно сузились.

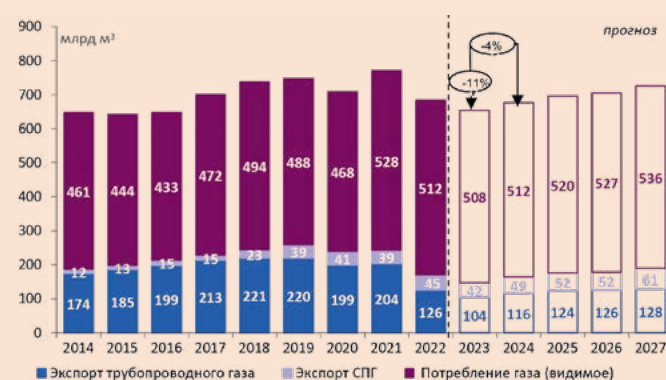
Сегодня внутренний рынок газа находится на историческом перепутье. По какому направлению двигаться: со-

### Ценообразование – элемент модели рынка





### Основные показатели газовой отрасли РФ, (факт и прогноз)



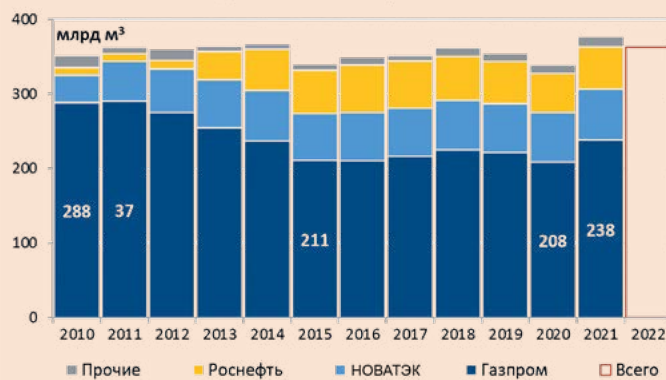
Источники: Росстат, ФТС, оценки ИЭФ

### Структура «видимого» потребления природного газа в РФ, 2021



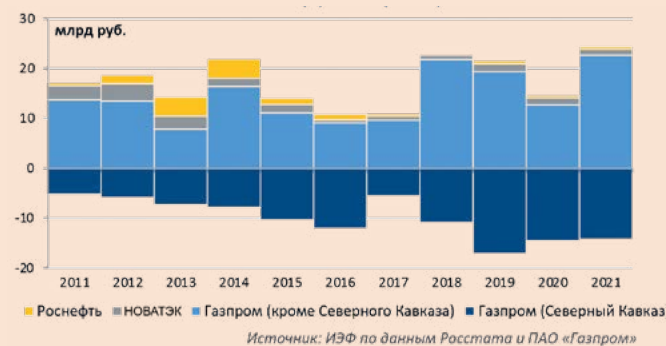
Источники: ИЭФ по данным Росстата и ПАО «Газпром»

### Товарные поставки природного газа на внутренний рынок в зоне ЕЭС



Источники: ИЭФ по данным Росстата и ПАО «Газпром»

### Прибыль сбытовых компаний от поставок природного газа на внутренний рынок, 2021 г.



Источники: ИЭФ по данным Росстата и ПАО «Газпром»

хранения статус-кво, опережающего индексирование цен для увеличения доходов бюджета и необходимых инвестиций, или изменения структуры рынка в пользу рыночных инструментов? Пока по всем признакам происходит второе. Но при этом нужно понимать, что с учетом межотраслевых взаимодействий каждый процентный пункт увеличения цен на газ приводит к 0,15 п. ускорения цен производителей. Таким образом, уже запланированное повышение тарифов на газ в 2023-2024 годах способно дополнительно «разогнать» инфляцию более чем на 3 процентных пункта! Получается, мы «ставим» внутренний рынок через повышение цен на газ. Так мы разгоняем инфляцию, не получая ничего взамен для развития газодобывающей отрасли. Это опасный путь.

### Сценарий мягкой либерализации

Хорошим решением был бы запуск сценария мягкой либерализации газового рынка. Давайте рассмотрим его по каждой из существующих проблем и возможных путей их решения.

- Малое число компаний-поставщиков газа. В такой данности необходимо жесткое антимонопольное регулирование и увеличение обязательных объемов продаж газа с использованием биржевых инструментов – в размере не менее 10% от общего объема поставок газа на внутренний рынок. Когда на бирже начинает работать действительно закон спроса и предложения, а не остаточный принцип продаж, количество участников торгов будет возрастать.
- Перекрестное субсидирование. Государственное регулирование оптовых цен на газ – неэффективно. Нужно опираться на биржевое ценообразование на основе результатов торгов в системе рыночных хабов в основных регионах добычи газа, сохраняя госрегулирование цен только для «незащищенных» групп потребителей (население, ЖКХ, поставщики электроэнергии и тепла для населения и ЖКХ и пр.).
- Отсутствие «платы за гибкость». Надо развивать коммерческую балансировку газа на бирже («торговлю отклонениями») при условии обеспечения ликвидности торгов.
- Низкие тарифы на транспортировку газа. Целесообразен переход к зональной тарифной модели «плата за вход-плата за выход» без привязки к физической точке нахождения покупателя.
- Низкая инвестиционная привлекательность ГРО и сбыта. Необходимо увеличивать долю тарифов ГРО и сбытовых компаний в структуре конечной цены газа до уровня самоокупаемости таких услуг (на основе механизмов бенчмаркинга по эталонным затратам).

• Налоговая политика в отрасли сегодня устарела в таком виде. Нужно обеспечить равные налоговые условия для всех участников рынка и перейти к двухкомпонентной системе налогообложения (прогнозная добыча + объем формируемой прибыли).

Это нельзя сделать одновременно и не должно быть шоковой терапией, как это происходит в некоторых других странах. Но без постепенного, поэтапного рыночного дорегулирования модели ценообразования на рынке, и вообще рынка, мы не сможем двигаться дальше.

## Несмотря ни на что, мы добиваемся сбалансированных показателей деятельности по всем сегментам



**Виталий Хатков,**  
начальник  
департамента  
ПАО «Газпром»

– Есть разные методы ценообразования, сегодня применяется метод индексации. Можно говорить о ценообразовании cost+, но у него тоже есть свои недостатки.

Мы уже несколько лет настойчиво предлагаем ФАС России рассматривать варианты, которые будут основаны на использовании тех методов, которые применяются, в том числе в электроэнергетике. Это метод использования доходности на вложенный капитал, он очень простой и понятный. Его можно легко проверить, там есть определенные индикативы. И как альтернативу существующим методам его можно использовать.

Также мы предлагаем, понимая, что идет переход к недропользованию с более сложными

участками, осуществлять расчеты экономической эффективности в целом по системе добычи, транспорта, хранения и реализации. Это тоже позволяет находить значения цен, которые будут отвечать тенденциям и современным условиям.

И конечно, нужно учитывать все расходы, инвестиции, которые сейчас «Газпром» осуществляет при реализации программ газификации и догазификации. Вы все прекрасно знаете, как и какой объем работы реализован, какие результаты достигнуты, в каком регионе какое количество новых потребителей подключено, какое количество договоров исполнено.

За последние несколько лет правительство принимает активные усилия по изменению подходов к ценообразованию, мы являемся свидетелями того, что прогнозы социально-экономического развития отличаются повышенными темпами индексации цен на газ по сравнению с теми решениями, которые принимались ранее.

Наверное, также имеет смысл осуществить сближение цен потребителей в Российской Федерации с уровнем цен потребителей в странах евразийского содружества.

Мы видим изменение подходов к ценообразованию, в отношении налогов. Потому что за последние годы приняты новации, согласно которым ПАО «Газпром» осуществляет оплату повышенных уровней НДС. Это оказывает влияние на экономику добычи газа, но, тем не менее, мы добиваемся сбалансированных показателей деятельности по всем сегментам, которые приводят к решению вопросов по гарантированному и надежному газоснабжению потребителей.

## Необходимо законодательное выравнивание условий поставки газа



**Ильмир Зарипов,**  
начальник управления  
реализации газа  
ООО «Газпром  
межрегионгаз»

– Группа «Газпром межрегионгаз» осуществляет поставку газа более 290 тыс. юридических лиц по более чем 330 тыс. договоров. Помимо того, у нас 32 млн абонентов – физических лиц.

Введение коммерческой балансировки и точного коммерческого учета – это наш приоритет. Уже есть система, работает ЭТП.

Порядка 82-83% объема газа, поставляемого промышленным потребителям, сейчас уже в автоматическом режиме стекается в наш диспетчерский пункт. Наша цель – в ближайшие

полгода довести этот процент до 90, поэтому в целом мы готовимся к этому.

Однако если коммерческую балансировку мы не введем, то ряд других инициатив, которые носят директивный характер, например обязательная продажа определенного объема газа на бирже, по моему мнению, не выход из ситуации.

Нужно глубокое реформирование в целом внутреннего рынка газа.

Поставка газа независимыми поставщиками увеличилась с 2006 года более чем на 90 млрд м³. Но основное бремя поставки газа социально ориентированным потребителям несет «Газпром межрегионгаз». У нас доля поставки таким потребителям – 34%, у независимых – 3,7%.

Мы считаем, что нужно законодательное выравнивание условий поставки газа, которое давало бы равные конкурентные преимущества для всех участников рынка. Сейчас отсутствие таких условий, например принципа take-or-pay, который позволял бы нам правильно планировать объемы, приводит к тому, что в среднем за год заявленные потребителями объемы на 40 млрд м³ превышают фактически отобранные.

Также необходимо введение пропорционального или, по крайней мере, четкого распределения объемов по месяцу поставки, что, кстати, тоже будет способствовать возможности и балансировки, и правильному закрытию баланса газа.

## Подтянуть внебиржевой сегмент к рыночным механизмам



**Павел Николаев,**  
заместитель  
начальника  
департамента  
ПАО «Газпром»



– В следующем году все мы будем отмечать десятилетие запуска биржевых торгов газом. Тогда мы занимались подготовкой к формированию биржевых механизмов и продажи газа на бирже. За эти годы мы наблюдаем существенное развитие в газовом сегменте, различные инструменты внедряются фактически каждый год: поставки на разные периоды, коммерческая балансировка и так далее.

На сегодня несбалансированные объемы покупателей и продавцов могут реали-

зовываться через биржевые механизмы. Во внебиржевом сегменте, к сожалению, такой активной динамики развития нет. Мы предполагаем, что у поставщика должно быть реализовано право продать свои несбалансированные объемы. Мы, как владелец единой системы газоснабжения, конечно, заинтересованы в развитии балансировки в целом.

Также мы неоднократно обсуждали необходимость выравнивания условий в биржевом и внебиржевом сегментах. С одной стороны, либерализация рынка указана в планах развития. По факту же мы видим дополнительное регулирование. С декабря текущего года вступит в силу дополнительная зарегулированность по отраслям. Таким образом, мы уходим дальше в разрыв между биржевым и внебиржевым сегментами.

Мы в целом поддерживаем развитие коммерческой балансировки, готовы участвовать и участвуем в финальном завершении обвязки этой коммерческой балансировки, но, не подтянув внебиржевой сегмент к рыночным механизмам, мы будем иметь достаточно существенный разрыв и дисбаланс. ●

## Дальнейшее развитие биржевой торговли и рыночных механизмов на газовом рынке



**Сергей Трофименко,**  
управляющий  
директор по рынкам  
газа и электроэнергии  
СПБМТСБ

– В настоящее время есть два документа, определяющих вектор развития газовой отрасли на ближайшие годы. Это распоряжение правительства РФ № 2424-р о достижении объемов биржевых торгов газом уровня 10% от объема реализации газа на внутреннем рынке и распоряжение правительства РФ № 4140-р «Дорожная карта развития конкуренции в РФ на 2021-2025 гг.». Она включает поручения по доработке Правил поставки газа, запуску коммерческой балансировки, рынку производных инструментов и др. Все это определяет дальнейшее развитие биржевой торговли, рыночных механизмов на газовом рынке в целом.

В распоряжении правительства № 4140-р содержится достаточно много пунктов, связанных с развитием системы коммерческой балансировки. И «Газпром» здесь, как владелец газотранспортной системы, играет ключевую роль. На сегодняшний день на бирже он выполняет функции балансирующего покупателя – выкупает несбалансированные объемы газа. Но для того чтобы система полноценно заработала, необходимо, чтобы «Газпром» выступал также в роли поставщика последней инстанции, то есть гарантирующего поставщика по тем договорам, по которым продавец газа не может исполнить свои обязательства по поставке.

Мы ведем активный диалог с «Газпром» по внедрению технологии коммерческой балансировки. Решение должно устраивать не только владельца газотранспортной системы, оно также должно нивелировать риски поставщиков и потребителей, способствовать полному исполнению договоров. Очень важно эту работу ускорить, чтобы к середине 2024 года мы вышли уже на готовые технологические и юридические решения. К этой работе будут подключены и крупные потребители, и независимые поставщики газа.

В начало



# ГАЗ НА БИРЖЕ: 2023-2024

## Большие опасения, большие планы, большие надежды



**Антон Карпов,**  
старший вице-президент СПБМТСБ

**К**онец 2023 года принес серьезные регуляторные изменения на российский рынок газа. В соответствии с решениями правительства РФ усложняется структура регулируемых цен, ожидается применение дополнительной ставки НДС для недропользователей – продавцов газа. Эти перспективы самым непосредственным образом отразятся на единственном объективном индикаторе цены российского рынка газа – биржевых торгах.

Пока рано прогнозировать, как именно введение дифференцированных цен – для энергетиков и иных промышленных потребителей – скажется на участии в торгах, поскольку традиционно генераторы выступали активными покупателями, особенно в периоды закрытия балансов. Регуляторные изменения могут привести к тому, что биржевые цены окажутся неприемлемо высокими для этой категории покупателей.

Более тревожными представляются изменения в Налоговый кодекс, поскольку недропользователи будут вынуждены заранее планировать сумму НДС в зависимости от категории покупателей. И если по долгосрочным договорам это не представляет собой проблему, то при продажах газа на бирже – в режиме анонимного непрерывного двойного аукциона – покупатель (и его категория) выявятся только после завершения торгов. И если это торги с поставкой «на сутки», происходящие в самом конце налогового периода, или автоматические сделки, которые осуществляет ПАО «Газпром» как балансирующий участник торгов, то последствия для налогового учета могут оказаться самые неожиданные: продавцы могут приостановить свое участие в торгах до уточнения правил игры.

Поэтому СПБМТСБ планирует выйти с инициативой по доработке нормативных документов, регламентирующих эту сферу деятельности.

Традиционно важным направлением нашей работы является запуск коммерческой балансировки для внебиржевого рынка газа, этот вопрос сейчас находится на особом контроле ФАС и Минэнерго, и после получения поручений правительства РФ станут ясны сроки и этапность внедрения этого проекта.



Торги природным газом на СПБМТСБ были запущены 24 октября 2014 года. С этого момента по 30 ноября 2023 года на бирже реализовано более 110 млрд м<sup>3</sup> природного газа. За январь-ноябрь уходящего года реализовано 8,42 млрд м<sup>3</sup>, что на 61,4% больше аналогичного прошлогогоднего показателя. Оборот торгов за этот период составил 33,309 млрд руб. (+ 66,5%).

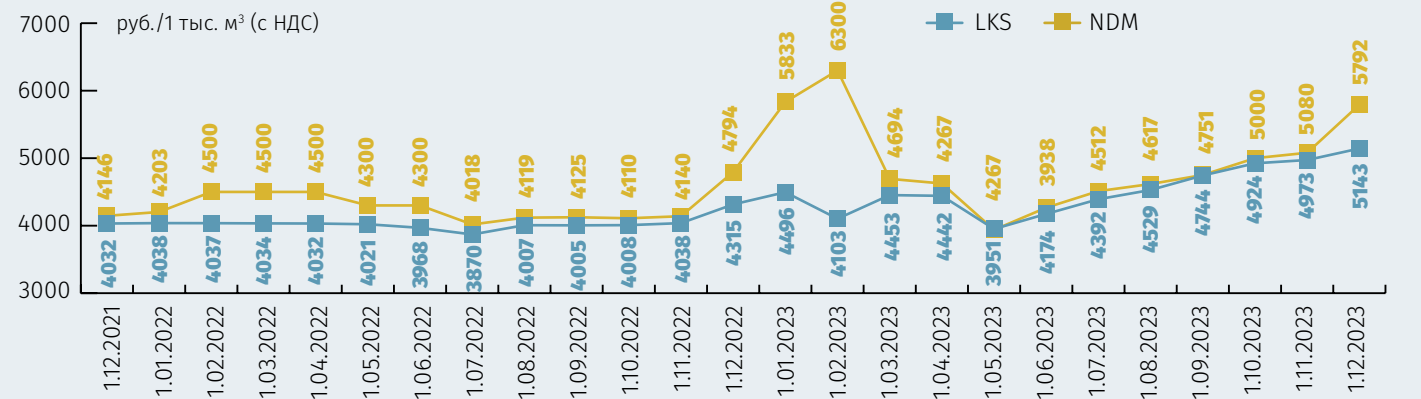
В начало





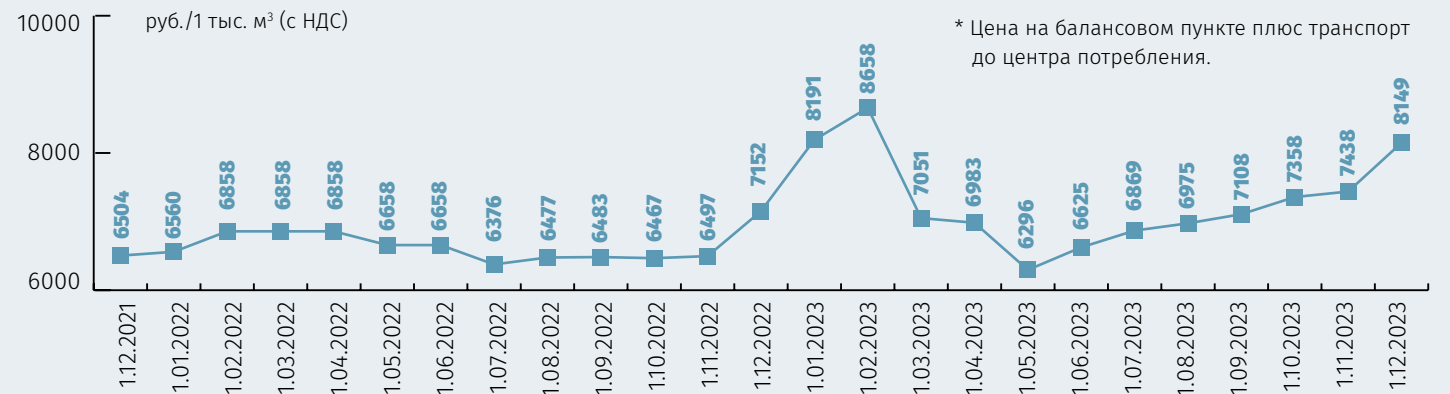
# ГАЗ • БИРЖА • ЦЕНЫ

## Сводные биржевые цены природного газа на балансовых пунктах Локосово и Надым



Источник: СПбМТСБ

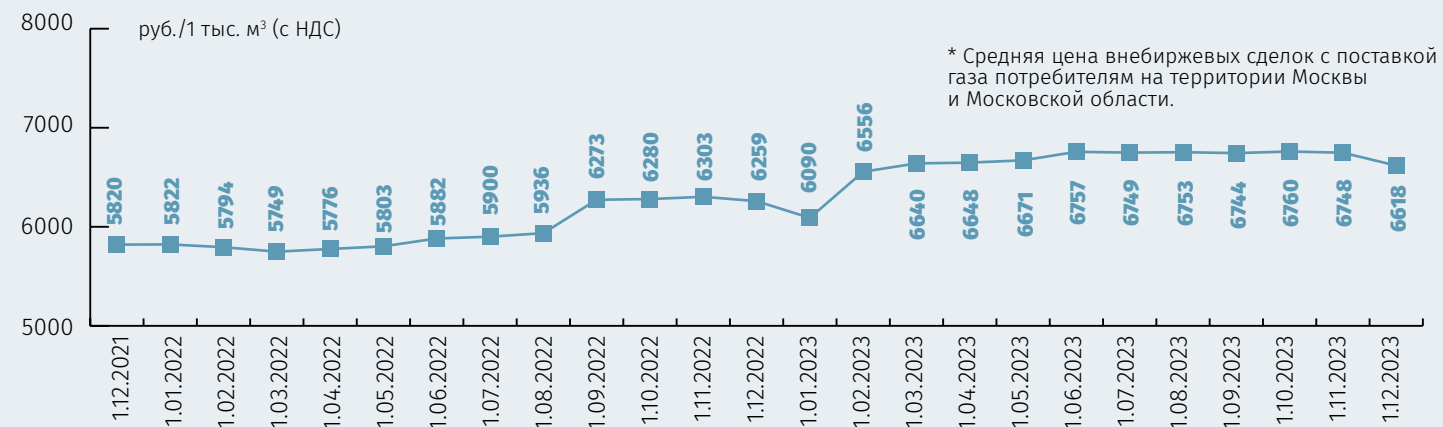
## Биржевой региональный индекс природного газа для Московского региона \*



\* Цена на балансовом пункте плюс транспорт до центра потребления.

Источник: СПбМТСБ

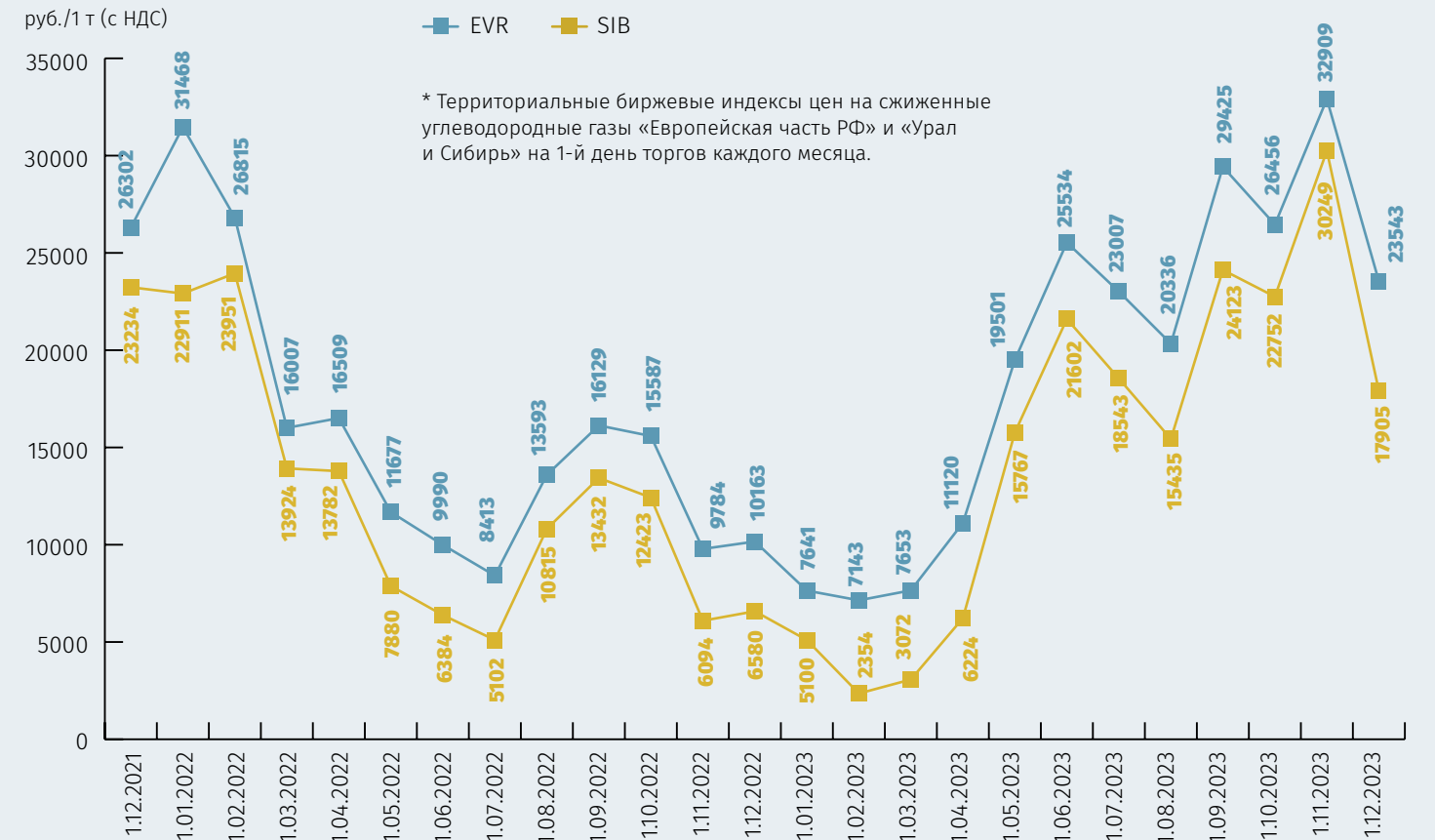
## Внебиржевой региональный индекс природного газа для Московского региона \*



\* Средняя цена внебиржевых сделок с поставкой газа потребителям на территории Москвы и Московской области.

Источник: СПбМТСБ

## Территориальные биржевые индексы цен СУГ \*



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

Источник: СПбМТСБ

## Сводные цены природного газа на балансовых пунктах (БП)

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

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

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

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

В начало



# УЗЛЫ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ

## К вопросам регулирования переустройства близко расположенных объектов сетевой, транспортной и трубопроводной инфраструктуры

По материалам круглого стола «Законодательное регулирование переустройства объектов магистрального транспорта при их взаимном расположении с крупными инфраструктурными проектами» Российского газового общества в рамках ПМГФ-2023

### Масштабы и темпы строительства требуют четкого механизма по пересечениям инфраструктурных объектов



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

– Тема законодательного регулирования переустройства объектов магистрального транспорта при взаимном расположении с крупными инфраструктурными проектами крайне важная. Регулирование еще не до конца проработано, и особую актуальность оно имеет в связи с последними масштабными задачами по развитию

дорожной и нефтегазотранспортной инфраструктуры в направлениях север – юг и запад – восток.

В стране ведется очень большая работа по реконструкции автомобильных и железных дорог. Требуется увеличение темпов и масштабов строительства, а значит, и более оперативного комплексного решения проблем пересечения их трасс с нефтепроводами и газопроводами.

### Действующие механизмы

На сегодняшний день в соответствии со статьей 52.2 Градостроительного кодекса РФ и постановлением правительства от 02.06.2022 № 1010 «Об утверждении Правил определения формы возмещения затрат, возникших в связи с реконструкцией, капитальным ремонтом существующих линейных объектов» ведутся две схемы переустройства. Первая это денежная: собственник осуществляет реконструкцию объекта, а контрагент платит компенсацию. Вторая – натуральная: контрагент собственными силами проводит реконструкцию и передает собственнику выполненную работу.

Эти механизмы работают, и по состоянию на начало ноября 2023 года заключено более 100 соглашений. Практически в полном объеме реализованы работы по 12 из них, все работы по пересечениям в рамках проектов идут географически дальше на восток – до Свердловской области.

Прорабатывается вопрос, связанный с переустройством инфраструктуры на пересечении с железнодорожными проектами: Киевское направление Московского железнодорожного узла, скоростная магистраль Москва – Санкт-Петербург и так далее.

По мере увеличения динамики необходимого переустройства становится очевидной необходимость дальнейшего совершенствования законодательства в области регулирования этих вопросов. Есть опыт применения, но остаются серые зоны и острые вопросы.

### Шаги по усовершенствованию

Выработка подходов к реализации капитального ремонта объектов транспортной культуры в местах взаимного пересечения с объектами магистрального транспорта нефти и газа ведется компаниями отрасли совместно с федеральными органами исполнительной власти и законодательной властью.

В 2020 году Градостроительный кодекс был дополнен частью 10 статьи 52 – предоставить возможность владельцам магистральных газопроводов осуществлять капремонт таких объектов методом параллельной прокладки, то есть со смещением трубопровода от существующей оси при одновременном повышении категории. Это тоже механизм, который можно использовать для реализации, но здесь возникают другие трудности.

Следующим шагом стало принятие в весеннюю сессию 2022 года федеральных законов № 124-ФЗ (изменения в Градостроительный кодекс РФ) и № 284 (совершенствование отдельных вопросов восстановления сервитутов).

### Нерешенные проблемы

Одной из важнейших нормативных новелл стало требование о необходимости разработки обоснования безопасности па-

спорта объекта, проведения экспертизы промышленной безопасности, включения полученного заключения в реестр Ростехнадзора, что должно избавить уполномоченное лицо от необходимости государственной экспертизы, затягивающей согласование проведения работ. Однако действующей редакцией федерального закона «О промышленной безопасности опасного объекта» разработка такого обоснования не предусмотрена. Проект федерального закона, который был принят 16 апреля 2021 года, № 1144919-7 «Внесение изменений в федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в части эксплуатации зданий, сооружений, технических устройств», который снял бы эту коллизию, был отложен на втором чтении в Госдуме в декабре 2022 года. Это означает, что баланс интересов не был найден, а его надо найти.

Помимо этого необходимо обсудить изменения в другие законы, нормативные акты, возможные меры по снятию административных барьеров и скорейшему согласованию вопроса взаимопересечения инфраструктуры ради развития нашей большой страны.

Перечень проблемных вопросов понятен. Наша задача – формализовать их и найти пути решения каждого из них, чтобы в целом повысить эффективность комплексного решения проблем пересечения инфраструктуры.

### Усилить методическую базу ТЭБ и поддержку «газомоторки»



**Андрей Бронников,**  
первый заместитель начальника департамента ПАО «Газпром»

– С 2016 года в связи с растущим объемом переустройства мы начали собирать заинтересованные организации и решать этот круг проблем пересечений. Очень много вопросов таким образом было проработано. Например, параллельная прокладка для нас решила вопрос не только переустройства, но и ремонта магистральных газопроводов и отводов, и тут мы решали две задачи разом. Однако многие вопросы по переустройству еще остаются.

По сравнению с 2016 годом число выдаваемых технических условий на переустройство линейных объектов из-за

пересечений сегодня резко возросло. Росавтодор, ГК «Автодор», РЖД строят новые магистрали, дороги ремонтируются, вопросы растут.

Изменения в Градостроительный кодекс дали возможность владельцам магистральных газопроводов осуществлять капитальный ремонт таких объектов методом параллельной прокладки. Это действительно большой плюс для капремонта, но не совсем то, что требуется для переустройства. По переустройству есть вопросы, которые связаны с 284-ФЗ и пока не рассматриваются, и с 116-ФЗ, в котором сфера промышленной безопасности не охватывает капитальный ремонт, и мы ждем этих изменений.

### Предложения для оптимизации

#### • Техническое перевооружение.

Мы ведем разработку проектной документации на техническое перевооружение опасных производственных

объектов, в рамках которой при сохранении существующей оси трубопровода (именно существующей, иначе речь пойдет о реконструкции) будет предусмотрено повышение категории, монтаж свечи (рассеивания газа. – Прим. ред.), а также технические решения по непрерывному дистанционному контролю утечек. Это требования, которые мы выставляем компаниям, с инфраструктурой которых у нас пересечения.

В рамках разработки документации – уже по техпереворужению – необходимо при наличии объектов окружения предусмотреть раздел оценки риска, а также изменения в декларации промышленной безопасности.

Указанная документация, которая будет именно на техпереворужение, подлежит экспертизе промбезопасности, заключение о проведении которой регистрируется в Ростехнадзоре, что позволит значительно сократить сро-

**Павел Завальный:**  
**«ВСЕ ЭТИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ЗАФИКСИРУЕМ И БУДЕМ С НИМИ РАБОТАТЬ»**



ки проведения работ, а также снизить затраты контрагентов, в том числе и затраты бюджетных средств.

Понятие «техпереворужение» есть в Налоговом кодексе, в сфере промбезопасности, но Градостроительным кодексом оно пока не закреплено. Это предложение мы ставим на рассмотрение и просим Российское газовое общество совместно с «Газпромом» проработать его с экспертным сообществом.

**• Автодороги и земельные участки.**

Возникают у нас вопросы при взаимодействии с Минтрансом – по размещению объектов транспорта в полосе отвода автомобильных дорог. «Газпром» осуществляет работы по оформлению прав на земельные участки, необходимые для эксплуатации линейных объектов ЕСГ и их неотъемлемых технологических частей, принадлежащих «Газпрому» на праве собственности, путем установления публичных сервитутов в соответствии с Земельным кодексом. В соответствии с 284-ФЗ (от 14.07.2022), в случае использования земельных участков в границах полос отвода автомобильных дорог (за исключением частных) в целях прокладки, переноса, переустройства инженерных коммуникаций, их эксплуатации на условиях публичного сервитута, с 1 сентября 2022 года в обосновании необходимости установления публичного сервитута должен быть приведен договор между владельцем линейного объекта и владельцем автомобильной дороги. Наши дочерние общества, которые проводят эти работы и взаимодействуют с Росавтодором, имеют определенные проблемы

с этими договорными отношениями аренды. Со стороны Росавтодора в них включаются неприемлемые условия. Первое – обязанность владельца инженерной коммуникации по требованию владельца автомобильной дороги переустроить инженерные коммуникации за свой счет в случае капитального ремонта, реконструкции автомобильной дороги. Второе – в случае расторжения договора осуществлять демонтаж, ликвидацию инженерных коммуникаций с полосы отвода участка автомобильной дороги, что противоречит целям газоснабжения Россий-

ской Федерации. И третье: в срок не более 3–6 месяцев с даты подписания договора владельцу инженерных коммуникаций оформить на эти земельные участки право пользования на условиях публичного сервитута. По этим вопросам мы проводим работу с Росавтодором.

**• Разделение типов договоров.**

Министерство транспорта просим рассмотреть предложение «Газпрома» в отношении разделения типов договоров расположения объектов энергетической трубопроводной инфраструктуры – на эксплуатацию, капитальный ремонт/ремонт и строительство/реконструкцию. Когда мы это разделим, определенные вопросы юридического порядка уйдут.

ПАО «Газпром» и ГК «Автодор» совместно разработали примерную форму договора на эксплуатацию. Предлагаем Минтрансу рассмотреть возможность тиражирования таких форм на иных собственников автомобильных дорог.

Также обращаем внимание Минтранса на предложение определить перечень существенных условий договора, заключаемого между владельцем автомобильной дороги и владельцем инженерных коммуникаций в случае строительства/реконструкции, капитального ремонта инженерных коммуникаций, эксплуатации в границах полос отвода и (или) придорожных полос автомобильных дорог.

**• Промбезопасность.**

По линии Ростехнадзора: мы давно просим внести изменения в федеральный закон «О промышленной безопасности производственных объектов» и продолжить эту работу.

**Перспективные инфраструктурные проекты, в рамках которых необходимо выполнить переустройство линейных объектов ПАО «Газпром»**

Завершение строительства трассы и начало движения ВСЖМ-1 запланировано на 2028 год

Проектируемая трасса ВСЖМ-1 «Москва – Санкт-Петербург» пересекает 103 линейных объекта организаций Группы Газпром

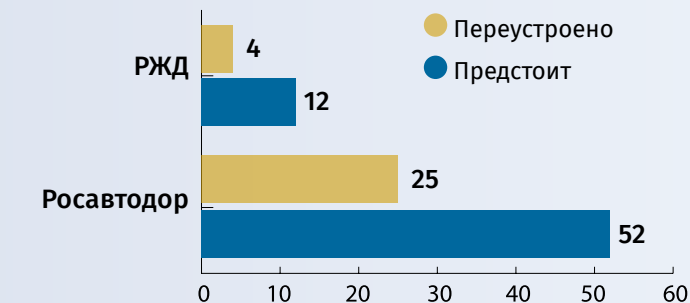
Динамика объемов переустройства линейных объектов «Газпрома» в интересах сторонних организаций\*



\* Заключенные и планируемые к заключению соглашения, агентские договоры и поручения по переустройству

Источник: «Газпром»

Число пересечений магистральных газопроводов с объектами транспортной инфраструктуры\* в 2020–2023 годах



\* Без учета прочих (ГК «Автодор», регионы, др.).

Источник: «Газпром»

**Газпром** Ключевые инфраструктурные проекты, в рамках которых организована работа с целью переустройства линейных объектов ПАО «Газпром»

- ГК «Автодор»** 56 Проект М-12 (ЦКАД, М-4 «Дон», М-11 «Нева», Москва – Нижний Новгород – Казань) «Дюרתюли – Ачит»; обьездная дорога вокруг Петербурга «КАД-2»
- ОАО «РЖД»** 16 Реконструкция ж/д «Котельниково – Тихорецкая – Кореновск – Крымская» Реконструкция парка «С», ВСЖМ Москва – Санкт-Петербург; строительство III главного пути на участке Лесной Городок – ст. Апрелевка
- Росавтодор** 77 Инфраструктурные проекты строительства/реконструкции автомобильных дорог Р-22 «Каспий», М-7 «Волга», М-5 «Урал», Р-217 «Кавказ», А-157, Р-351 Екатеринбург – Тюмень и прочее
- Субъекты Российской Федерации** 42 А-104 «Москва – Дмитров – Дубна» – «Рогачевское шоссе» (северный обход г. Лобни); «Вознесенский тракт» г. Казань, обход г. Тольятти, Реконструкция Каширского шоссе; Обход г. Солнечногорск, Северный обход г. Ростова-на-Дону и прочее

Петербургский международный газовый форум, 1 ноября

**Газпром** Альтернативные варианты переустройства объектов МТ

Возможные варианты переустройства, исключающие проведение реконструкции

При условии сохранения в оси

- Капитальный ремонт** (Сокращение сроков ~ 6 мес. Согласно требованиям ч. 10 ст. 52 ГрК РФ)
  - ! Документация на КР
  - ! ОБ ОПО + ЭКСПЕРТИЗА (независим.)
  - ! Регистрация в РТН
  - ! Реализация
- Техническое перевооружение** (Сокращение сроков 5-6 мес. Согласно требованиям 116-ФЗ)
  - ! Документация на ТП + оценка степени риска
  - ! ЭПБ документации на ТП
  - ! Регистрация в РТН
  - ! Реализация

Петербургский международный газовый форум

## Все правила игры должны быть четко установлены



**Даниил Краинский,**  
заместитель  
генерального  
директора  
по правовому  
обеспечению  
ПАО «Россети»

– Проблемы у нас с газовиками общие. Федеральная сетевая компания «Российские сети» с вопросами переустройства сталкивается очень давно. Мы их урегулировали в корпоративном формате в 2019 году, выпустив соответствующий регламент. В дальнейшем началось законодательное регулирование, когда в Градостроительный кодекс была внесена статья 52.2, где впервые затронута эта тема, но урегулирована она лишь частично.

### У каждой формы СКП свои проблемы

С октября 2019 года мы заключили в общей сложности 4123 СКП (соглашений о компенсации потерь) на сумму 117 млрд рублей: в денежной форме – 3079 СКП на 75 млрд, в имущественной – 1044 СКП на 42 млрд рублей. При этом постоянно идет дискуссия, позиции как ФОИВ, так и основных заказчиков, заявителей по СКП все время меняются. То приоритет приобретает имущественная форма, то, когда сроки начинают поджимать, денежная форма, и так далее.

Для нас приоритетнее денежная форма, что и прописано в нашем корпоративном регламенте. С этой позиции ведем соответствующий диалог с коллегами, в том числе и с «Газпромом», на постоянной основе. Показательно, что по СКП, заключенным в имущественной форме, лишь 13% выполняется в надлежащем

виде. 87% заключенных соглашений этого типа не выполняются: это касается несоблюдения требований технической политики, недостаточной степени оформления земельно-правовых отношений и так далее.

Проблемы, касающиеся денежной формы, которые постоянно озвучиваются заявителями, в основном касаются ценообразования. Оптимизация ценообразования достигается путем несоблюдения всех мер: то есть можно просто часть работ не выполнить, что существенно снизит качество. А эксплуатировать это придется нам.

Найти, что лучше, как это урегулировать – в этом направлении мы работаем.

### Магистральные сети особой важности

На сегодняшний день не затронуты вопросы по электросетям класса напряжения 110 кВ и выше, урегулированы пересечения только до 35 (ВЛ 110-220 кВ – воздушные линии электропередачи высокого класса напряжений, 330-750 кВ – сверхвысокого и т. д., ВЛ 1-35 кВ – среднего. – Прим. ред.). Почему?

Мы исходим из того (и Минэнерго с нами в этом согласны), что объекты 110 киловольт и выше – это, по сути, объекты магистральной инфраструктуры, и существенное значение имеет качество и надежность их функционирования. В распределительных сетях проблемы можно решать дублирующими мероприятиями на короткий период, например пока не будут завершены ремонтные работы. Но если у вас «отваливаются» две «стодесятки» или «пятисотка» и тому подобное, то может отключиться полрегиона. С учетом того, что требования качества работ нарушаются беспощадно, мы прогнозируем частые нарушения работы таких объектов, поэтому пока на этой позиции стоим.

### Бюджетно-тарифные нюансы

И «Газпром», и «Россети» – владельцы и эксплуатанты магистральной инфраструктуры, организации, осуществляющие регулируемую деятельность. У этих организаций априори своих денег нет, это всегда деньги потребителей. Те формулировки, которые сейчас предлагаются в развитие 257-ФЗ по поводу выполнения мероприятий за свой счет, мы отслеживаем, потому что понимаем, насколько это важно. Мы не можем деньгами потребителей так распоряжаться. У нас есть условно тарифные решения, которые подразумевают определенные статьи затрат, подлежащие учету. Если нам этих денег не дали в тарифе, значит, у нас этих денег нет. Если тарифное законодательство не предусматривает определенные статьи, затраты, связанные с необходимостью переустройства по требованию владельцев автомобильных дорог, значит, мы не можем выполнить такие мероприятия.

Поэтому мы категорически против такого подхода, и вряд ли мы сможем эту позицию поменять. Только если тариф не вырастет существенно, что невозможно, поскольку это коснется наших граждан, физических лиц и промышленных потребителей.

Эта тема в будущем должна развиваться.

Мы хотим, чтобы все правила игры были четко установлены.

По основным проектам, которыми мы сейчас занимаемся (энергетическая инфраструктура автомагистралей М-11, М-12, Дюртюли – Ачит), вопросы, касающиеся компенсации наших выпадающих доходов, не решены до сих пор, несмотря

на соответствующее поручение определения порядка компенсации недополученной выручки. Постановление правительства № 1178 (от 30.06.2022, вопросы технологического присоединения энергопринимающих устройств. – Прим. ред.) по тарифному регулированию не скорректировано на сегодняшний день, в результате убытки компании никак не компенсируются. Мы находимся в активном диалоге и с Федеральной антимонопольной службой, и с аппаратом правительства, но пока, к сожалению, не получается найти способ осуществить компенсацию. Работа продолжается, и я надеюсь, что мы этот вопрос в итоге решим.

**Антон Козлов,**

заместитель директора департамента государственной политики в области дорожного хозяйства Министерства транспорта РФ

### Регулирование по ВЛ 110

Что касается «Россетей», у нас ВЛ 110 кВ и выше выведены из действия статьи 52.2 Градостроительного кодекса как объект, в отношении которого в обязательном порядке осуществляется заключение договора переустройства. Для нас на самом деле не имеет значения, в какой форме осуществить компенсацию, отдать деньги проще. Но у каждой компании-контрагента существует свое собственное видение. Например, навязать денежную форму «Газпрому» означает сдвинуть сроки: включение этих денег в инвестиционную программу – это настолько сложная процедура, что срок реализации инвестиционного проекта, особенно если он не очень большой, будет завязан на внутренние корпоративные процессы. Возможно, «Россетям» это проще.

Поэтому должна быть альтернатива. Единственная причина, почему до недавнего времени количество договоров в финансовой форме компенсации было не очень большим, а теперь оно увеличивается, заключается в том, что в настоящий период реализуются объекты, которые были спроектированы и прошли государственную экспертизу до введения в действие статьи 52.2.

Наверное, решением является закрепление права выбора в отношении объектов электросетевого хозяйства для класса 110 кВ и выше за собственно самим владельцем таких объектов формы договора.

### Наработки, проверенные практикой



**Наталья Ершова,**  
заместитель  
начальника  
департамента  
капитального  
строительства РЖД

– Для решения вопросов, затрагивающих вынос инженерных сетей и сооружений, а также заключения соглашений о компенсации потерь при реализации объектов инвестиционной программы РЖД, департамент капитального строительства организовал взаимодействие с органами государственной власти, субъектов РФ, органами местного самоуправления, проектными организациями, институтами, балансодержателями, органами управления и подразделениями естественных монополий. Принимая во внимание отсутствие единообразного подхода при определении порядка, объема, сроков выплаты компенсации за переустраиваемые объекты, РЖД в 2019 году инициировала разработку и заключение соглашений о сотрудничестве, определяющих порядок взаимодействия, и типовые формы соглашений о компенсации потерь – денежную и натуральную.

Первой, с кем мы провели эту работу, была компания «Транснефть», с которой все урегулировали в апреле 2020 года. Затем большую ра-

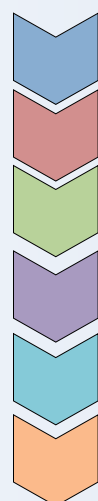
боту провели с «Россетями», летом 2021 она была завершена. Работа эта велась под эгидой Минстроя, с большими прениями. Также положительно решен вопрос в марте этого года с ресурсоснабжающими компаниями и государственными заказчиками, которые работают на территории города Москвы, порядка 30 организаций: «Мосгаз», «Мосводоканал», ОЭК, «Мосгорсвет» и так далее. Эта работа тоже сопровождалась дебатами по каждому пункту соглашения.

С группой «Газпром» на ПМЭФ-2023 было подписано соглашение, в котором зафиксированы основные моменты. Идет работа с «Газпром межрегионгазом».

### Отработано с партнерами

Среди важных наработок стоит отметить следующие. С «Россетями» – протокол, которым зафиксирована денежная совместная форма. Она позволила оптимизировать стоимость, в том числе снижен размер авансовых платежей. Оплату разделяем на 3 платежа, где первый платеж покрывает 70% проектно-изыскательных работ. После получения положительного заключения госэкспертизы идет оплата 60% строительно-монтажных работ и по итогам окончательный взаиморасчет. Это ритмичное финансирование, исключающее омертвление капитала.





**Регламентация процесса при строительстве (реконструкции) при пересечении (сближении), выбор мест пересечений, выдача и изменение технических условий**

**Установление долгосрочного сотрудничества и организация взаимодействия**

**Определение границ ответственности**

**Определение типовых условий выбора форм соглашений, компенсации потерь (денежной/натуральной)**

**Детализация порядка действий и сроков при выдаче и изменении технических условий**

**Закрепление оптимальных сроков заключения соглашений о компенсации потерь**

Кроме того, с «Россетями» у нас сокращены сроки заключения соглашения о компенсации потерь, уменьшена общая стоимость.

С «Транснефтью» выработан регламент с приложением двух форм: денежной и натуральной. Оплата разделена аналогично.

В результате работы с комплексом городского хозяйства Москвы проведен аналогичный процесс. Мы предлагаем прозрачную структуру формирования типовых подходов ко всем нашим контрагентам. Здесь тоже произошло снижение размера авансирования, а также удалось снизить налог на прибыль. Принимая во внимание методику формирования амортизационных отчислений, у нас снизился еще налог на прибыль. Это была большая интересная, очень сложная работа, много участников, все со своей политикой бухгалтерской, налоговой. Мы очень горды, что это удалось.

Сотрудничество с «Газпромом» также идет успешно. Первый шаг этому положен – подписано соглашение в части переустройства. В нем регламентирован процесс строительства, установлены границы ответственности, определены типовые условия выбора форм соглашений (денежная или натуральная). Все моменты сведены в регламент, и тем самым мы пытаемся ускорить процесс. Закрепили оптимальные сроки заключения соглашения, компенсации для обеих сторон.

Проработан не только внешний контур. Внутри РЖД мы провели работу по регламентации, так как это новая юридическая

форма. Мы зафиксировали внутренним регламентом все моменты: порядки, сроки, оплату, отчетные формы, то есть рекомендованные нормативные сроки на каждом этапе жизненного цикла как соглашения о компенсации потерь, так и технологического присоединения.

### Два предложения: типовые формы и НК

У нас есть два предложения по изменению законодательства:

– взять за основу те типовые формы, по которым мы провели большую работу, они уже зарекомендовали себя практикой;

– и рассмотреть возможности внесения изменений в Налоговый кодекс, в две статьи в части исключения бремени уплаты налога на прибыль.

Мы предлагаем доработать две статьи Налогового кодекса: статью 271, абзац 8 пункт 4 и статью 251 пункт 1 подпункт 11.2. Нормы, которые были внесены год назад в части послабления по уплате налога на прибыль, предусмотрены при выполнении одновременных условий: эти объекты должны быть в государственной или муниципальной собственности и финансироваться за счет средств бюджетов РФ. При этом у нас и, как и в других компаниях, финансирование за счет федерального бюджета, но результаты эти оформляются не в собственность государственную, муниципальную, а ставятся на баланс компании. Поэтому данную норму мы зачастую применять не можем.

Мы просим рассмотреть возможность исключения уплаты налога на прибыль, потому что в РЖД 100% акций у правительства Российской Федерации, то есть это, по сути, средства федерального бюджета. Мы строим с использованием этих средств, и нашей целью является уменьшить стоимость объектов, которые финансируются, в том числе, за счет средств федерального бюджета, на размер налога на прибыль.

– За последние 5 лет внесено много изменений. В 2017-2018 годах, например, регулирования по переустройству у нас не было как такового. Прошло 5 лет, и мы получили 254-й закон (от 31.07.2020, о регулировании отдельных отношений при модернизации и расширении инфраструктуры. – Прим. ред.) и статью 52.2 (Градостроительного кодекса, о схемах переустройства. – Прим. ред.). Это хорошо, у нас теперь есть регулирование, но возникла другая проблема.

Теперь есть коллизия, потому что не совсем понятно, когда применяется одна норма, а когда другая. Есть определенное внутреннее противоречие, и оно бы не возникало, если бы требова-

ния были синхронизированы.

Требования к порядку выдачи техусловий, сроку их действия, порядку заключения договора, содержанию договора в этих документах немножко разные, поэтому здесь есть над чем еще поработать. И отдельное требование по порядку переустройства есть в 257-м федеральном законе об автодорогах и дорожной деятельности.

Как и «Газпром», мы сталкиваемся с аналогичными проблемами – с навязыванием условий со стороны владельцев автомобильных дорог, в частности за чей счет проводится переустройство. У нас есть судебная практика, мы решаем эти вопросы. Но это приводит исключительно к тому, что увеличивается инвестиционный цикл. Наши предложения и предложения коллег из «Газпрома» связаны с тем, чтобы закрепить требования о переустройстве объектов универсально и зеркально на уровне Градостроительного кодекса.

## Практика показала: оптимальные варианты «пересечек» – техническое перевооружение и капремонт

**Александр Ланкин,**  
генеральный директор  
ООО «Инжиниринговая компания «Волга проект»

– Инжиниринговая компания «Волга проект» в своей производственной деятельности постоянно сталкивается с подготовкой и выпуском документации в области обеспечения промышленной безопасности линейных объектов магистрального транспорта газа при их взаимном расположении с крупными инфраструктурными проектами. В последние годы в силу целого ряда поручений президента реализуются масштабные инфраструктурные проекты по строительству высокоскоростных дорог автомобильных, железнодорожных, и наша компания в связи с их сближением и пересечением с другими линейными



### Павел Завальный:

**– ДА, ОСНОВНОЙ ПОДХОД ДОЛЖЕН БЫТЬ УНИВЕРСАЛЬНЫМ И ЗЕРКАЛЬНЫМ – ТРУБОПРОВОДЧИКИ ОБРАЩАЮТСЯ К ДОРОЖНИКАМ ИЛИ НАОБОРОТ. КОГДА ВСЕ СОГЛАШЕНИЯ СТАНУТ ТИПОВЫМИ, ВСЕ БУДУТ РАБОТАТЬ ПО ЕДИНЫМ ПРАВИЛАМ.**

**И ЕЩЕ. АНАЛИЗ ПРАКТИКИ ЗА 2022–2023 ГОДЫ ПОКАЗАЛ, ЧТО ОСНОВНАЯ ПРОБЛЕМА – ДОЛГОЕ ВРЕМЯ СОГЛАСОВАНИЯ, КОТОРОЕ ВЫБИВАЕТСЯ ИЗ ГРАФИКА. ПОЭТОМУ В ЭТИХ ТИПОВЫХ СОГЛАШЕНИЯХ НЕОБХОДИМО УСИЛИТЬ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН ЗА ВЫДАЧУ СОГЛАСОВАНИЯ ПО СРОКАМ.**



структурными объектами принимала участие и готова поделиться опытом строительства Центральной кольцевой автодороги Московской области, строительства автодороги М-12 и ее продолжения на участке от Казани до Дюртюли – Ачит.

По результатам данной практической деятельности выяснилось, что наиболее преимущественным методом реализации «пересечек», назовем их так, является техническое перевооружение. И эту концепцию «Газпром» стал применять в выдаче таких технических условий, когда объект магистрального транспорта газа, равно как и нефтепровод и любой другой продуктопровод, находится в той же оси. Это позволяет существенно сократить время на подготовку документации, это проходит экспертизу промышленной безопасности в силу положений 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». И это занимает срок (в отличие от варианта подготовки и прохождения через Главгосэкспертизу) вместо года примерно полгода.

Также при возникновении пересечений часто производятся работы путем капитального ремонта данных объектов.

Эти два механизма являются действительно наиболее приоритетными, сокращают затраты бюджетов, инвесторов и существенно ускоряют реализацию таких проектов. В конце сентября в Совете Федерации прошло очередное чтение поправок, рекомендаций юридическо-технического характера. Совет Федерации поддерживает эту инициативу «Газпрома», и, надеюсь, в скором будущем она будет реализована.

Мы в текущей деятельности готовы и дальше оказывать содействие «Газпрому», РЖД, Росавтодору как по текущим контрактам, так и в рамках законодательной инициативы на нормативно-технических советах или других площадках для ускорения этого процесса.

## Закрепить требования о переустройстве универсально и зеркально для всех сторон



**Никита Яценко,**  
заместитель директора  
правового департамента  
ПАО «Транснефть»



## Осталось донастроить созданную систему



**Антон Козлов,**  
заместитель директора  
департамента государственной  
политики в области дорожного  
хозяйства Министерства  
транспорта РФ

– Действительно, до 2019 года хоть каким-то образом вопросы переустройства фактически не были регламентированы законодательно. В границах охранных зон газопроводов, линий электропередачи, полосы отвода автомобильной дороги появлялись те или иные объекты, и никто не мог объяснить, на каком основании они появились. Были претензии владельцев этих объектов по отношению друг к другу, суды, которые не могли принять порой очень тяжелые решения – отключить газопровод, которым питается небольшой населенный пункт, или дать предписание владельцу автомобильной дороги реконструировать ее. Владельцы объектов как-то договаривались.

Впоследствии были внесены изменения в Налоговый кодекс, стали последовательно вытаскивать палки из колеса, которое не крутится, решая одну задачу за другой, появились законы и подзаконные акты. По прошествии пяти лет самые существенные вопросы более или менее решены, осталось донастроить всю систему.

### Решение одной из проблем

Если коснуться вопроса, связанного с автомобильными дорогами и заключением договоров (*дополнительные условия для владельцев трубопроводов, критикуемые «Газпром»*)



### Артем Верхов, директор департамента развития газовой отрасли Минэнерго РФ:

**– В «ДОРОЖНУЮ КАРТУ» ПО ГАЗИФИКАЦИИ ТОЖЕ БЫЛ ВНЕСЕН ПУНКТ, АНАЛОГИЧНЫЙ ВКЛЮЧЕННОМУ НЕДАВНО В ПЛАН «ТРАНСФОРМАЦИЯ ДЕЛОВОГО КЛИМАТА». В ГРАДОСТРОИТЕЛЬНОМ КОДЕКСЕ ЕСТЬ СТАТЬЯ 52.2, НО ВАЖНО РАЗВИВАТЬ РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАЛЬШЕ. ИНТЕРЕСНАЯ ИДЕЯ СДЕЛАТЬ 52.3.**

**В ЦЕЛОМ МЫ НА СТОРОНЕ «ТРАНСНЕФТИ» И «ГАЗПРОМА» ПО ОЗВУЧЕННЫМ ИМИ ПРОБЛЕМАМ И ПРЕДЛОЖЕНИЯМ. ПОХВАЛЬНО, ЧТО С РЖД РАБОТА ПРОВОДИТСЯ.**



и «Транснефть». – Прим. ред.), Минтранс увидел эту ситуацию: данный защитный механизм по большому счету себя изжил, не соответствует реалиям. Поэтому, учитывая сроки внесения изменений в сам федеральный закон, мы запустили приказ об утверждении существенных условий договоров на размещение инженерных сооружений в границах полосы отвода инженерных коммуникаций. В нем четко прописано, что требования о реконструкции владельцем инженерной коммуникации за свой счет в случае проведения дорожных работ нельзя включать в договор. При этом предусмотрели определенные оговорки в защиту владельцев автодорог. Как нам кажется, этот вопрос после издания приказа будет полностью закрыт. Сейчас идет процесс согласования в министерствах, и ожидаем, что приказ заработает либо с 1 марта, либо с 1 сентября 2024 года.

Также отмечу, что в рамках очередной ревизии «дорожной карты» «Трансформация делового климата» включен пункт по регламентации порядка взаимодействия владельцев автомобильных и железных дорог, сетей электроснабжения и трубопроводов при их взаимном пересечении, не связанном с переустройством. На практике все сложнее, поэтому было принято решение об урегулировании, условно, статьей 52.3 (*предполагаемая статья для внесения в Градостроительный кодекс. – Прим. ред.*) для тех случаев, когда не происходит переустройство. Появление такой статьи должно окончательно закрыть все вопросы взаимного размещения линейных объектов относительно друг друга.

## Приходится действовать на стыке смежного законодательства



**Юрий Нестеров,**  
начальник Управления  
по надзору за объектами  
нефтегазового комплекса  
Федеральной службы  
по экологическому,  
технологическому  
и атомному надзору

– Совершенно правильно, что в этой сфере должен быть комплексный подход. Мы очень плотно работаем с «Газпром», но не можем решить проблему, потому что всегда находимся на стыке смежного законодательства – Градостроительного кодекса и других законов.

В отношении поправок по законопроекту 1144919-7: есть уже скорректированная версия, которая учитывает все замечания. Надеемся, что реализуются те изначально заложенные решения, которые касались обоснования (*безопасности. – Прим. ред.*) не только при строительстве и реконструкции, но и при техническом перевооружении и капитальном ремонте. Эти поправки остались в нынешней редакции, внесена еще масса других, не имеющих отношения к текущей теме.

Что касается технического перевооружения. Основные признаки технического перевооружения – изменение технологического процесса, внедрение новой технологии, автоматизация опасного производственного объекта или отдельных частей, модернизация применяемых на объекте техниче-

ских устройств, замена применяемых на объекте технических устройств. То есть не простая замена одного устройства на другое, а замена, которая меняет морально устаревшее оборудование на обновленное. По этой логике построена формулировка термина «техническое перевооружение» и в налоговом законодательстве.

То, что предлагает «Газпром» и по каким схемам он реализует вопросы, связанные с пересечением, имеют место быть и жизнеспособны. Переукладка трубопровода, пусть даже в одной траншее, в большей степени носит признаки технического перевооружения. Во-первых, производится замена применяемых на опасном производственном объекте материалов, технических устройств, выполняется комплекс мер по модернизации. Сама конструкция перехода обновляется, совершенно другие опорно-центрирующие устройства, изоляционные материалы, герметизирующие устройства, элементы обустройства, то есть признаки технического перевооружения налицо. А поскольку проект технического перевооружения подлежит экспертизе промышленной безопасности, то в этой части вопрос решается.

Что здесь не совсем понятно и что требует решения? Должен быть определенный правовой статус этого понятия и с точки зрения градостроительного законодательства, наоборот, чтобы не было разрывов в части нормативных требований.

Есть другие ситуации, которые усложняют тему переустройства, – стесненные условия, нарушение минимальных расстояний. Здесь действительно надо применять риск-ориентированный подход, делать оценку рисков. В этой части с учетом тех норм, которые заложены в измененном формате 116-ФЗ, обоснование можно применять.

Но основная проблема заключается в следующем: есть требование к проектной документации на строительство, на реконструкцию, которое отражено в постановлении № 87, но нет требований к составу и содержанию проектной документации. Этот вопрос надо еще решать. ●

В начало



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

## Пересечения разные – подход должен быть один

– Предлагаю создать рабочую группу с участниками данной дискуссии, профессионалам всех сторон надо обсудить все спорные вопросы, прийти к единственно правильным согласованным решениям и затем выйти с формализованными предложениями по внесению изменений в закон или нормативное правообеспечение. Также нужна регламентация соглашений, они должны быть обязательными типовыми.

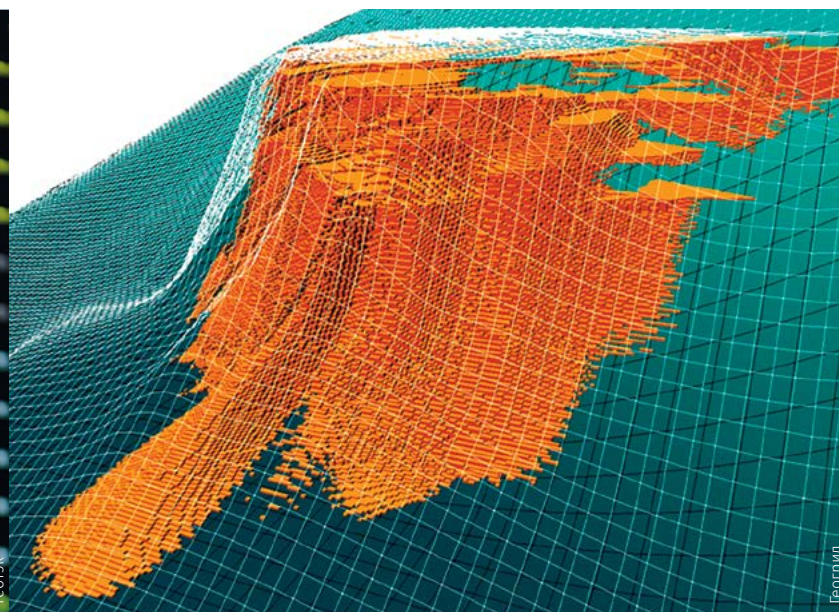
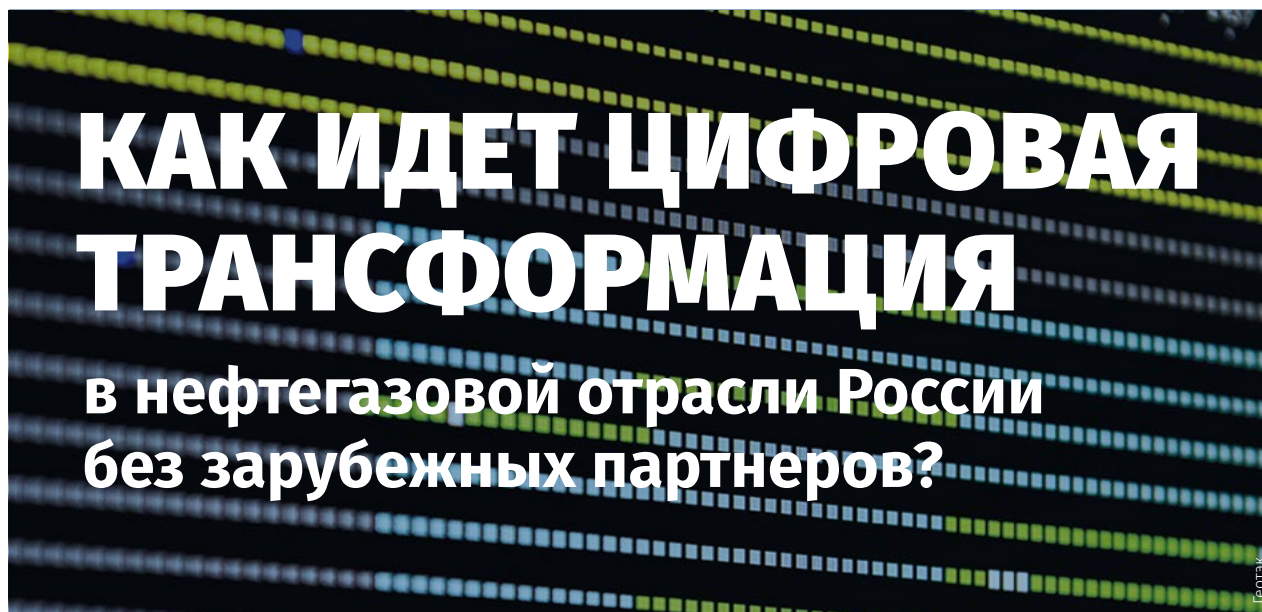
Рабочая группа будет постоянно действующим механизмом, будем работать в рамках техрегламента, тогда взаимопонимание будет полное.

Так мы можем создать хорошую взаимовыгодную конструкцию для решения всех вопросов пересечений инфраструктуры. Пересечения все разные, а подход будет один.



# КАК ИДЕТ ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ

## в нефтегазовой отрасли России без зарубежных партнеров?



### Потеряли что имели

Не секрет, что в предыдущие десятилетия почти все программное обеспечение в стране стало импортным. Главная причина в том, что деиндустриализация страны, произошедшая в 1990-е годы, привела к закрытию большинства отраслевых НИИ и проектных организаций, оказавшихся невостребованными в новой ситуации, когда негласно было принято главное правило в отношениях с промышленно развитыми странами мира: сырье в обмен на технологии. А ведь до начала 1990-х почти все в российском нефтегазе было своим,

отечественным, или почти своим, как на стадии поисков и разведки, так и на стадии эксплуатации.

Но к началу 2000-х годов от отечественных технологий почти ничего не осталось, как не осталось и кадров, способных проектировать и создавать сложные современные системы во всех отраслях промышленности. Новые рыночные отношения «выдавили» их из хозяйственной цепочки, а сложившаяся тогда мода на гуманитарное и экономическое образование привела к утрате необходимых инженерных и технологических компетенций на десятилетия. Оставшиеся изобретатели и разработчики-энтузиасты обивали пороги министерств и крупных корпораций со своими предложениями, но везде слышали один и тот же ответ: «Отстаньте,

у нас и так есть все необходимое!» Разумеется, это необходимое, включая и программное обеспечение, поставлялось ведущими зарубежными компаниями и их филиалами. Я знаю немало таких людей той поры, которые сейчас стали глубокими пенсионерами или ушли в мир иной, но тогда их никто не слушал. Это было «не в тренде».

Первый серьезный «звонок» прозвенел в 2014 году, когда в отношении России стали вводить серьезные санкции в ключевых отраслях, но особенно в нефтегазе, основном источнике российского бюджета.

### Импортозамещение. Первая волна-2014

Ответ на те санкции не заставил себя долго ждать, и правитель-

ством были приняты срочные меры к возрождению отечественных технологий, после чего во всех российских СМИ зазвучало слово «импортозамещение». Заниматься им поручили Минпромторгу. Централизованно выделялись немалые средства на проектирование самых разнообразных «импортозамещений», которые затем тщательно отбирались для финансирования из предложенных разработок. Средства, как правило, агрегировались у крупного государственного оператора в лице какого-либо отраслевого научно-производственного центра, который далее распределял их по конкретным проектам.

Спустя несколько лет по итоговой отчетности все выглядело неплохо, но, по сути, использовать новые разработки

на практике не было возможности по двум основным причинам. Первая состояла в том, что разработка заканчивалась лишь подготовкой технической документации, а до изготовления опытного образца было почти так же далеко, как и в начале пути. Поэтому такая бумажная отчетность оставалась «лежать на полке» с призрачными надеждами быть воплощенной в реальные изделия.

Вторая причина заключалась в отсутствии мотивации у предприятий и организаций использовать новые отечественные разработки. Например, даже если в рамках программы импортозамещения удалось создать и испытать изделие с приемлемыми параметрами, то нет никаких механизмов заставить хозяйствующие субъекты их приобретать и ими пользоваться. По существующим законам и нормативным актам в рамках тендерных закупок предпочтения отдаются вариантам с меньшей ценой. А цена при изготовлении отечественного «штучного» образца или минимальной серии никак не может конкурировать с массовым зарубежным производством аналогичной продукции, даже полученной с надбавкой к цене по «серым схемам» в обход санкций. Автору довелось быть свидетелем одного из таких случаев, когда изготовленное в рамках программы импортозамещения отечественное изделие с хорошими техническими характеристиками так и осталось невостребованным для производства. И таких случаев много.

### Доколе изобретать велосипед...

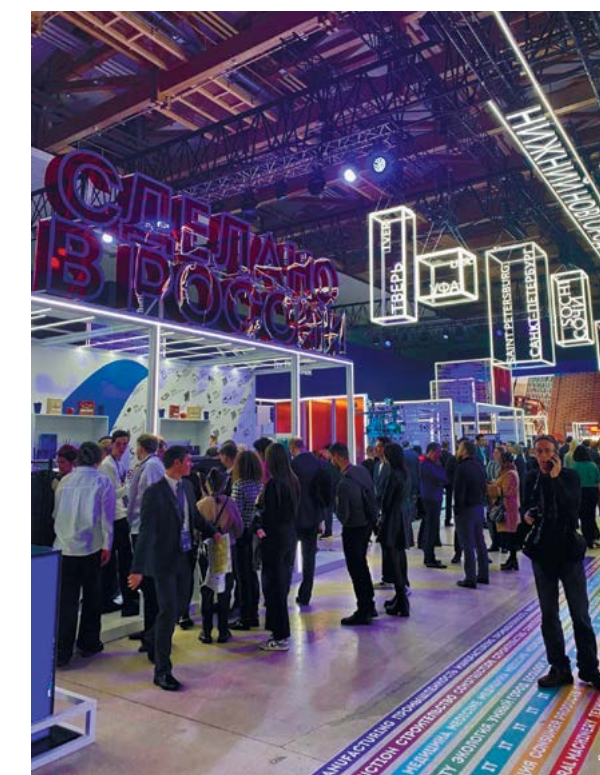
Еще одной проблемой импортозамещения второй половины 2010-х является попытка копирования аналогов для достижения технологического статус-кво своими силами. Но ведь то, что используется в производстве в текущий момент, было разработа-



**Юрий Ампилов,**  
д.ф.-м.н., профессор,  
заслуженный деятель науки РФ

но как минимум несколько лет назад. А на разработку техзадания, технической документации, на проектирование, испытание, апробацию и внедрение таким образом «импортозамещающего» объекта потребуются немалый срок. В итоге может получиться так, что мы получим технологию, которая отстанет от мировой лет на двадцать.

Чтобы это предотвратить, надо закладывать в проект самые передовые решения. Но тут мы опять упираемся в кадровую проблему: нет критической массы высококвалифицированного



Журнал «Газовый бизнес» попросил известного ученого и писателя профессора Юрия Ампилова поделиться своими наблюдениями о ходе преодоления сложностей в достижении технологической независимости российской нефтегазовой отрасли



### ИЗЪЯНЫ ПЕРВОЙ ВОЛНЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ:

- ОТ РАЗРАБОТКИ ДО ВНЕДРЕНИЯ – ДИСТАНЦИЯ ОГРОМНОГО РАЗМЕРА
- ПОТЕНЦИАЛЬНЫМ ЗАКАЗЧИКАМ НЕ ИНТЕРЕСНО ПРИОБРЕТАТЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ «АНАЛОГИ»
- КОПИРОВАТЬ ДАВНО РАБОТАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ – ПУСТАЯ ЗАТРАТА ВРЕМЕНИ, СРЕДСТВ, СИЛ. ТО ЕСТЬ ПУТЬ В НИКУДА

инженерно-конструкторского корпуса ни в отраслевых НИИ и КБ, ни на предприятиях, частных или государственных, о чем уже говорили выше. Нет и оборудования высокого класса точности, чтобы все это серийно изготавливать.

То же самое касается и IT-отрасли. Хотя развернутая кампания импортозамещения первой волны, как правило, не касалась разработки программных средств. Считалось, что здесь нет большой проблемы и российские программисты, разработки которых предыдущие десятилетия отвергались нефтегазовыми компаниями, с этим без труда справятся. Однако большинство из них уже к тому времени были сотрудниками зарубежных компаний, работающих по всему миру, и в России тоже.

### Белые пятна отраслевого сервиса, или Имитация локализации

В поле зрения тогда попало лишь программное обеспечение для гидроразрыва пласта. Вдруг в одночасье «выяснилось», что почти 100% систем ГРП, функционирующих в России, импортные, хотя этот сервис зачастую выполнялся и российскими компаниями. Но, как оказалось, у них и оборудование и программное обеспечение тоже было почти полностью зарубежным.

Та же ситуация была и в морской геофизике. Тендеры «Газпрома» и «Роснефти» на проведение сейсморазведочных работ на шельфе выигрывали российские компании, а работы

выполняли иностранные подрядчики – PGS, WesternGeco, Polarcus, CGG и другие. После введения санкций 2014-2015 годов, когда эти компании вынуждены были уйти с российского рынка, их с успехом заменили китайские субподрядчики – в морской геофизике, бурении на шельфе, а также в других сегментах.

В то же время в СМИ успешно рапортовали, что все делаем сами. Разве нет? Ведь и первичные договоры заключены по результатам тендеров с российскими сервисными компаниями. Таким образом, по большому отчету получалось, что основную технологическую зависимость мы успешно преодолеваем. Сотрудники крупных российских добывающих компаний в самом деле полагали, что подрядчики, выигравшие тендеры, делают все сами с использованием российских технологий и оборудования?

Так или иначе, 2014 год и последующие санкции стали «золотым часом» для китайских производителей, которые очень быстро

заняли освободившиеся ниши, за счет чего развивали свои технологии и испытывали их в наших суровых климатических условиях. В Россию перенесли в лучшем случае «отверточные» сборки конечных изделий из китайских комплектующих с соответствующим переклеиванием ярлыков. Как ни крути, за редким исключением тогда был упущен серьезный шанс на возрождение своих технологий в ключевых отраслях отечественной промышленности.

### Пока гром не грянет...

Гром грянул в 2022-м на полную мощь, хотя молнии сверкали еще с 2014-го и даже раньше, но их старались не замечать. Справедливости ради, кое-что делалось и раньше, но доброй воли к широкому внедрению своих разработок было недостаточно. Теперь нефтегазодобывающие компании получили прямые указания «сверху» и были вынуждены принять программы действительно, а не показного импортозамещения. Шутки в сторону, надо работать.

### Собираем, что умеем. Сейсморазведка и геомоделирование

Что показывает ревизия сильных сторон отечественного нефтегазового сервиса и оснащения?

- В России традиционно, еще со времен СССР, была хорошая

школа специалистов в области обработки данных сейсморазведки. Во многом она сохранилась, и сегодня налицо несколько конкурирующих работающих систем. Правда, база внедрения у каждой из них не так велика, как ранее у советских систем обработки СЦС-3 и СЦС-4. Но методически в большинстве из них присутствуют все необходимые процедуры обработки, как и в зарубежных системах. Есть и отдельные оригинальные решения, но опять же недостаточно апробированные.

Немало занимался в свое время вопросами обработки и интерпретации данных сейсморазведки и автор данной статьи [1-3]. Да и сейчас совместно с учеными кафедры вычислительной механики МГУ им. М. В. Ломоносова мы получили предварительный результат по решению важнейшей прикладной задачи в этой области в достаточной общестойкости [4]. Для завершения исследования требуется доступ к вычислительным мощностям суперкомпьютеров, и в ближайшее время рассчитываем его получить на приемлемых для исследователей условиях.

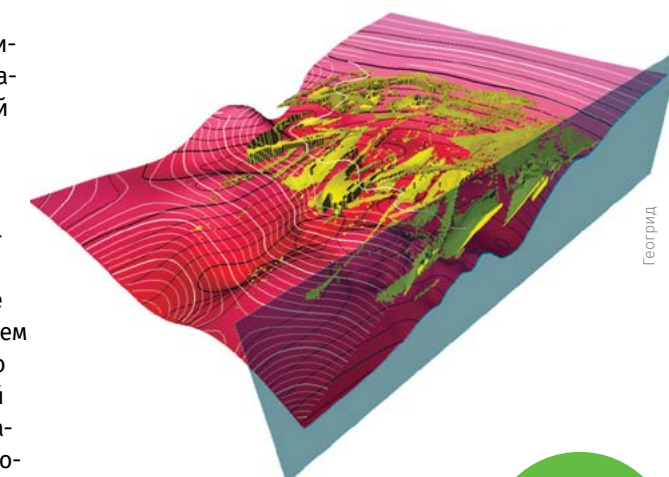
• Есть отечественные решения и в следующем звене технологической цепочки изучения недр. Для построения цифровых геологических моделей нефти и газа в 2000-е годы уже довольно широко применялась система DV-Geo, первоначально родом из ЦГЭ (Центральная геофизическая экспедиция во времена СССР была основной организацией, разрабатывающей прикладное программное обеспечение). Именно на ее основе экспертиза ГКЗ принимала запасы месторождений на баланс. Впоследствии система преобразовалась в пакет Georlat, который в настоящее время развивается уже самостоятельно, постепенно наполняясь как модулями сейсмической интерпретации, так и алгоритмами построения сеточных промыслово-геологических моделей.

Функции цифрового геологического моделирования покрывает и довольно широко известный уже более 10 лет отечественный пакет T-навигатор. Более того, он предусматривает и полный цикл гидродинамического моделирования, используя для этого цифровые модели, построенные также внутри своей среды. Причем за счет хорошо организованного распараллеливания вычислений гидродинамическое моделирование в нем во многих случаях обходится без процедуры апскейлинга – укрупнения ячеек модели, необходимого для ускорения весьма трудоемких вычислений при численном решении сложных задач фильтрации в неоднородной пористой многофазной среде.

### Арсенал в остатке

Есть и еще одно интересное явление, возникшее после масштабного введения санкций. Нельзя сказать, что зарубежные компании ушли с российского рынка, «захватив все свое с собой». Некоторые из них передали свой бизнес российскому менеджменту на определенных условиях, различных в каждом случае. В итоге на их месте возникли чисто российские компании, например такие, которые продолжают предоставлять качественные услуги уже под отечественным брендом. Например, «Бурсервис» покрывает значительную часть технологической линейки матобеспечения: от сейсмической обработки и интерпретации до построения геологических и гидродинамических моделей, и далее вплоть до моделирования ГРП, с чем у нас пока есть проблемы.

Компания Schlumberger также оставила в России свой работающий филиал, укомплектованный преимущественно российскими гражданами. Чтобы не остаться без заказов в условиях реально начавшегося импортозамещения, разрабатываются и поддерживаются



ПО РЯДУ НАПРАВЛЕНИЙ У НАС ТРАДИЦИОННО ХОРОШАЯ СИЛЬНАЯ ШКОЛА



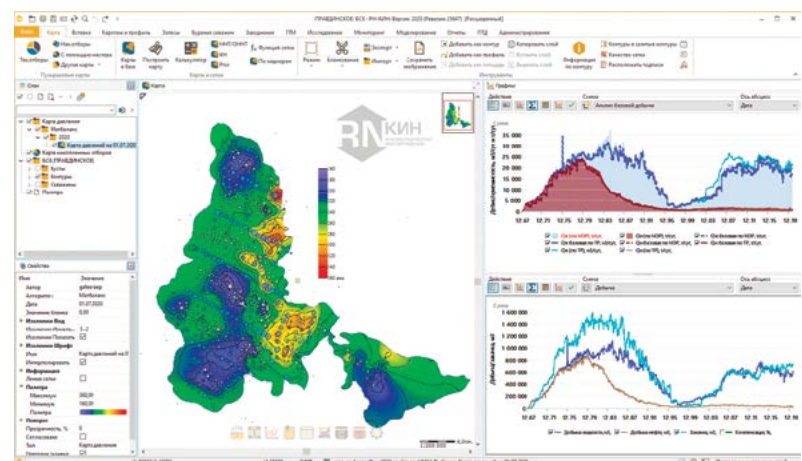
для российских пользователей модификации тех узнаваемых программных средств, к которым за предыдущие годы в нефтегазовой отрасли все привыкли, например тот же «Петрель».

Есть и иной пример крупной компании, которую санкции в этой части практически не затронули. Руководство «Сургутнефтегаза» с момента основания взяло курс на максимальное использование собственного сервиса, а значит, и своего программного обеспечения. Трудно судить, насколько хорошо у них получилось, поскольку представителей этой весьма закрытой компании очень редко можно увидеть на всевозможных научно-практических конференциях, как и нет серьезных публикаций ее сотрудников в открытой печати, видимо, в силу жестких внутрикорпоративных правил. Но если судить о производственных достижениях, то в целом дела у компании идут весьма неплохо.

К сожалению, все вышесказанное – лишь отдельные эпизоды, которые пока не складываются в общую приемлемую картину.

### Сообща и без конкуренции?

В мировом нефтегазовом бизнесе все устроено так, что добыва-



ющие компании, по сути, не так много делают самостоятельно. Значительную часть работ они делегируют многочисленным подрядчикам, которых отбирают на тендерных процедурах. Задача самой компании лишь грамотно сформировать техническое задание на необходимые виды работ, а затем отобрать наиболее квалифицированных исполнителей, предложивших приемлемую цену за свои услуги.

На самом деле это тоже непростая задача, потому что сама компания должна обладать необходимым набором компетенций, чтобы эти разрозненные элементы, которые она отдает выполнять на аутсорсинг, составляли единый технологический процесс. При этом, однако, добывающей компании не надо заботиться обо всех технологиях и программном обеспечении. Это удел сервисных подрядчиков, которые должны их развивать, чтобы не только выжить, но и получать прибыль в условиях конкуренции.

Это и является основным стимулом развития многочисленных технологий и соответствующих программных средств – конкуренция.

В России складывается иная ситуация. Мелкие независимые нефтяные компании уходят со сцены, во многом из-за налогового маневра, уступая место крупным компаниям формата ВИНК даже на небольших место-

рождениях. Многие ВИНК стараются организовать основной сервис у себя внутри, а значит, и вся IT-линейка должна быть им доступна.

Но разработать столь разнообразное математическое обеспечение только своими силами нереально. Столько квалифицированных кадров по самым разнообразным компетенциям не собрать внутри даже крупной и успешной компании, тем более это не их прямой бизнес. Можно было бы все это приобрести на стороне, но на сервисном рынке своего российского совсем немного после 30-летнего использования исключительно импортных разработок.

Выход компании ищут в объединении усилий. В 2022 году 13 крупнейших российских компаний, зачастую являющихся конкурентами, объединились для этой цели и создали индустриальный центр компетенций (ИЦК) «Нефтегаз, нефтехимия и недропользование». Был организован сбор потребностей для импортозамещения, определено 12 ключевых направлений – от геологоразведки и далее по всей цепочке до разработки, обустройства промыслов и реализации продукции. Руководитель «Газпром нефти» Александр Дюков говорил: «... Выбрали 28 проектов, как особо значимые. Государственного финансирования не просили, разработка идет в рабочем режиме компа-

ниями-участниками. В основном эти проекты будут реализованы к концу 2025 года» («Интерфакс», 1 июня 2023).

### В качестве кейса

Автор данной статьи недавно участвовал с несколькими докладами на конференции «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая независимость», организованной «Роснефтью» в Уфе 17-20 октября 2023 года. До 700 специалистов из различных организаций России, Беларуси и Узбекистана сделали более 200 докладов. На конференции рассматривались многие разработки, которые курирует «Роснефть» в рамках упомянутого ИЦК, а также обсуждались возможные новые направления, предлагаемые учеными и специалистами из сторонних организаций и вузов Москвы, Санкт-Петербурга, Новосибирска, Тюмени и других городов. В онлайн-режиме дополнительно подключались около 2 тыс. человек. В центре особого внимания были современные IT-решения, инновационные технологии в области разведки и добычи углеводородов, успешные примеры цифрового моделирования, степень готовности которых также была предметом обсуждения.

Официально за «Роснефтью» в данном ИЦК «Нефтегаз» бы-

ло первоначально закреплено 7 проектов, но для своих внутренних нужд компания в координации с другими организациями разрабатывает около 20 специализированных пакетов программ.

С определенными условностями можно сказать, что на сегодня относительно «прикрытыми» являются направления сейсмической обработки и интерпретации (RN СЕЙСМ), геологического (RN ГеоСИМ) и гидродинамического (RN КИМ) моделирования. Кроме того, в тестовом производственном режиме работают и такие модули, как RN КИН (управление разработкой месторождения) и RN ГРИД (моделирование гидроразрыва пласта), а также ряд других, находящихся в разной степени готовности.

Декларировано, что, например, у «ГеоСИМ» уже более 200 пользователей и не менее 35% месторождений «Роснефти» имеют цифровые модели, построенные в этом пакете. Те же показатели для пакета RN КИМ выглядят еще более внушительными: более 500 пользователей и более 1500 построенных моделей, а у RN КИН вообще фантастическое число пользователей – более 3 тысячи. Не совсем понятно, откуда их столько взялось, но число впечатляет.

Наиболее чувствительным в первые годы первой санкционной волны оказалось отсутствие своего программного обеспечения для моделирования и прове-

дения ГРП – операции, без которой немыслима не только сланцевая добыча, но и разработка любых ТРИЗ, доля которых в общей нефтегазодобыче постоянно возрастает. Согласно данным, представленным на конференции, разработанный для этих целей под эгидой «Роснефти» пакет RN ГРИД используется более чем 400 пользователями, и с его помощью уже проведено свыше 33 000 операций.

### Процесс бесконечен по своей природе

Разумеется, до полного закрытия всех IT-проблем отечественным софтом в нефтегазовом секторе дистанция немалая, но, как говорится, дорогу осилит идущий. В кулуарах конференции кто-то говорил, что «наверх» отправили отчетность о том, что на текущий момент 76% импортного «софта» замещено, но автор статьи весьма сомневается, что это реальная цифра. Потому что этот показатель объективно никак нельзя измерить.

Более того, у этого процесса никогда не будет финиша. Все постоянно развивается, модели усложняются, появляются новые технологии, и это не может в какой-то момент закончиться.

Одно бесспорно: решить основные проблемы с разработкой математического обеспечения для нефтегазового сектора – это реальная задача даже для усеченного в нынешних условиях корпуса российских программ-

**У ЭТОГО ПРОЦЕССА НИКОГДА НЕ БУДЕТ ФИНИША! ВСЕ РАЗВИВАЕТСЯ, ЗАДАЧИ УСЛОЖНЯЮТСЯ, И ЭТО НЕ МОЖЕТ ЗАКОНЧИТЬСЯ В КАКОЙ-ТО МОМЕНТ**



**БЕССПОРНО: РЕШИТЬ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ С РАЗРАБОТКОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА – РЕАЛЬНАЯ ЗАДАЧА**

стов и профильных специалистов.

Проблемы высвечены, идеи и желание есть, финансовые ресурсы найти можно. Вопрос в том, с каким качеством это удастся сделать и на каких вычислительных ресурсах реализовать. То, что можно рассчитать и моделировать на обычных средних рабочих станциях, без сомнения будет сделано. Но для серьезных задач, которых немало, нужны суперкомпьютеры и современные графические процессоры, позволяющие распараллеливать большие вычисления. А вот с этим пока проблемы, потому что элементная база преимущественно остается зарубежной и подсанкционной.

Тем не менее, безусловно, есть надежды на поступательное развитие в этом направлении и постепенное, шаг за шагом, решение всех возникающих вопросов. ●



### Литература:

- Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / М., ООО «Центральное издательство геофизической литературы» – «Спектр», 2008, 384 с.
- Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1./«Технологии сейсморазведки», №4, 2009, с. 3-16.
- Ампилов Ю.П. Опыт построения объемной геологической модели с использованием данных 3D-сейсморазведки на примере Штокмановского ГКМ. / Вестник ЦКР Роснедра, 2010, № 1, с. 7-16.
- Ампилов Ю.П., Вершинин А.В., Левин В.А., Петровский К.А., Приезжев И.И., Штейн Я.И. Возможности полноволнового сейсмического моделирования на основе цифровой геологической модели с использованием метода спектральных элементов / «Геомодель – 2023» – 25-я юбилейная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, с. 4-8.

В начало



# УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ ЧЕРЕЗ ДАТА-ЦЕНТРЫ

По материалам круглого стола «Утилизация попутного нефтяного газа через дата-центры», организованного 2 ноября 2023 года Российским газовым обществом и УК «Битривер» в рамках XII Петербургского международного газового форума (ПМГФ-2023).

## Надо изыскивать все возможности при решении задачи утилизации ПНГ



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

– Вопросы утилизации попутного нефтяного газа в последние годы активно решаются добывающими компаниями, местами достигнуты хорошие показатели, но эти успехи фрагментарны и в целом по отрасли скромнее, чем хотелось бы. Для многих крупных компаний и на многих знаковых проектах эта проблема все еще не решена: факелы горят, выбрасывают продукты сжигания в атмосферу, компании платят солидные штрафы.

### Проблема ПНГ остается

Утилизация ПНГ остается довольно сложной задачей с индивидуальным набором трудностей для каждого месторождения.

Нефтедобывающим компаниям надо не только решить, как именно утилизировать, но и создать соответствующую инфраструктуру. Необходимо ответить на другой вопрос – как это скажется на себестоимости добычи нефти. При включении в контур добычи полезной утилизации ПНГ затраты растут. Поэтому вопрос, как распорядиться попутным газом, чтобы не нарушить экономику, а еще лучше – получить выгоду, остается остро актуальным.

Принятая много лет назад в России политика значительного увеличения штрафов за сжигание ПНГ дала импульс, процесс пошел. Компании стали закладывать в экономику суммы штрафов или проектов утилизации, и во многих случаях нашли решения.

В Ханты-Мансийском автономном округе, например, многие компании достигли целевого показателя утилизации ПНГ 95%, а некоторые превысили эту планку. Кто-то направляет попутный газ на генерацию энергии для собственных нужд, где-то налажены поставки жирного газа – как сырье или в бытовой сектор.

Но универсального решения нет: на собственные нужды и снабжение близлежащих поселков порой не надо столько энергии, сколько можно получить с попутно добываемых объемов; на нефтегазохимию не везде удастся наладить рентабельную или даже технически возможную подготовку с доставкой, а использование такого

газа в быту имеет свои ограничения по нормам безопасности.

Поэтому возникшая недавно тема утилизации ПНГ через его монетизацию для снабжения энергоемких вычислительных центров, включая создание криптовалюты, представляется очень интересной. И очень актуальной именно для таких случаев, когда нет другого способа утилизации ПНГ помимо сжигания или обратной закачки в пласт.

### Синергия столь различных задач

По данным прошлогоднего исследования «Выгон консалтинг», на месторождениях России сегодня работает более 10 фирм, которые добывают криптовалюту, и суммарно потребляемая их оборудованием мощность достигла 85 МВт. Это составляет 23% от мощности всех майнинговых центров страны. Центры обработки данных при месторождениях потребляют электроэнергию, которая производится с использованием ПНГ, при этом нефтяные компании непосредственно в майнинге не участвуют, они только продают электроэнергию для IT-центров. Таким образом, добывающие компании, разрешая размещать дата-центры рядом с месторождениями, монетизируют попутный газ.

Майнеров же привлекает низкая себестоимость производимой электроэнергии. Добывающие компании ежегодно используют в электроустановках 17 млрд м<sup>3</sup> ПНГ – это общий объем утилизации таким способом. Из этого объема сегодня на энергоснабжение майнеров уходит 280 млн м<sup>3</sup>, не так много. Большой экономический эффект может дать более широкое использование майнинговых ферм и центров обработки данных для монетизации ПНГ. А в перспективе можно получить и дополнительный эффект – путем монетизации тепловой энергии, выделяемой майнинговым оборудованием в немалых объемах.

При оптимистичном сценарии на майнинг можно направить треть всех сжигаемых сегодня объемов ПНГ, что позволит значительно повысить показатель утилизации.

### Требуется регулирование

Однако на пути такого оптимистического сценария немало трудностей. Главное – это нормативное обеспечение, в первую очередь в отношении майнинга, который как вид деятельности пока находится в «серой» зоне. Закон о цифровых финансовых активах пока только определяет понятие цифровой валюты. Остальные аспекты требуют юридической проработки. В данный момент в России нельзя использовать криптовалюту для платежа или обмена, не ясен порядок налогообложения в этой области.

Не только майнеры, но и некоторые регионы выходят с предложениями решить эту проблему. Например, в Иркутской области самая низкая стоимость электроэнергии и там работает много майнеров – и компании, и физические лица. Доходит до негативного эффекта: эта деятельность так нагружает энергосистему, что уже возможны отказы.

В подавляющем большинстве стран, в первую очередь с избыточными энергетическими мощностями, майнинго-

вая деятельность разрешена, а на дата-центры для энергоемких вычислений распространяются общие положения законодательства в части электроэнергетики и охраны окружающей среды. На территории Евразийского экономического союза есть примеры стимулирующего регулирования майнинга, в частности в Белоруссии. По сути, в мире ограничения майнинга наблюдаются главным образом в странах с дефицитом электрогенерирующих мощностей, поскольку чрезмерно активный майнинг приводит к неконтролируемому росту энергопотребления. Если же нагрузка ложится на объекты угольной генерации, например в таких странах, как Китай, где доля угля в энергогенерации составляет 60%, то, конечно, этот путь не позволит развиваться энергетике в правильном направлении.

В России нет проблем угольного крена в энергогенерации, как во многих странах. Но мы стремимся достичь все более высоких стандартов в плане экологичности нашего ТЭК, и попутный газ на наших нефтепромыслах остается не до конца решенной проблемой.

Чтобы майнинг и криптовалюта заработали в полном объеме на благо отечественной экономики, необходимо в первую очередь разработать сбалансированное законодательство, нужно закрепить определение майнинговой деятельности, другие релевантные понятия, определить порядок налогообложения, легализовать обращение криптовалют.

Для эффективного функционирования майнинговых компаний с точки зрения электроэнергетики необходимо расширить программу управления спросом и систему обращения зеленых сертификатов. Закон уже принят, эта система начала функционировать.

Нельзя забывать о возможных негативных последствиях, связанных с повышением нагрузки на энергосистему. Выходом может стать дифференциация тарифа на электроэнергию в зависимости от объема ее потребления. Сегодня такое право есть у субъектов федерации.

Пилотный майнинговый проект был запущен в Югре в 2020 году компанией «Газпром нефть» на месторождении имени Александра Жагрина, что уже сделало этот регион пилотным для создания нормативной базы производства в России и выводе производства биткоинов из «серой» зоны.

В рабочем режиме на площадке Российского общества мы можем собрать, рассмотреть предложения, какие изменения надо внести в законодательство.

## Майнинг идет туда, где есть избытки энергоресурсов



**Игорь Рунец,**  
генеральный  
директор  
УК «Битривер»

– Майнинг в первую очередь – это энергоемкий процесс, связанный с обработкой транзакций на распределенной сети блокчейна. Поэтому майнинг с момента своего возникновения искал источники электроэнергии с дешевой конкурентной ценой по всему миру.

Сейчас майнинг тяготеет к регионам с так или иначе сложившейся профицитностью электроэнергии. Концентрация майнинга наблюдается в США, в тех штатах, где построено большое число объектов возобновляемой энергетики либо энергетики, работающей на природном газе. В России исторически майнинг был притягателен в Иркутской области, где цены на электроэнергию были на достаточно низком уровне, и ряде других регионов.

Отличительной характеристикой майнинга является отсутствие привязки к какой-либо физической инфраструктуре. Майнинг может осуществляться эффективно там, где есть избытки электроэнергии. Для майнинга нет необходимости в строительстве портовой и дорожной инфраструктуры, больших центров населения и так далее. Уникальная характеристика майнинга – его полная отвязка от какой-либо финансово тяжелой инфраструктуры.

### ПНГ – уникальный энергоноситель

Майнинг идет туда, где есть избытки электроэнергии либо энергоносителя. С этой точки зрения попутный нефтяной газ является уникальным энергоносителем, потому что не везде есть возможность его закачать в газотранспортную систему либо полезно использовать другим образом.

Опыт использования попутного нефтяного газа для майнинга уже был приобретен в таких странах, как США, Канада, Кувейт, Оман, Казахстан, Саудовская Аравия и ряде других. Это направление весьма активно развивается крупными нефтяными компаниями, такими как, например, ExxonMobil, которые совместно с Black Rock построили достаточно большие объекты по майнингу криптовалюты именно на попутном нефтяном газе.

В России майнинг на попутном нефтяном газе тоже активно стал развиваться. Мы реализуем ряд проектов в Ямало-Ненецком автономном округе на Новопортовском месторождении, на Мессояхе и в Оренбургской области. В настоящий момент в портфолио компании «Битривер» майнинг на попутном нефтяном газе достиг примерно 40 МВт, это примерно половина всего российского майнинга на попутном газе и порядка 7% от всех наших мощностей, включая другие энергоресурсы.

### Для отраслевых дата-центров

На мой взгляд, имеет смысл рассматривать майнинг в более широком понимании, чем просто генерация криптовалюты. Он создает платформу для использования вычислительных мощностей в решении других задач, а сейчас высокими темпами растет отраслевой спрос на энергоемкие вычисления, которые не требуют широких каналов передачи данных либо стопроцентной надежности электроснабжения. Это, например, обработка графической информации, рендеринг, моделирование.

К нам приходят компании, которые используют майнинг и для гейминговых задач, и для научно-исследовательской работы, большой класс потребителей вычислительных мощностей связан обработкой информации для искусственного интеллекта. Это направление сейчас очень активно развивается, некоторые майнинговые компании, например в США, сделали это своим вторым направлением бизнеса.

Все сегодня приходят к выводу, что потребность в электроэнергии для вычислительных мощностей будет расти в геометрической прогрессии. Майнинг сейчас, опережая на шаг, создает фундамент для развития этих направлений. С этой точки зрения он укрепляет технологический суверенитет нашей страны, так как формирующаяся платформа в дальнейшем будет использоваться для широкого спектра вычислений.

Имеет смысл также проанализировать и другие синергетические эффекты. Например, в районах Крайнего Севера, таких как Югра и Ямал, есть возможность использования тепла, которое вырабатывается майнинговыми объектами и дата-центрами для реализации других проектов, в том числе проектов продовольственной безопасности. Кооперация с тепличными хозяйствами – вертикальными

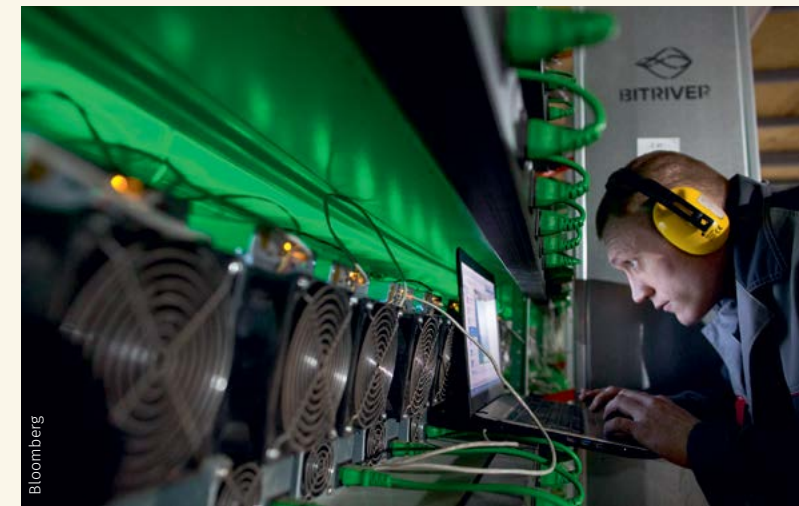
и традиционными теплицами – может в разы сократить затраты, необходимые для выращивания овощей в районах Крайнего Севера. На мой взгляд, это необходимо иметь в виду и серьезнейшим образом анализировать.

### Белые пятна регулирования

Необходимо обратить пристальное внимание на проблемное место этой отрасли – регулирование. Для майнинга крайне необходимо в настоящий момент введение отдельного кода экономической деятельности. Сейчас этот вопрос рассматривается в профильных министерствах и аппарате правительства. Скорейшее решение данного вопроса позволит сделать следующий шаг по введению майнинговой деятельности в правовое поле Российской Федерации, ускорит решение таких вопросов, как выработка надлежащего налогообложения.

Федеральная налоговая служба уже сформулировала основные принципы и закономерности налогообложения майнинговой деятельности, в настоящий момент они дорабатываются, и, я думаю, в следующем году могут уже быть введены. Это позитивный сигнал для отрасли.

Следующий проблемный момент, над которым сегодня активно работают Центробанк, Министерство финансов и который должен быть отрегулирован федеральным законом, – это механизмы обращения, обмена, продажи



криптовалюты. Для майнинга это механизмы реализации произведенной продукции.

Данная отрасль имеет колоссальный потенциал в России и может внести колоссальный вклад в обеспечение технологического, экономического и финансового суверенитета нашей страны.

## Новые точки экономического интереса будут полезны и для бюджета региона



**Сергей Черняев,**  
заместитель губернатора  
Ханты-Мансийского  
автономного округа – Югры

– Эффективное использование и полезная утилизация попутного нефтяного газа – это действительно приоритет всей отрасли и Российской Федерации в целом. Особенно в контексте климатической доктрины, которая принята Россией.

Югра на протяжении более чем 10 лет совместно с предприятиями-недропользователями последовательно вырабатывает программы и механизмы полезной утилизации попутного нефтяного газа. В области утилизации ПНГ у нас есть блок стимулирующих мер.

Есть эффекты: компании топливно-энергетического комплекса, которые работают в Югре, уверенно держат планку использования ПНГ 95%. Например, в 2022 году в Югре было добыто 32,4 млрд м<sup>3</sup> попутного газа, из этого объема использовано полезным образом 31 млрд м<sup>3</sup>.

Традиционно использование ПНГ идет по двум направлениям. Первое – переработка и дальнейшая поставка как полезного сырья для нефтехимии, этим у нас в автономном округе занимается 9 газоперерабатывающих предприятий. Второе – энергетика, использование ПНГ в работе газопоршневых газотурбинных установок, их в автономном округе порядка 83. В целом 16% электроэнергии вырабатывается именно на попутном нефтяном газе.

По использованию ПНГ есть проблема на удаленных, сложных месторождениях, поэтому дополнительные возможности вызывают огромный интерес как правительства автономного округа, так и заинтересованных участников.

Многие моменты, в частности эффективность использования на том или ином месторождении майнинг-оборудования, может показать конкретная финансовая модель. Но нужна доработка законодательства.

Глобальная повестка в этом направлении – интересная, и ХМАО на площадке Российского газового общества готов принять активное участие в работе по новому направлению деятельности. И естественно, если это будут точки экономического интереса, то они будут полезны и для бюджета автономного округа.



## Мы приветствуем партнеров, которые дадут нам возможность заработать по всей нашей производственной цепочке



**Илья Баранов,**  
начальник департамента  
газовых проектов и эксплуатации  
ПАО «Газпром нефть»

– Основные задачи в контексте данной темы для компании «Газпром нефть» – это, с одной стороны, повышение уровня использования генерирующих мощностей там, где их профицит, и с другой – повышение доходности от добываемого попутного нефтяного газа там, где есть объемы, которые так или иначе требуется использовать. С этих двух направлений деятельности мы рассматриваем сферу майнинга.

Безусловно, у нее есть определенные ограничения, такие как волатильность рынков цифровых активов, все мы могли это наблюдать, особенно в последнее время. А также то, что сегодня законодательное регулирование данной отрасли в России пока только формируется.

С этой точки зрения мы рассматриваем и роль нашей компании в подобных проектах – организация генерирующих мощностей является задачей партнера. Здесь стоит отметить, что в последнее время появилась сложность с привлечением

генерирующих мощностей: в частности, рынок газопоршневых электростанций несколько ограничен.

Во всех рассматриваемых случаях у нас существуют базовые требования, которые мы просим партнеров безусловно выполнять. Первое – соблюдение требований производственной безопасности, потому что работа ведется на опасном активе, в пределах расположения наших месторождений. Это требование является важным аспектом. Второе – готовность к долгосрочному сотрудничеству и наличие успешного опыта реализации аналогичных проектов.

Данный сегмент развивается, но, как и ко всему новому, к нему надо подходить с долгосрочным прицелом. Нефтегазовая отрасль в первую очередь нацелена на дальнюю перспективу, поэтому здесь важно, чтобы у партнера были аналогичные подходы к ведению бизнеса.

В целом мы готовы к тому, чтобы приходили партнеры, помогали нам использовать избытки электроэнергии на месторождениях, соответственно, давая возможность заработать по всей производственной цепочке.

Если у партнеров есть решение по повышению использования попутного нефтяного газа либо если будет предложена коммерчески привлекательная цена для того газа, который уже так или иначе используется в производственной цепочке, – мы готовы такие партнерства рассматривать.

## Майнинг как составляющая бизнеса по переработке попутного нефтяного газа



**Андрей Непомнящий,**  
исполнительный директор  
«БерезкаГаз»



– Наша компания из сферы нефтесервиса, профессионально занимается переработкой попутного нефтяного газа. У нас две основные составляющие бизнеса: это газоперерабатывающие заводы и строительство газопоршневых электростанций. Поэтому тема майнинга на ПНГ нам достаточно близка, сами не генерим, но тесно сотрудничали с майнерами.

Каков наш взгляд на майнинг с точки зрения бизнеса? Мы смотрим на майнинг так же, как на газопереработку, генерацию электрической энергии, любой другой способ утилизации ПНГ, к которой дополняется майнинг.

Что отличает майнинг как составляющую утилизации ПНГ? Основная трудность полезного использования ПНГ – это затраты на транспортную логистику, особенно на удаленных, малых,

новых месторождениях. Для поставок самого газа нужны очень дорогостоящие трубопроводы или железнодорожные перевозки, для генерации на нем электроэнергии вне промышленных нужд – линии электропередачи, а это большие капитальные вложения.

В данном случае майнинг – уникальная вещь. Оптоволоконные сети хорошо развиты, то есть это условно бесплатный вид транспорта, который вывозит продукт цифровых вычислений. Это дает очень сильные конкурентные преимущества, которые позволяют рассматривать майнинг в качестве инструмента в области утилизации попутного нефтяного газа.

Наши расчеты показывают, что при целевой поставке «генерация + майнинг» как единого целого проект получается на грани рентабельности и есть определенные риски. С каждым годом сложность вычислений растет, а это значит, что условная единица продукции, которую сегодня майнер генерит на 1 мегаватт, на следующий год потребует энергии больше. Поэтому проект, предполагающий направление 100% энергии на майнинг, на наш взгляд, не оптимален.

Но как дополнение к комплексным проектам утилизации ПНГ майнинг вполне экономически оправдан. ●

*В начало*



**27-28  
МАРТА**  
г. Новый Уренгой



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

в рамках  
**ЯМАЛЬСКОГО  
НЕФТЕГАЗОВОГО  
ФОРУМА**

**СИБ Экспо SERVICE**

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

# КОСМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



По материалам круглого стола «Использование космических технологий для обеспечения промышленной и экологической безопасности ТЭК», организованного 2 ноября 2023 года Российским газовым обществом, ПАО «Газпром» и ООО «Газпром СПКА» в рамках XII Петербургского международного газового форума (ПМГФ-2023).

## Расширять круг космических компетенций для эффективного хозяйства на Земле



**Василий Шпак,**  
заместитель  
министра  
промышленности  
и торговли РФ

– Когда-то все мальчики мечтали стать космонавтами, но лишь единицам это было суждено. Космос был мечтой, романтикой, это было будущее. Сегодня это уже наше настоящее, рабочие будни. Очень мало услуг и сервисов, которые оказывались бы без помощи космических технологий – от доступной всем сотовой связи до дистанционного зондирования Земли для получения метеорологических прогнозов, разведки полезных

ископаемых, учета земельных и лесных ресурсов и так далее. До космоса сегодня можно дотянуться рукой.

Орбитальная космонавтика – зона постоянного присутствия человека, следующий этап будет межпланетным, и произойдет это быстро. Сегодня здесь, на Земле, с помощью космических технологий надо поднять на совершенно новый уровень эффективности наше хозяйство, дать людям новые возможности связи, безопасности, комфортного проживания, создания большей добавленной стоимости в экономике.

Технологии, которые у нас есть, позволяют не только достаточно эффективно работать на себя, но и указать путь другим. Круг людей и компаний, которые обладают необходимыми компетенциями для того, чтобы активно развивать рынок космических услуг, надо серьезно расширить. Эта работа должна быть постоянной, системной. В том числе в газовой отрасли, которая является одним из высокотехнологичных драйверов развития нашей экономики и промышленности.

## Для развития космических технологий нужны отраслевые заказчики



**Юрий Урличич,**  
советник генерального директора  
ФГУП «Космическая связь»

– Актуальная задача заключается в поиске новых методов обеспечения промышленной и экологической безопасности производственных объектов предприятий топливно-энергетического комплекса России. В РФ порядка 170 тыс. особо опасных производств и объектов. Для контроля такого количества объектов может использоваться создающаяся программа «Сфера», стратегическими партнерами по которой являются «Роскосмос», «Газпром», Минпромторг, Минцифры (федеральный проект по созданию российской глобальной многофункциональной инфокоммуникационной спутниковой системы, включающий космические проекты в различных областях. – Прим. ред.).

Основные тенденции глобального развития – это применение космических технологий, цифровая трансформация, применение искусственного интеллекта (ИИ), автоматизация, робототехника, решение экологических проблем, а также новые перспективные материалы. В направлении новых материалов без нефтегазохимии не обойтись, с другой стороны – новые материалы нужно применять в решении космических задач, в том числе для дистанционного зондирования Земли, спутниковой связи, навигации, геолокации.

### Тенденции развития космических технологий

• Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) – широкие возможности применения, все более многоспутниковые груп-

пировки и быстро развивающиеся технологии съемки.

Современные технологии позволяют достигать разрешения радиолокационной и оптико-электронной съемки до 0,10 м/пиксель. Перспективное направление: гиперспектральная съемка с разрешением до 4 м/пиксель и фильтрацией 10 нм. Это очень хорошее решение, оно не превзойдено до сих пор, хотя экспериментальный спутник отлетал в 2012 году.

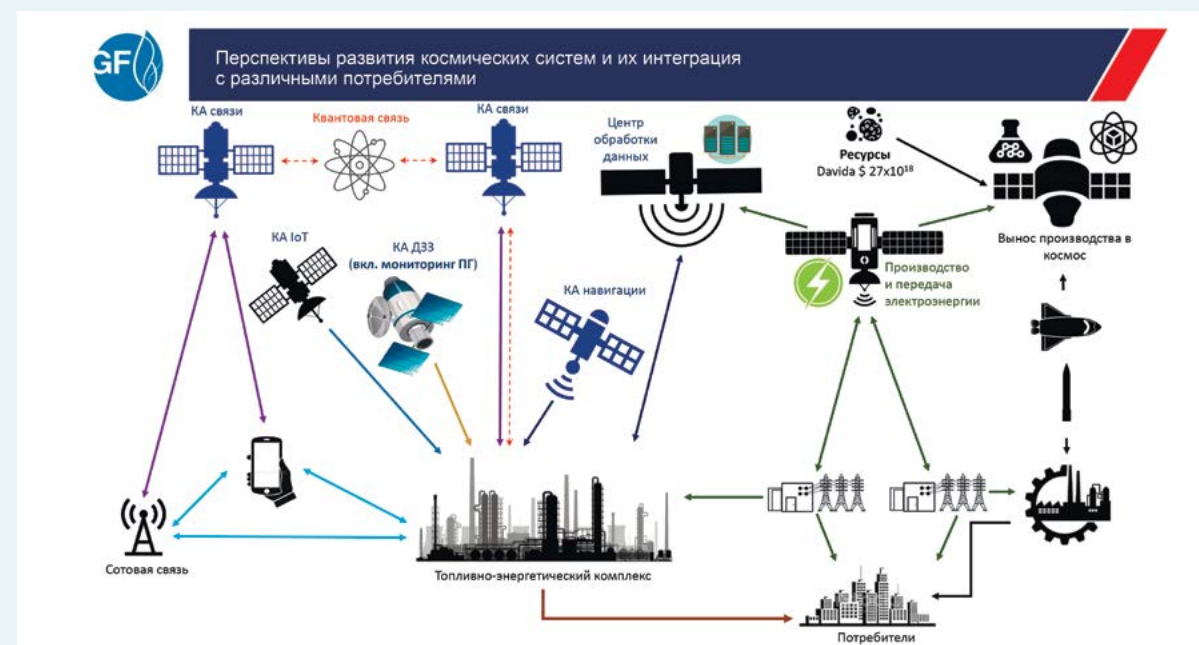
В последнее время все больше говорят о применении лазерной локации. Это тренд, который через 5-7 лет будет основным. Здесь мы можем получать совершенно другое качество.

Одной из проблем, которая тормозит развитие этого направления, является отсутствие заказчиков. Это общая проблема в области дистанционного зондирования Земли – огромный объем данных, особенно в случае гиперспектрометра, и сложности в их обработке и интерпретации.

• В спутниковой связи тенденции известны: интернет вещей, системы спутниковой связи со смартфонами, телевидение высокой четкости в форматах HD и 4K HDR, широкополосный доступ в интернет, квантовые технологии.

В этой области проще с заказчиками. Квантовыми технологиями активно занимаются РЖД, есть в этой области место и для компании «Газпром космические системы».

• Про навигацию и геолокацию говорить не приходится – сейчас без них ничто не будет работать.



### Кооперация и интеграция

Для развития большинства важных и перспективных направлений космических технологий остро востребован якорный заказчик, чтобы придать импульс практическому развитию.

Очень эффективна форма вертикальной интеграции по всей цепочке жизненного цикла – это позволяет снизить риски в условиях длительных сроков, высокой стоимости создания и развертывания перспективных космических систем, а также завоевать прочные рыночные позиции. В этом отношении хорошие позиции показывает «Газпром космические системы»: три десятка лет назад возникла идея, проведена разработка, появился оператор, в сферу деятельности компании вошла

эксплуатация системы с развитием и наземной, и спутниковой части, и так далее.

С целью развития в РФ спутниковых систем и создания отечественных сервисов 16 января 2023 года правительство РФ совместно с ГК «Роскосмос» подписало соглашение с бизнесом по «дорожной карте» «Перспективные космические системы и сервисы» на период до 2030 года. В число исполнителей «дорожной карты» входят ФГУП «Космическая связь», «Газпром космические системы», «БАРЛ» и другие. Надеюсь, первые работы покажут состоятельность этой схемы, и мы сформируем новые ростки.

Я призываю вас к тому, чтобы наши космические аппараты и системы учитывали все новое. У космоса должны быть заказчики. Сейчас меняется и подход к космосу, чтобы мы обеспечивали в космосе не только качество имеющихся технологий, но и шли в то неизвестное, которое даст нам преимущество перед нашими конкурентами.

### Аэрокосмические системы в технологической цепочке производства углеводородов



**Дмитрий Севастьянов,**  
генеральный директор АО «Газпром космические системы», ООО «Газпром СПКА»

– «Газпром» в своей деятельности более 30 лет применяет космические технологии, такие как спутниковая связь, аэрокосмический мониторинг, а также занимается созданием космических систем.

Подробнее хотел бы коснуться дистанционного зондирования Земли. Самый быстрорастущий сегмент здесь – оптические снимки высокого и сверхвысокого разрешения. Доля этого сегмента на коммерческом рынке дан-

ных ДЗЗ к 2030 году ожидается на уровне 70%. Также увеличивается спрос на результаты тематической обработки и комплексного анализа данных. И сегодня повышается эффективность оценки исследуемых областей за счет развития мультисенсорных возможностей – с учетом интеграции данных оптики и радаров. И четвертое направление – это ДЗЗ в интересах экологического мониторинга, где наблюдается рост числа государственных и частных проектов, связанных с мониторингом парниковых газов.

Общие тенденции в спутниковых геоинформационных услугах – рост разрешающей способности, мультисервисность и оперативность.

В России рынок услуг ДЗЗ, по сути, не развит, почти отсутствует, но потенциал очень большой.

### В нефтегазовом приложении

Сегодня аэрокосмические технологии используются почти по всей цепочке добычи и транспортировки углеводородов – в изысканиях, проектировании, строительстве, обустройстве и эксплуатации объектов. Разрабатываются технологии, которые будут применяться в сферах хранения и переработки.

**«На мой взгляд, государству имеет смысл вкладываться в долговую инфраструктуру – в средства запусков. А развитие спутникостроения – это вопрос частных компаний, частных денег и частных инвестиций, и вопрос в том, каким образом сделать эти инвестиции привлекательными»**

**Василий Шпак, Минпромторг**

Мониторинг промышленной безопасности в группе «Газпром» сегодня осуществляется в отношении охранных зон и зон минимальных расстояний магистральных газопроводов, хода строительных работ, пожароопасной обстановки, а также геотехнический мониторинг.

«Газпром» разрабатывает перспективное направление – мониторинг утечек метана через космические аппараты. В настоящий момент это делается с помощью вертолетов, но уже проведены эксперименты, правда пока не с российскими спутниками.

Мы принимаем данные с беспилотных аппаратов и со спутников. Дальше эти данные обрабатываются в центре аэрокосмического мониторинга и направляются потребителям, дочерним предприятиям «Газпрома» для принятия решений.

Центральное место в этой системе занимает центр аэрокосмического мониторинга. С 2015 года здесь накоплено данных о магистральных трубопроводах и других объектах «Газпрома» более 3 Пб (1 петабайт = 250 байт. – Прим. ред.), и информация постоянно накапливается. Она помогает выявлять происходящие процессы и давать вовремя рекомендации по устранению угроз и неполадок.

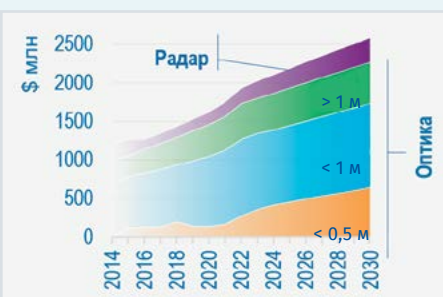
### Спутниковая группировка

В 2023 году была подписана «дорожная карта» «Перспективные космические системы и сервисы» между правительством РФ, «Роскосмосом» и частными компаниями, в том числе «Газпромом». В рамках этой «дорожной карты» «Газпром» планирует создать 10 спутников до 2030 года, в том числе спутник системы связи и вещания «ЯМАЛ», и 9 спутников дистанционного зондирования Земли («Смотр-Р»).

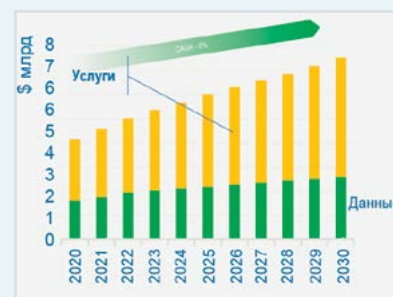
Из них 3 спутника – оптические для высокоточного наблюдения за поверхностью Земли и обнаружения метана. Сегодня в мире нет аналогов спутников, где одновременно совмещается полезная нагрузка – как оптика высокого разрешения, так и газоанализатор для поиска метана.

Потребители этой информации – самые разные сферы: нефтегазовый комплекс, геоло-

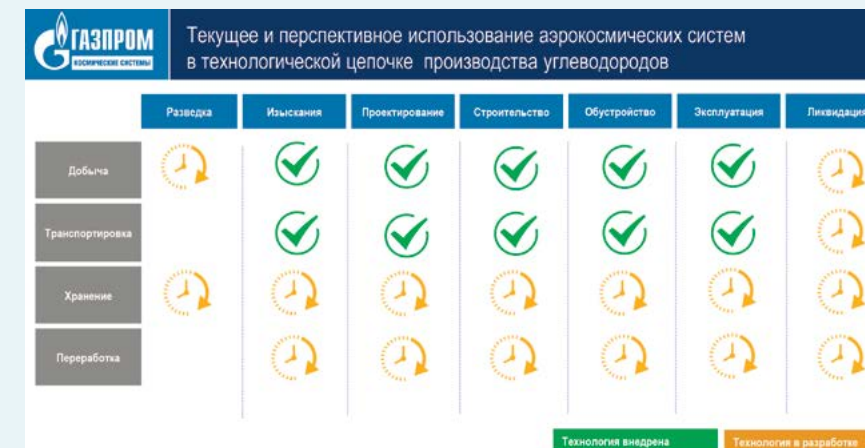
**Динамика коммерческого рынка на съемку**



**Рост спроса на обработку и анализ данных**



**Государственные и частные проекты мониторинга парниковых газов**



гия, горная промышленность, транспортный комплекс, сельское и лесное хозяйство, арктические операции, обнаружение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, учет объектов и территорий.

Для всепогодного мониторинга будет предназначено 6 радарных спутников «Смотр-Р», которые будут использоваться для отслеживания опасных производственных объектов и ледовой обстановки на Северном морском пути.

Группировка из 9 спутников будет решать такие задачи, как мониторинг 93 тыс. магистральных газопроводов, выявление утечек метана, контроль ледовой обстановки, кон-





троль объектов как в России, так и за рубежом, в том числе водной поверхности над подводными газопроводами.

Эти спутники мы планируем создавать на сборочном производстве космических ап-



паратов (СПКА), которое планируем ввести в эксплуатацию в конце 2023 года. Это уникальное для России производство, на котором будет возможно одновременно собирать и испытывать до 4 крупных космических аппаратов или до 100 малых спутников в год.



## Геотехнический мониторинг нефтегазовых объектов на Крайнем Севере: оттаивание мерзлоты и безопасность

**Евгения Микляева,**  
начальник лаборатории  
геокриологических исследований  
и анализа ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



– Геотехнический мониторинг – это система комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием объектов производственной инфраструктуры, и на месторождениях Крайнего Севера он проводится на всем жизненном цикле, то есть в период всей эксплуатации, из-за специфики освоения этого региона – сложностей климатических и геокриологических условий оттаивания мерзлоты. Делается это для обеспечения безопасности строительства, эксплуатации объектов на многолетнемерзлых грунтах и для своевременного выявления изменения контролируемых параметров и последующей оценки прогноза состояния объектов и разработки технических и управляющих решений.

Современные технологии геотехнического мониторинга на Крайнем Севере предполагают очень большое количество – сотни тысяч – пунктов наблюдений за информационным состоянием объектов, и, соответственно, остро необходимо решение по разработке и внедрению тех-

нологий, основанных на дистанционном зондировании Земли и на автоматизации измерений.

### Опыт на Бованенково

Наша разработка направлена на внедрение методов ДЗЗ и автоматизации измерений в системе геотехнического мониторинга. На объектах производственной инфраструктуры «Газпрома» был создан опытный образец системы геотехнического мониторинга и установлен на Бованенковском месторождении. Были проведены испытания в течение года. Новизна разработки состоит в комплексировании аэрокосмических и наземных методов контроля. В качестве значимых методов контроля внедряются технологии спутниковой радарной интерферометрии и наземный комплекс: наземное лазерное сканирование, параметрический контроль, датчики и верификация классическими методами нивелирования. Выполняется непрерывный контроль в режиме онлайн.

В сентябре 2022 года была выполнена сборка и установка системы параметрического контроля на кустовой площадке газовых скважин Бованенковского месторождения. Были проведены циклы наземного лазерного сканирования в 2022-м и в сентябре 2023 года. По этому объекту были выполнены обработка данных спутниковой радиолокации и обработка нивелирования по деформационным маркам с 2016 года по настоящее время. Приемочные испытания прошли 14-15 сентября 2023 года.

Радарную интерферометрию мы применяли как оценочный метод дистанционного выявления участков вертикаль-

ных перемещений объектов на месторождении. Верификация данных спутниковой радарной интерферометрии по данным классического метода показала, что участки осадок и пучения на объекте совпадают. Преимущество нового метода – дистанционность, высокая плотность данных по сравнению с существующими системами мониторинга, высокая точность оценки вертикальных перемещений, всепогодность съемок, синхронизация получения данных с другими методами.

Система параметрического контроля контролировала участки фундаментов. Данные были сравнены с данными нивелирования классического метода и сопоставлены с данными радиолокационной интерферометрии. Получена высокая сходимость результатов.

В результате наземного лазерного сканирования была получена трехмерная модель деформации за два цикла наблюдений. Результаты были увязаны с геодезической сетью Бованенковского месторождения, выявлены вертикальные смещения.

### Интеграция данных в цифровую модель

Все данные, полученные в системе наблюдения, были интегрированы в цифровую модель объекта, которая была создана на основе твердотельной 3D-модели объекта по данным наземного лазерного сканирования.

Модель имеет блоки: ввода, расчета и анализа данных, онлайн-мониторинга по данным датчиков и по данным спутниковых снимков радиолокационной интерферометрии, автоматизированные оценки параметров, оценки работоспособности, оповещения и принятия управленческих решений. Также в информационную модель объекта были собраны данные о самом объекте, о его технических характеристиках, конструктивных особенностях, о свойствах многолетнемерзлых пород и пр.

### Испытания показали

Таким образом, были проведены испытания системы геотехнического мониторинга с аэрокосмическими и наземными методами контроля в условиях эксплуатации на Бованенковском месторождении в течение 2022-2023 годов. Разработана методика и выполнено комплексирование спутниковой радарной интерферометрии с технологиями наземных наблюдений в целях геотехнического мониторинга нефтегазовых объектов.

Достигнута высокая корреляция данных перемещения/деформаций объектов, полученных методами спутниковой радарной интерфе-

**Испытания разработанной системы в условиях эксплуатации на тестовых объектах КГС № 32 Бованенковского НГКМ в течение года**

Сборка и установка системы в 2022 году

Испытательные и контрольные датчики - контроль перемещений и НДС трубопроводной обвязки (3 шт. на 2 ГС)

Испытательные датчики - контроль перемещений фундаментов трубопроводной обвязки (2 шт. на ГС)

Испытательные датчики - контроль крене манты

Базовая станция LoRaWAN

Антенна 3 G

Проведение испытаний в условиях эксплуатации: сентябрь 2022 – сентябрь 2023

- непрерывный параметрический контроль;
- два цикла наземного лазерного сканирования;
- нивелирование по деформационным маркам (ДМ);
- обработка данных нивелирования с 2016 г.;
- обработка данных спутниковой радиолокации с 2016 г.

Приемочные испытания на Бованенковском НГКМ выполнены 14-15 сентября 2023 г.

СОИСПОЛНИТЕЛЬ РАБОТ: ООО «ЭТМС» (ЭТЛАВ)

КОМПАНИЯ «СМАРТЕО» (наземное лазерное сканирование)

**Методические основы применения радиолокационной интерферометрии для целей геотехнического мониторинга**

Радиолокационный спутниковый снимок

Результат обработки и анализа снимков методом радиолокационной интерферометрии

Оптический снимок (спутник / БПЛА)

Ограничения метода - неопределенность расположения постоянной отражающей поверхности объекта, от которой регистрируется радиолокационный сигнал в пределах пикселя

Фиксируется величина смещения объекта с наибольшей отражающей способностью

**Результаты и верификация данных спутниковой радарной интерферометрии по данным классического метода (нивелирование) в разработанной системе**

Скорость вертикальных перемещений/деформаций, мм/год

Участок 1 Радиолокация Участок 2

Участок 1 Нивелирование Участок 2

Скорость перемещений, мм/год

Методом «ближайший сосед» выбраны совместные пункты наблюдения по Участкам 1 и 2, построены кросс-плоты

Кросс-плот соотношения скоростей перемещений по радиолокации и нивелированию

Коэффициент корреляции R=0,81

СКО на стабильных пунктах наблюдений

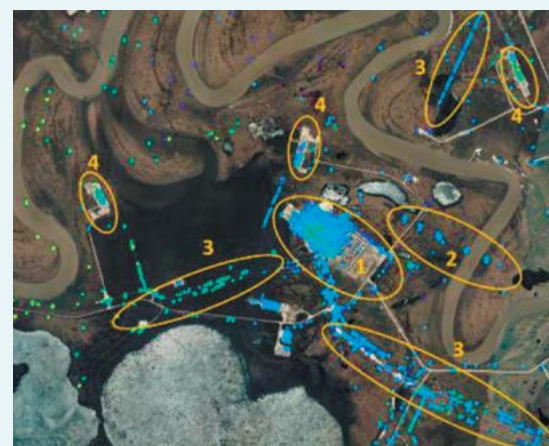
СКО =  $\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$  4,4 мм ≤ 5 мм\*

Высокая корреляция данных радиолокационной интерферометрии и нивелирования. Точность измерений соответствует нормативным требованиям

\* - Правила осуществления маркировки деятельности. Униформ. Приказом Ростехнадзора от 19.05.2023 №186

рометрии, наземным лазерным сканированием, параметрическим контролем и классическими методами измерений (нивелирование). Подтверждено соответствие точности наблюдений комплексной системы мониторинга нормативным требованиям.

Комплекс методов возможно применять, мы считаем, при геотехническом мониторинге производственной



Бованенковское НГКМ. Результаты обработки серий радиолокационных снимков 2016 – 2021 гг.

инфраструктуры: спутниковую радиолокацию – как площадный оценочный метод, параметрический контроль и наземное лазерное сканирование – как измерительные методы с обязательной верификацией классическим методом.

Использование этой комплексной технологии позволит сократить ручные измерения и перейти к более частым измерениям, поскольку спутниковая съемка помогает нам сделать большее количество наблюдений в год по сравнению с теми измерениями, которые проводятся сейчас.

И конечно, при запуске наших отечественных радиолокационных спутников мы будем с удовольствием использовать их данные в нашей системе. Для нас это очень важно, это очень поможет при геотехническом мониторинге объектов на месторождениях, особенно Крайнего Севера.

### Что нужно заказчику космических услуг? Соответствие его задачам и экономика



Павел Ревель-Муроз, вице-президент ПАО «Транснефть»

– Компания «Транснефть» из 68 тыс. километров магистральных трубопроводов и 500 перекачивающих станций осуществляет мониторинг 7 тыс. километров, 45 станций и порядка 250 резервуаров, расположенных в арктической зоне или на вечномёрзлых грунтах.

Что включает мониторинг? Первое, безусловно, состояние многолетнемерзлых грунтов, где стоят термокосы, отслеживается температура, изменения; геологические процессы изменения через воздушно-лазерное сканирование – просадки грунта в зоне прохождения трубопроводов или насосных станций; контроль сейсмического воздействия; нивелировка контроля за состоянием зданий, сооружений, фундаментов и опор трубопроводов, которые проложены надземно.

С 2011 года в рамках этой работы на базе научно-исследовательского института «Транснефти» создана целая система сбора данных, аналитики и прогнозирования развития процессов вплоть до 2050 года. Плюс еще проводится внутритрубная диагностика, отслеживается геометрия трубопровода, изменение его пространственного положения.

Безусловно, все эти измерения осуществляются в первую очередь на основании государственных нормативов. Проводя весь комплекс работ два раза в год, мы собираем информацию, проводим аналитику и делаем соответствующие выводы и прогнозирование.

Что касается использования космических технологий для промышленной экологической безопасности, мы с 2019 года взаимодействуем как с «Роскосмосом», так и с «Газпром космические системы», но здесь есть несколько вопросов с нашей точки зрения как заказчиков.

Помимо объемов и точности измерений нас также интересует экономика – сколько это будет стоить. Мы – коммерческая организация, работаем на экономическую эффективность. Перспектива в этой области есть, но хотелось бы более тесно поработать с коллегами, еще раз сверить требования – те, что нужны нам, и те, что закладываются в комплексы, которые завтра будут запускаться.

В первую очередь надо спросить у заказчика, что ему надо.

**«При использовании спутниковых систем контроля магистральных газопроводов мы на самом деле сэкономили в компании огромные деньги. Вертолетное обследование стали делать намного реже, больше используются беспилотники и космические аппараты. И мы видим не только состояние наших объектов. Мы также видим пожары, оползни и другие происшествия и опасности. И готовы работать дальше в этом направлении».**

Виталий Маркелов, «Газпром»

### Для Северного морского пути и других задач



Сергей Басков, генеральный директор АО НПК «БАРЛ»

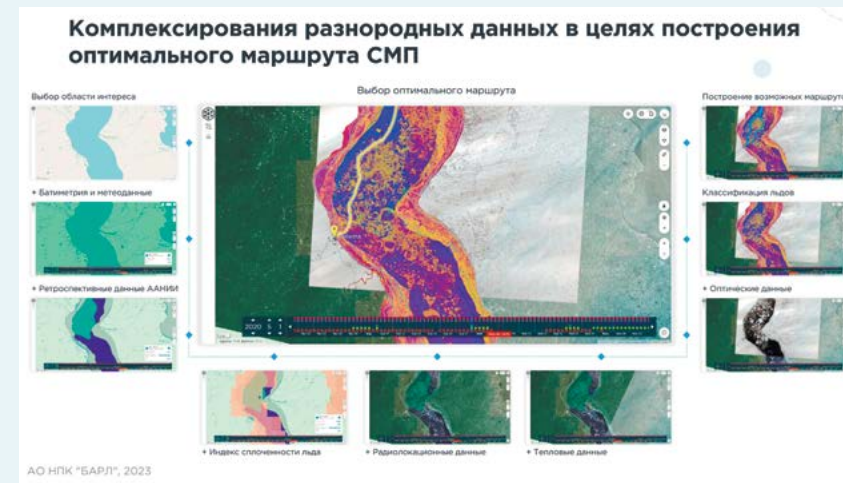
– Наша компания – первая частная, которая впервые в России сделала космическую систему «под ключ» для зарубежного заказчика, и эту систему мы сейчас активно используем для решения многих задач, в том числе в нефтегазовой сфере.

Консорциум АО НПК «БАРЛ» и ООО «МТ-ЛАБ» – владелец 9 космических аппаратов двух типов космических систем и оператор услуг дистанционного зондирования Земли на рынке РФ и дружественных стран. Наш опыт был замечен правительством, и мы в числе других подписали соглашение с правительством РФ о развитии высокотехнологичного направления «Перспективные космические системы и сервисы». Среди целей «дорожной карты»:

- создание космической системы сверхвысокодетаальной съемки в видимом диапазоне с пространственным разрешением 0,5 метра;
- создание космической системы комплексного наблюдения земной поверхности в видимом, ИК- и СВЧ-диапазонах;
- создание обеспечивающей наземной космической инфраструктуры;
- разработка геоинформационных сервисов и специализированного ПО.

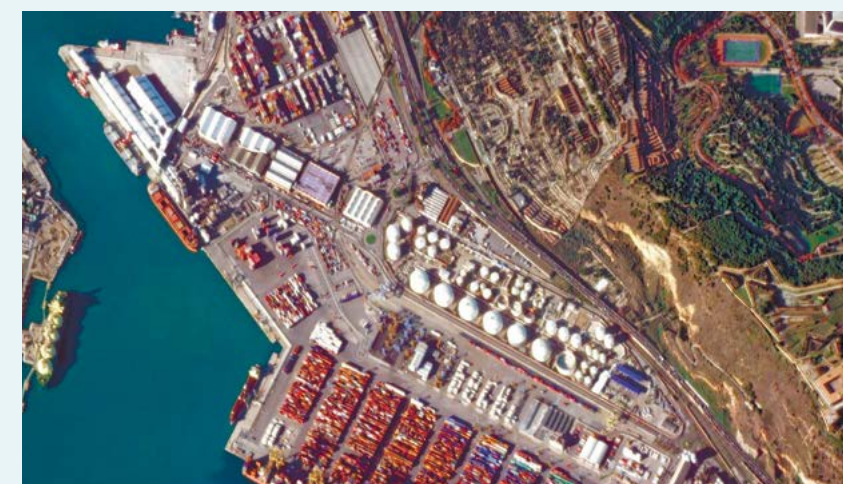
На период 2023-2027 годов нашей задачей в рамках инициативного проекта является осуществление приема данных ДЗЗ со сторонних радиолокационных космических аппаратов. На второй этап – 2027-2035 годы – намечено выполнение проекта с правительством РФ в рамках «дорожной карты», включающего создание собственной группировки космических аппаратов ДЗЗ оптического и комплексного наблюдения.

Нами будут созданы две космические группировки с различными видами сервисов. Первая группировка – оптико-электронная, которая будет включать 6 космических аппаратов высокого уровня детальности (порядка полуметра разрешения) с высокой оперативностью. Наземная инфраструктура у нас уже создана и работает с разными спутниками, в том числе радиолокационными.



Вторая группировка – уникальная. Это 3 космических аппарата, на каждом из которых будет стоять по 3 полезных нагрузки, работающих одновременно: радиолокационная, тепловизионная и видимый диапазон. Это комплексирование позволяет делать синтезированное изображение, которое решает огромное количество задач.

В первую очередь эта система направлена на решение задач на Северном морском пути. В том числе по определению с высокой точностью толщины льда, что очень важно при проходе по СМП.





## Оптика и газоанализаторы в системах дистанционного зондирования Земли – для нефтегаза

**Дмитрий Сикорский,**  
заместитель генерального директора по научно-техническому развитию ОАО «Пеленг»



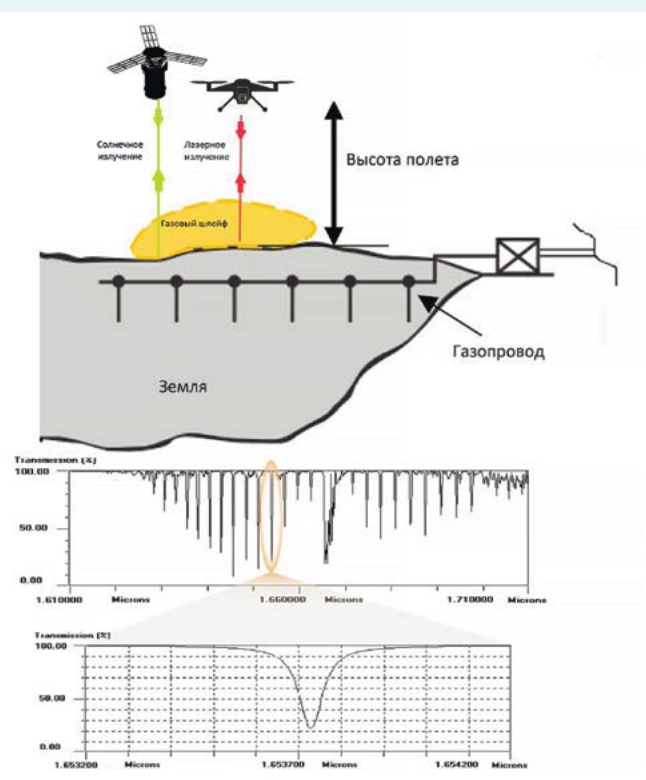
– У нашего предприятия есть опыт в части создания оптико-электронной аппаратуры космического назначения. Как это можно применить в нефтегазовой отрасли?

На сегодняшний день на орбите Земли функционирует порядка 10 космических аппаратов, в которых установлена наша полезная нагрузка. Наш подход к созданию съемочной аппаратуры заключается в том, чтобы органично вписать ее на любую платформу, будь то космический аппарат, самолет или беспилотник.

Существующая инфраструктура обеспечивает весь цикл разработки, изготовления, испытаний и ввода в эксплуатацию. По сути, имеем все передель по изготовлению оптико-электронной продукции: это создание оптики линзовой, зеркальной любой сложности, механообработывающее производство, электромонтажное, сборочное производство и испытательная станция. Имеются также разработка и изготовление крупногабаритных конструктивных элементов и корпусов из композитных материалов.

Компания «Газпром космические системы» пригласила нас поучаствовать в разработке техпредложений для космического аппарата «Смотр-В». Мы проработали целевую аппаратуру с разрешением 50 сантиметров, полосой захвата 12 километров. Наряду с формированием изображения наша аппаратура на борту осуществляет сжатие, хранение, есть автономный режим управления. Оборудование прошло летную квалификацию, остается адаптировать под существующую задачу.

Еще один пример, тоже по заданию «Газпром космические системы», – это новый для нас прибор. Проработана концепция создания космического газоанализатора для определения наличия метана. Мы планируем строить его по пассивному методу, то есть фактически это высокотехнологичный фильтр. Он будет производить съемку поверхности Земли в ближнем инфракрасном диапазоне спектра с требуемым спектральным разрешением и формировать целевую информацию с последующей наземной обработкой для определения относительной концентрации выбросов метана ( $CH_4$ ) и углекислого газа ( $CO_2$ ).



## Спутники ДЗЗ: бесчисленное количество приложений для применения



**Егор Ильин,**  
коммерческий директор АО «НПФ «Микран»

– Основные виды нашей деятельности – это создание телекоммуникационного оборудования, информационно-измерительной техники по многим направлениям: радиотехнические комплексы, радиоэлектронные системы, модули и устройства СВЧ. Есть своя собственная компонентная база, которая позволяет нам большинство решений делать импортонезависимыми.

Мы работаем на рынке в достаточно жесткой борьбе, в том числе на международном уровне, поэтому понимаем, куда идет мир с точки зрения компонентной базы. Наша производственная площадка для микроэлектроники позволяет делать собственные микросхемы – не менее нескольких десятков-сотен тысяч микросхем в год, в том числе десятки тысяч микросхем для космического применения.

Есть у нас опыт создания различных систем полезной нагрузки для космических аппаратов ДЗЗ, а также в обработке сигналов. Системы связи, которые обеспечивают связь в несколько более быстром движении и могут использоваться в составе звуковых и сверхзвуковых авиационных комплексов, проходят летные испытания.



Сейчас существует бесчисленное количество различных вариантов применения систем ДЗЗ, в том числе радарного ДЗЗ. Если соединить это с оптикой, геолокацией, возможности еще более расширятся. Рынок очень быстро растет, вот данные по зарубежному рынку радарных ДЗЗ: более 600 космических аппаратов запущено, и в ближайшие 8 лет этот рынок, по прогнозам, вырастет до более чем 4500 КА.

Очень много компаний, инвестиционных фондов вкладываются в стартапы для создания частных космических аппаратов ДЗЗ. Но один из сдерживающих факторов – это высокая стоимость технологий. У нас есть решения, которые позволяют за счет унификации и эффекта масштаба сократить стоимость полезной нагрузки, чтобы сделать ее еще более доступной.

Такие решения позволяют обеспечить рост не только за счет якорных заказчиков, которые, безусловно, нужны, но и привлечь частных инвесторов. Любое серийное производство нуждается в современных системах измерений, и такие системы измерений мы делаем, в том числе на средства поддержки Минпромторга. ●

## Быть независимыми на острие технологического развития



**Виталий Маркелов,**  
заместитель председателя правления, член совета директоров ПАО «Газпром»

– Впереди нас ждет космическое будущее, и чтобы это будущее стало явью, нужно очень много потрудиться. «Газпром» давно занимается космическими технологиями. Тридцать один год назад, несмотря на финансовые трудности, компания обратила внимание на космическую тематику. На тот момент было важно, как мини-

мум, иметь устойчивую связь на объектах в любой точке страны, эта задача была решена.

На первый план вышли новые задачи, мониторинг опасных производственных объектов. Такую систему установили на «Силе Сибири», она хорошо работает, диспетчеры устойчиво «видят» состояние магистрального газопровода, в том числе в сейсмически сложных зонах. Важно смотреть за опасными производственными объектами там, где природа более подвержена воздействию вредных факторов. Это Восточная Сибирь, Дальний Восток, Ямал, где любое решение по строительству, по эксплуатации должно быть выверенным и все должно контролироваться. Без космических средств эту задачу не решить.

С развитием спутниковых группировок важна и соответствующая наземная база, инфраструктура. Строительству завода, который готовится к вводу, дает нам основу для развития производства спутников для потребностей «Газпрома», а также для других компаний и всей страны. Мы приглашаем коллег применять у себя все имеющиеся у «Газпрома» наработки.

Я всех призываю работать одной командой, предлагать, пробовать технические решения, делать и внедрять. Мы движемся последовательно, чтобы быть независимыми, быть на острие технологического развития.

В начало



# ФЛОТ В ДОСТАТКЕ

## Тенденции развития мирового рынка морских СПГ-танкеров



**Алексей Белогорьев,**  
директор по исследованиям  
Института энергетики  
и финансов

По состоянию на конец 2022 года, по данным Международной ассоциации импортеров СПГ (GIIGNL), в эксплуатации в мире находилось 734 СПГ-танкера разных типов. Это на 4,7% больше, чем в 2021 году, и вдвое больше, чем в 2010-м, когда мировой СПГ-флот насчитывал 360 танкеров. В 2020 году их было 642, в 2021-м – 700 (+9% г/г).

Общая грузоподъемность флота СПГ на конец 2022 года составляла 107,8 млн м<sup>3</sup>, что соответствовало перевозке за один рейс 47,9 млн тонн сжиженного природного газа (здесь и далее грузоподъемность приводится в кубических метрах СПГ из расчета 1 млн тонн СПГ = 2,25 млн м<sup>3</sup> СПГ = 1,357 млрд м<sup>3</sup> трубопроводного газа). При общем объеме транспортировки в 2022 году 401,5 млн тонн СПГ (данные IGU) каждый действующий на тот момент танкер совершил в среднем 9,97 рейса за год с полной загрузкой.

Для международной торговли СПГ характерны большие расстояния транспортировки – до 16 тыс. и более морских миль в одну сторону. Всего в 2022 году, по данным IGU, было выполнено 6888 рейсов с СПГ, что на 2,7% больше, чем годом ранее. При этом число рейсов в Европу (2079) резко выросло – на 44,9%.

### Структура флота

GIIGNL разделяет весь флот СПГ-газовозов на четыре типа в зависимости от их назначения и грузоподъемности. В 2023 году GIIGNL частично изменила свой традиционный подход к разделению крупнотоннажных и малотоннажных судов-перевозчиков. Если ранее малотоннажными считались все суда грузоподъемностью менее 50 тыс. м<sup>3</sup> СПГ, то теперь принята граница в 30 тыс. м<sup>3</sup>. Согласно этой градации, структура мирового СПГ-флота в конце 2022 года выглядела так:

- суда-перевозчики грузоподъемностью выше 30 тыс. м<sup>3</sup> – 615 единиц, или 83,8% от общего числа;
- суда-перевозчики грузоподъемностью менее 30 тыс. м<sup>3</sup> – 27 ед., 3,7%;
- плавучие платформы для хранения и регазификации СПГ (FSRU и FSU) – 49 ед., 6,7%;
- суда для бункеровки СПГ (LNGBV) – 43 ед., 5,8%.

Следует отметить, что с точки зрения целей использования суда-перевозчики грузоподъемностью менее 50 тыс. м<sup>3</sup> и бункеровочный флот представляют собой самостоятельные сегменты рынка, и, например, IGU в отличие от GIIGNL не включает их в общий флот СПГ-тан-

керов (за редкими исключениями). Поэтому в целом IGU оценивает общий флот СПГ-танкеров на конец апреля 2023 года в 668 судов, в числе которых 45 FSRU и 8 FSU.

Как видим, ключевым сегментом мирового рынка газовозов являются перевозчики СПГ грузоподъемностью более 30 тыс. м<sup>3</sup>. Именно они осуществляют основную международную транспортировку СПГ.

### СПГ-флот молодеет...

По данным GIIGNL, портфель заказов на крупнотоннажные суда-перевозчики (более 30 тыс. м<sup>3</sup>) составлял в конце 2022 года 303 единицы, причем за год он существенно вырос – на 82,5%. Из этого числа 44 судна должны быть поставлены в 2023 году. Таким образом, без учета списания старых судов общее число газовозов грузоподъемностью более 30 тыс. м<sup>3</sup> может достигнуть к концу 2023 года 659 единиц.

На основе аналогичных данных без учета списания флот перевозчиков СПГ грузоподъемностью менее 30 тыс. м<sup>3</sup> оценивается к концу 2023 года в 27 судов (+1 ед. г/г), FSRU – 53 (+4 ед.), LNGBV – 56 (+13 ед.).



СПГ-танкер New Apex – один из новейших, построен в 2022 году для компании Pan Ocean по технологии Mark III Flex (GTT), грузоподъемность 174 тыс. м<sup>3</sup>



Газовоз Christophe de Margerie 2016 года постройки и грузоподъемностью 172,6 тыс. м<sup>3</sup> СПГ, известный по проекту "Ямал СПГ", ходит под флагом Панамы, порт приписки Лимассол, Кипр

В силу ежегодного ввода в эксплуатацию большого числа новых судов в структуре флота преобладают относительно «молодые» суда. На конец 2022 года 38,2% всех судов имели возраст менее 5 лет с момента постройки, еще 16,3% – от 6 до 10 лет и 23,0% – от 11 до 15. Одновременно продолжают сокращаться численность и доля самых старых судов: так, возраст более 30 лет имели на конец 2022 года лишь 2,45% (18 судов) по сравнению с 8% (36 ед.) в 2015 году.

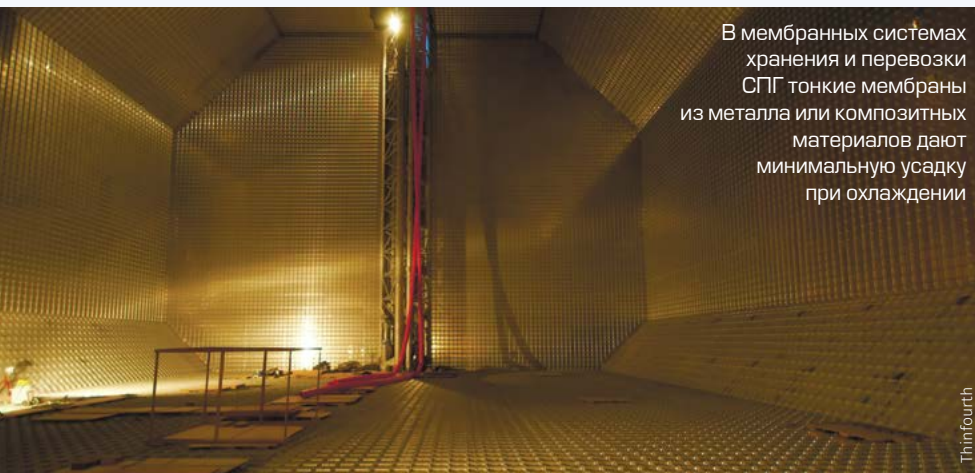
Самый старый действующий танкер был построен в 1977 году.

В целом, по разным оценкам, 88-90% мирового флота составляют суда младше 20 лет при среднем допустимом сроке эксплуатации 35-40 лет.

### ... и производство судов растет

В 2022 году доля СПГ-танкеров составила, по оценке ИЭФ, рекордные 23,7% от общемирового объема заказов на строительство судов всех типов (в расчете по дефвейту), хотя до 2022 года эта доля не превышала 7,5%.

Среди производителей СПГ-танкеров, как и для других типов грузовых судов, доминируют южнокорейские судостроители: Samsung Heavy Industry, Hyundai Heavy Industries, Hyundai Samho Heavy Industries и Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering. По состоянию на 2023 год около 79% портфеля заказанных в мире СПГ-танкеров (по дефвейту) занимали корейские компании, 20% – китайские и 1% – прочие производители (в Европе, США, Японии), строящие в основном небольшие танкеры для бункеровки.



В мембранных системах хранения и перевозки СПГ тонкие мембраны из металла или композитных материалов дают минимальную усадку при охлаждении

Thinfourth

## Две базовые технологии

Несмотря на относительно большое число и разнообразие производителей судов-газовозов, при производстве всех судов грузоподъемностью выше 50 тыс. м<sup>3</sup> уже много лет используются всего две конкурирующие технологии по типу защитной оболочки (способу герметизации СПГ).

Это мембранные технологии, преимущественно французской компании GTT: Mark и NO, доступные всем ведущим мировым верфям на условиях лицензионных договоров. Наиболее популярными в мире мембранными технологиями являются Mark III компании Technigaz и NO96 компании Gaztransport. В 1994 году эти две компании объединились, образовав Gaztransport&Technigaz (GTT). Системы мембранного типа имеют первичную и вторичную тонкие мембраны, изготовленные из металлических или композитных материалов, которые при охлаждении дают минимальную усадку. Mark III имеет два слоя изоляции из пенопласта, в то время как NO96 использует изолированные фанерные коробки, продуваемые азотом.

Более старая, использующаяся с 1973 года, – самонесущая технология компании Moss (Moss Rosenberg). На ее основе производятся суда с характерной сферической формой газовых резервуаров. Газовозы Moss оснащены несколькими самонесущими алюминиевыми сферическими резервуарами, изолированными пено-

полиуретаном и промываемыми азотом. Сферическая форма позволяет точно прогнозировать напряжение и усталость резервуара, повышая долговечность и устраняя необходимость в дополнительном барьере. Частичный вторичный барьер в виде поддона закрывает дно резервуара, чтобы улавливать СПГ в случае утечки.

Всего по технологии Moss было построено 145 газозовов грузоподъемностью от 19 тыс. до 182 тыс. м<sup>3</sup>. Эта технология доминировала в мире с 1970-х по начало 2000-х годов. В 2010-е общее число действующих судов, построенных по технологии Moss, почти перестало расти, а начиная с 2020 года снижается, во многом в силу того, что именно на суда этой технологии приходится основная часть списываемого старого флота.

Для транспортировки газа с российских СПГ-заводов на Ямале и Гыдане были выбраны суда на основе технологии GTT NO 96-GW класса Yamalmax – грузоподъемностью до 172,6 тыс. м<sup>3</sup>, длиной 299 м, шириной 50,1 м, осадкой 13 м и водоизмещением 144 тыс. тонн. На технологию GTT также ориентирован судостроительный комплекс «Звезда».

## Пределы увеличения грузоподъемности

В действующей структуре мирового флота СПГ-газовозов устойчиво доминируют суда грузоподъемностью более 90 тыс. м<sup>3</sup> (89-91% от всего флота в 2017-2022 годах). При этом среди них растет доля судов грузоподъемностью свыше 170 тыс. м<sup>3</sup>: если еще в 2017 году на них приходилось всего 23,6% флота, то в 2022-м – уже 43,5%.

Для мирового флота СПГ-танкеров характерна тенденция к постепенному росту размеров и грузоподъемности новых судов. Эти параметры сильно зависят от совершенствования технологий двигательных систем. Например, суда с паротурбинными двигателями, доминировавшие до начала 2000-х годов, не могли иметь грузоподъемность более 150 тыс. м<sup>3</sup>.

В последние годы, несмотря на возможность и опыт строительства судов грузоподъемностью до 266 тыс. м<sup>3</sup> (Q-Max), большинство судовладельцев предпочитают грузоподъемность 170-180 тыс. м<sup>3</sup>, поскольку именно для нее разработаны двигатели ME-GI, X-DF, STaGE и другие с максимально экономичным расходом топлива. Фактором при выборе величины газозова для судовладельцев, связанных с поставками СПГ из США в Азию, являются также ограничения на прохождение судов по Панамскому каналу.

Большинство новых СПГ-газовозов, введенных в эксплуатацию в 2017-2022 годах, имеют, по данным GIIGNL, грузоподъемность 170-210 тыс. м<sup>3</sup>. Значительно менее популярны танкеры грузоподъемностью 150-170 тыс. м<sup>3</sup> и менее 50 тыс. м<sup>3</sup>. Среди танкеров старше 10 лет основную часть занимают суда грузоподъемностью 125-150 тыс. м<sup>3</sup>.

Согласно данным IGU, большинство новых газозовов, которые будут введены



Shutterstock.com

в строй до 2026 года включительно, имеют грузоподъемность 174 тыс. м<sup>3</sup>. При этом новые двигательные системы X-DF и ME-GA, по всей видимости, сделают в 2020-е годы более популярными газозовы повышенной длины – 200 м. В целом для рынка СПГ-газовозов характерна полярная структура спроса: рост наблюдается в сегментах с минимальной грузоподъемностью (до 50 тыс. и особенно ниже 25 тыс. м<sup>3</sup>) и с максимальной (выше 170 тыс. м<sup>3</sup>) (см. табл. 1).

Число судов категорий Q-Flex (210-217 тыс. м<sup>3</sup>) и Q-Max (263-266 тыс. м<sup>3</sup>) в 2018-2022 годах не менялось (до этого GIIGNL их отдельно не выделяла) и остается на уровне 31 и 15 единиц соответственно. Все они принадлежат катарской судоходной компании Nakilat. За пределами Катара они так и не получили признания. Основная причина, предположительно, связана с более высоким удельным расходом топлива по сравнению с судами грузоподъемностью 170-210 тыс. м<sup>3</sup>, что нивелирует положительный эффект от масштаба.

Танкер SCF Melampus грузоподъемностью 170,2 тыс. м<sup>3</sup> СПГ был построен для «Совкомфлота» в 2015 году по технологии NO96 GW (GTT). По данным MarineTraffic, в ноябре этого года он был у южных берегов Чили под флагом Либерии и под новым названием – KOOL BALTIC

Таблица 1

## Структура мирового флота СПГ-танкеров по грузоподъемности (ед.)

Грузоподъемность, тыс. м <sup>3</sup>	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<25	5	8	24	24	28	33	33	43	52	58
25-50	11	6	4	6	10	11	13	15	16	17
50-90	15	17	9	9	9	7	7	7	7	9
90-150	160	277	345	349	233	219	214	207	199	199
150-170					118	127	131	131	131	132
170-210					120	157	193	249	273	
Q-Flex					31	31	31	31	31	
Q-Max	15	15	15	15	15					
<b>Всего</b>	<b>191</b>	<b>360</b>	<b>449</b>	<b>478</b>	<b>521</b>	<b>563</b>	<b>601</b>	<b>642</b>	<b>700</b>	<b>734</b>

Источник: ИЭФ по данным GIIGNL



Kawasaki Kisen Kaisha

STF/AFP/Getty Images





Газпром флот

Плавучий комплекс FPSU «Маршал Васильевский» был сдан «Газпрому» в 2018 году, технология Mark III Flex, грузоподъемность 174 тыс. м<sup>3</sup> СПГ, порт приписки Калининград. Заякорен в Балтийском море, используется как хранилище

### Фрахт: тесные взаимосвязи

Рынок фрахта СПГ-танкеров отличается потенциальной гибкостью и низкой прозрачностью (при анализе на основе открытых данных). В течение года один СПГ-танкер может совершать рейсы в разных направлениях и обслуживать несколько заводов в зависимости от ценовых условий и удобства логистики. Однако основная часть флота связана долгосрочными тайм-чартерными контрактами на поставку СПГ с конкретных заводов.

Фрахтователь может принимать непосредственное участие в проектировании и строительстве газозова, поскольку, как правило, он берет на себя обязательство взять судно в долгосрочный чартер после его постройки. Более того, условия чартера могут даже требовать от владельца судна получения одобрения фрахтователя на конструкцию судна в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации и совместимости с целевыми СПГ-терминалами. Такая технологическая взаимосвязь фрахтователя и строящегося судна обеспечивает ее долгосрочную устойчивость и на этапе эксплуатации. Это, в частности, характерно для судов арктического класса, построенных или строящихся для нужд проектов «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2».

### Рейсы и загрузка

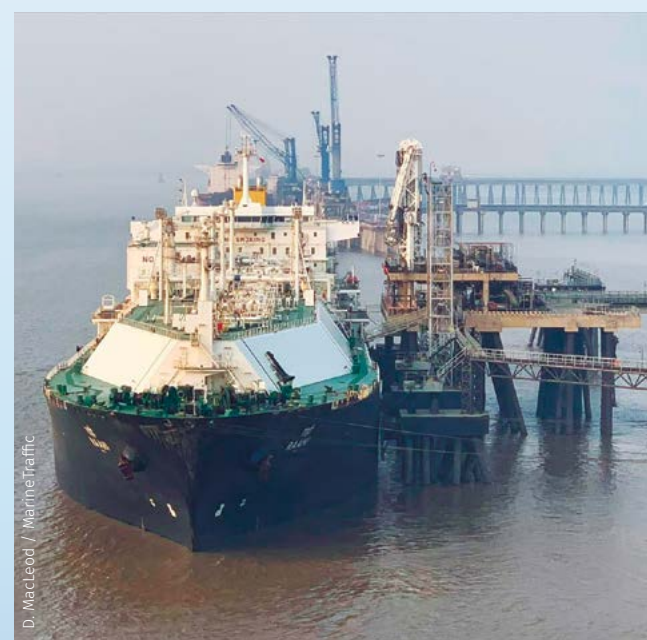
Число рейсов СПГ-танкеров, обслуживающих тот или иной завод сжижения, тесно коррелирует с суммарными объемами отгрузки. При этом средняя отгрузка одного рейса может варьироваться в широком диапазоне (от 47 тыс. и менее тонн до 83 тыс.) в зависимости от грузоподъемности используемых танкеров и среднего расстояния транспортировки.

Для примера, за январь-октябрь 2023 года, по оценке ИЭФ на основе данных Eikon, с заводов США было совершено 1066 рейсов, перевезших в общей сложности 72,5 млн тонн СПГ. Таким образом, в среднем за рейс один танкер перевозил 68 тыс. тонн. Для этих перевозок было задействовано почти 250 танкеров, совершивших в среднем

от 1 до 10 рейсов. Из Катара за тот же период было совершено 883 рейса общим объемом 65,4 млн тонн при средней загрузке танкера 74 тыс. тонн. Задействовано при этом было только около 115 судов, среди которых есть мировые рекордсмены по числу рейсов. Так, относительно старый (2004 года выпуска) и небольшой (138,1 тыс. м<sup>3</sup>) танкер Raahi за 10 месяцев совершил 33 рейса, перевезя в общей сложности 1,88 млн тонн СПГ, хотя загрузка одного рейса была не столь уж высокой – 55-59 тыс. тонн. Секрет такой эффективности в использовании танкера на коротком плече транспортировки: от Рас-Лаффана до единственной точки назначения танкера – Дахеджа на северо-западе Индии (штат Гуджарат) танкер доходит за 3-4 дня. Тогда как для мирового рынка СПГ нередки рейсы по 30 суток и более в одну сторону.

Неудивительно, что мировой флот СПГ-танкеров на сегодняшний день почти полностью востребован. Максимальная величина простаивающего флота отмечалась в 2016 году на уровне 6,6% общей грузоподъемности, после чего последовательно снижалась, опустившись в 2022 году до рекордно низкого значения – 0,8% (см. рис. 1).

19-летний танкер Raahi относительно небольшой грузоподъемности (138,1 тыс. м<sup>3</sup>) при загрузке лишь чуть более 40% весьма эффективно используется на коротком плече перевозок СПГ между Катаром и Индией



D. Macleod / MarineTraffic

Расстояние транспортировки и частота рейсов напрямую влияют на общую годовую загрузку СПГ-танкеров. При одинаковой номинальной грузоподъемности объем годовой загрузки танкеров может сильно колебаться в зависимости от средней протяженности маршрутов транспортировки, времени порожнего хода и простоев. И ключевым фактором здесь остается среднее плечо транспортировки и, соответственно, рынки сбыта. Чем ближе страны-получатели расположены к порту отгрузки, тем эффективнее (с точки зрения годовой загрузки) эксплуатируется судно.

### Перспективы роста

Мировой спрос на СПГ-танкеры определяется ожидаемой динамикой отгрузок СПГ на экспорт, строительством новых заводов по крупно- и среднетоннажному сжижению природного газа и географической структурой международной торговли СПГ, влияющей на среднее транспортное плечо танкеров, а также ужесточением экологических требований IMO к морским судам.

В мире сегодня насчитывается всего 23 страны, обладающие экспортоориентированными мощностями по сжижению газа, в 2022 году экспорт осуществляли только 20 из них. Производство отличается высокой концентрацией. На семь ключевых стран-игроков (Австралия, США, Катар, Россия, Индонезия, Алжир и Нигерия) приходится 74,5% действующих мощностей сжижения, 78,8% строящихся и 77,9% мирового экспорта СПГ (по итогам 2022 года).

Долгосрочные перспективы роста спроса на СПГ-танкеры связаны прежде всего с увеличением мощностей сжижения в Северной Америке (преимущественно в США), Катаре, России, Мозамбике и Танзании.

При выполнении всех текущих заказов к 2028 году мировой флот СПГ-танкеров увеличится, по оценке IGU, до 1018 единиц, то есть на 44,2% по сравнению с показателем апреля 2023 года. Общая грузоподъемность вырастет на 49,9% и составит 162,9 млн м<sup>3</sup>. Это эквивалентно росту полной загрузки флота в течение одного рейса до 72,4 млн тонн (+24,1 млн тонн).



MarineTraffic

При сохранении текущей средней загруженности одного танкера 10 рейсами в год такой рост грузоподъемности позволит в 2028 году перевезти, при той же или близкой географической структуре поставок, до 720-730 млн тонн СПГ. Это с запасом покрывает текущие оценки роста как предложения, так и спроса на СПГ в 2028 году.

Однако рост дальности транспортировки (в частности, из-за переориентации российских заводов с Европы на азиатский рынок), а также возможное уменьшение средней скорости судов (в целях снижения удельных выбросов загрязняющих веществ) могут значительно снизить общую эффективность использования СПГ-танкеров. ●

В 2022 году флот перевозчика Korea Line пополнил новый СПГ-танкер SM Bluebird грузоподъемностью 174 тыс. м<sup>3</sup>, построенный по технологии Mark III Flex (GTT). Он ходит под флагом Панамы. В ноябре 2023 года, по данным MarineTraffic, шел на северо-восток в Южно-Китайском море

Рисунок 1.

### Грузоподъемность и загрузка мирового флота СПГ-танкеров, млн м<sup>3</sup>



\* На конец года

Источник: ИЭФ по данным GIIGNL

В начало



# ПРЕДПОЧТЕНИЯ ИНОГДА РАЗЛИЧАЮТСЯ



Интересы участников энергетических рынков отодвигают достижение «зеленых» целей в зону ожидания

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

## COP28: спор продолжают «большие парни»

Руководители ряда крупных энергетических компаний выступили в защиту нефти и газа на главной сцене климатического саммита COP28 в Дубае, подчеркнув прогресс компаний в сокращении выбросов метана, сообщил Reuters.

«Мы – «большие парни» (big guys) и можем делать серьезные дела. Мы можем добиться результатов, и очень скоро нам нужно будет о них сообщить, – сказал Жан-Поль Пратес, глава Petrobras. – Энергетический переход будет иметь силу только в том случае, если это будет справедливый переход».

Глава TotalEnergies Патрик Пуянне заявил, что переход от нефти и газа займет много времени. «Поэтому нам совершенно необходимо добывать нефть и газ по-другому, сокращая выбросы. И мы можем это сделать, у нас есть технологии, – сказал он. – Конечно, за это приходится платить, но это часть нашей лицензии на эксплуатацию, я бы сказал, на будущее».

По данным Net Zero Tracker, ни одна из крупнейших в мире стран-производителей нефти и газа не планирует в конечном счете прекратить их добычу.

Общие мировые выбросы, в прошлом году достигшие рекордного уровня, в 2023 году стабилизировались благодаря подвижкам в использовании земель, включая сокращение масштабов вырубки лесов. Выбросы в этом году составят 40,9 млрд тонн. В Китае и Индии они выросли.

Накануне саммита его президент султан бен Ахмед



султан бен Ахмед Аль-Джабер

Аль-Джабер заявил на онлайн-мероприятии, что «нет научных данных», подтверждающих, что поэтапный отказ от ископаемого топлива необходим для достижения цели ограничения темпов потепления до 1,5 градусов, сообщает CNN.

Аль-Джабер также заявил, что поэтапный отказ от ископаемого топлива не позволит обеспечить устойчивое развитие, «если только вы не захотите вернуть мир в пещеры», цитирует Guardian.

Президент нынешнего саммита одновременно является исполнительным директором нефтяной госкомпании ADNOC, что многие сочли серьезным конфликтом интересов. Впоследствии Аль-Джабер яростно защищал свою приверженность климатическим целям, заявив 4 декабря, что его высказывания неправильно истолковали и что постепенное сокращение вплоть до отказа от ископаемого топлива является «неизбежным» и «необходимым».



## IEA наставляет нефтегазовые компании на «зеленый» путь

В настоящее время в нефтегазовый сектор ежегодно инвестируется \$800 млрд – вдвое больше целевого показателя на 2030 год на пути ограничения глобального потепления на 1,5 °C, констатирует Международное энергетическое агентство (IEA) в отчете The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions, выпущенном в ноябре в преддверии климатического саммита COP28 в Дубае.

Производители должны выбирать между вкладом в углубление климатического кризиса и тем, чтобы стать частью решения по переходу на чистую энергию, говорится в специальном отчете IEA, в котором изложено, что именно необходимо сделать мировому нефтегазовому сектору для приведения своей деятельности в соответствие с целями Парижского соглашения.

### Привычная прибыль или переход на другие рельсы?

При переходе к чистому нулю нефтегазовый бизнес со временем станет менее прибыльным и более рискованным. Анализ IEA показывает, что текущая стоимость частных нефтегазовых компаний может упасть на 25% с сегодняшних \$6 трлн, если бу-

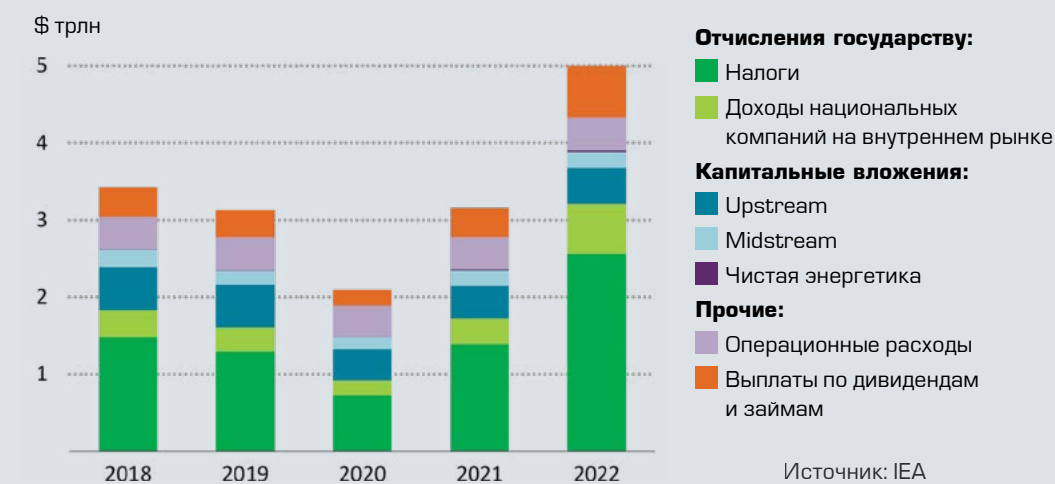
дут достигнуты все национальные цели в области энергетики и климата, и на 60%, если мир встанет на путь ограничения глобального потепления до 1,5 °C.

Вместе с тем нефтегазовый сектор имеет неплохие возможности для масштабирования некоторых важных технологий перехода к экологически чистой энергетике, отмечает IEA. Фактически, около 30% энергии, потребляемой в 2050 году в декарбонизированной энергетической системе, будет происходить за счет технологий, которые дадут возможность извлечь выгоду из навыков и ресурсов нефтегазовой отрасли: включая водо-

род, улавливание углерода, морскую ветроэнергетику и жидкое биотопливо.

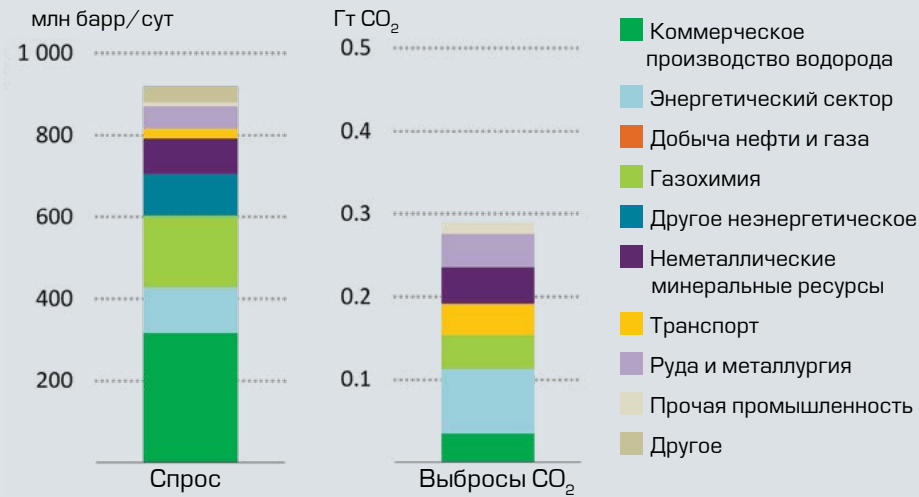
Однако это потребует кардинальных изменений в том, как сектор распределяет свои финансовые ресурсы. В 2022 году нефтегазовая отрасль инвестировала в чистую энергетику около \$20 млрд, или примерно 2,5% от общих капитальных затрат. Производителям, которые намерены соответствовать целям Парижского соглашения, к 2030 году необходимо будет направить 50% своих капитальных затрат на проекты экологически чистой энергетики, и это помимо инвестиций в сокраще-

### Использование доходов нефтегазовой отрасли



Источник: IEA

### Структура спроса на природный газ и выбросов CO<sub>2</sub> от его потребления в сценарии NZE к 2050 году



Источник: IEA

ние выбросов от их собственных операций.

#### Улавливанием не обойдетесь

В отчете также отмечается, что улавливание углекислого газа, которое в настоящее вре-

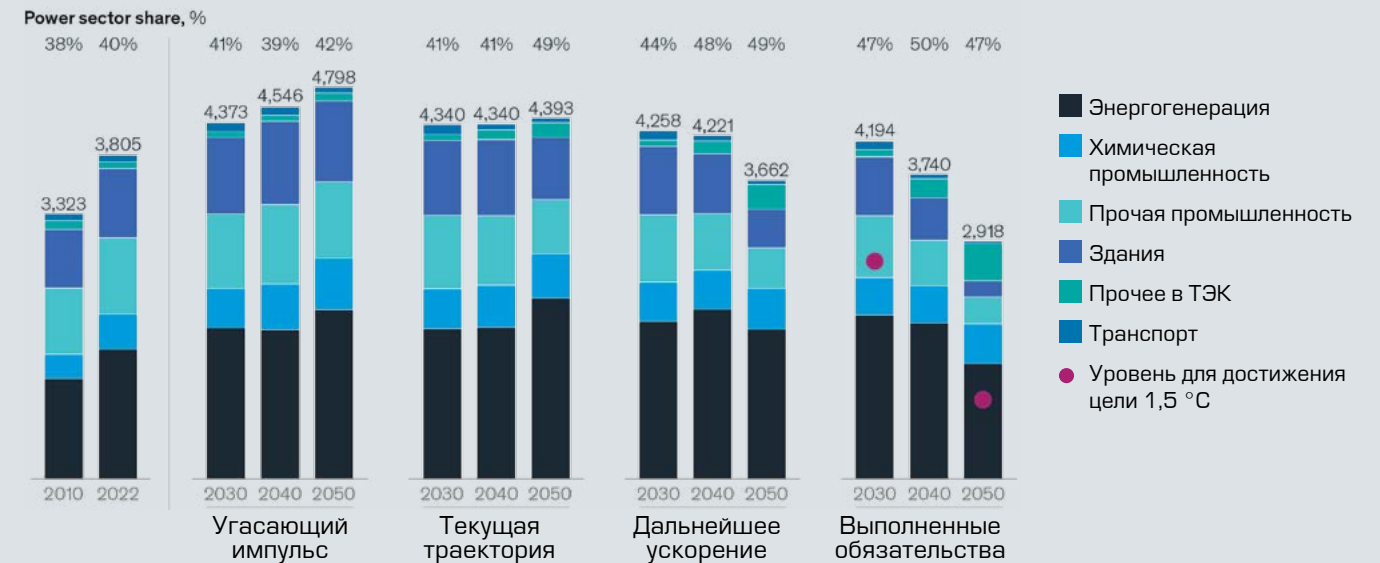
мя является стержнем переходных стратегий многих компаний, не может использоваться для сохранения статус-кво.

Если потребление нефти и природного газа будет развиваться так, как прогнозируется в современных политических условиях, то ограниче-

ние повышения температуры до 1,5 °C потребует к 2050 году улавливания для утилизации или хранения невероятного большого объема, 32 млрд тонн углерода, в том числе 23 млрд тонн за счет прямого улавливания из воздуха. Количество электроэнергии, необходимое для этого, будет больше, чем сегодняшнее энергопотребление всего мира.

Нефтегазовая промышленность инвестирует во многие экологически чистые энергетические технологии, и ряд вариантов тесно связан с существующими компетенциями и ресурсами: улавливание и хранение углерода (CCUS), водород с низким уровнем выбросов и топливо на его основе, биоэнергетика, морская ветроэнергетика, геотермальная энергия, переработка пластмасс, зарядка электромобилей. Эти технологии охватывают 30% конечного потребления энергии в сценарии чистого нуля к 2050 году (Net Zero Emissions by 2050, NZE).

### Спрос на природный газ в 2050 по секторам



Источник: McKinsey

«Выполненные обязательства» спрос на нефть сократится почти вдвое к 2050 году главным образом из-за замедления роста автомобильного парка, повышения эффективности двигателей автомобильного транспорта и про-

должающейся электрификации транспорта. В сценарии «Угасающий импульс» спрос на нефть снизится всего на 3% за тот же период. Это будет отражением гораздо более медленной электрификации мирового автомо-

бильного парка и более слабого внедрения альтернативных видов топлива в авиационном, морском и химическом секторах, где «узкие места», касающиеся материалов и инфраструктуры, ограничивают необходимые изменения.

### Еще раз про балансирующую роль газа на все более сложном пути

Путь сдерживания глобального потепления ниже 1,5 °C выглядит все более сложным, отмечается в отчете международной консалтинговой компании McKinsey (Global Energy Perspective 2023). Тем не менее мир движется к будущему с нулевым уровнем выбросов, демонстрируя рекордный рост в таких областях, как продажи электромобилей и возобновляемые источники энергии. Ожидается, что к 2040 году солнечная и ветровая энергия вместе будут составлять наибольшую долю в мировом энергетическом балансе.

Для поддержки развития ВИЭ и обеспечения (в дополнение к ним) достаточного количества ископаемого топлива потребуются существенные инвестиции, пи-

шет McKinsey. Согласно прогнозу компании, общий объем инвестиций в энергетику увеличится с \$1,5 трлн в 2021 году до \$2-3,2 трлн в 2040-м. Несмотря на значительный рост, уровень инвестиций, вероятно, останется стабильным в процентах от ВВП.

Ожидается, что общий спрос на ископаемое топливо достигнет пика к 2030 году во всех сценариях. Хотя ожидается резкое снижение спроса на уголь, спрос на природный газ и нефть будет расти и дальше в ближайшие несколько лет, а затем останется основной частью мирового энергетического баланса на десятилетия вперед.

Общий спрос на природный газ к 2040 году увеличится в большинстве сценариев,

что во многом обусловлено балансирующей ролью, которую газ будет играть в производстве электроэнергии на основе ВИЭ до широкомасштабного внедрения систем хранения энергии (батарей). В следующее десятилетие (до 2050 года) перспективы спроса на газ сильно различаются в зависимости от сценария: от устойчивого роста при варианте более медленного перехода до резкого снижения в случаях, когда ВИЭ и электрификация будут развиваться быстрее.

Общий спрос на нефть будет продолжать расти в течение большей части текущего десятилетия, а после 2030 года упадет, но степень снижения существенно различается в зависимости от сценария. Так, в сценарии

### ЕК предлагает еще год чрезвычайных мер

В конце ноября 2023 года Еврокомиссия предложила Совету ЕС продлить еще на один год ряд чрезвычайных мер, которые были введены в прошлом году для решения энергетического кризиса. Эта информация размещена на сайте Еврокомиссии.

Хотя положение ЕС в этом году гораздо лучше, а инструменты антикризисного управления

доказали свою эффективность в устранении колебаний рыночной конъюнктуры и обеспечении стабильных поставок, отмечает ЕК, продление мер еще на 12 месяцев обеспечит дополнительную гарантию, поскольку напряженность на глобальных энергетических рынках сохраняется.

Меры изложены в документе: Solidarity Regulation, со-

державшем положения о прозрачности рынка СПГ и правилах солидарности по умолчанию в случае дефицита, Market Correction Mechanism (Механизм рыночной коррекции) и своде чрезвычайных правил, связанных с ускорением выдачи разрешений на проекты возобновляемой энергетики.

### Евросоюз: К зиме готов!

Сокращение спроса, альтернативные поставки и внедрение «зеленой» энергетики означают, что в ЕС, вероятно, будет достаточно газа на зиму, даже если российские поставки будут полностью прекращены. Таким оптимистичным прогнозом в октябре поделилась европейская исследо-

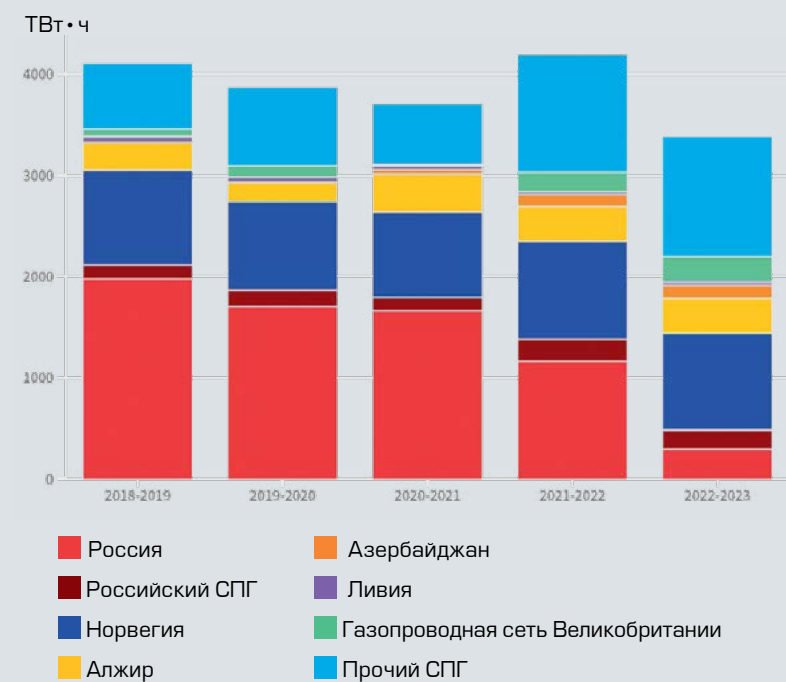
вательская организация Bruegel. Хотя зима 2022–2023 годов была самой сложной за всю историю европейской газовой сети, Европейский союз достаточно хорошо подготовлен к предстоящей зиме, считают в Bruegel. За первые два квартала была достигнута цель ЕС сократить спрос на газ на 15%

ниже исторического среднего показателя.

При этом мощности по импорту СПГ были увеличены на 20%, а мировой рынок СПГ остается хорошо обеспеченным, отчасти благодаря отсутствию значительного роста спроса в Китае. ЕС выполнил свою задачу по хранению



**Структура импорта газа в ЕС по источникам\***



\* В годовом исчислении с августа по июль

Источник: Bruegel по данным ENTSOG, GIE ALSI

газа на уровне 90% на два месяца раньше срока, установленного на ноябрь, и трейдеры смогли отправить излишки газа на хранение в Украину.

В ЕС также наблюдается ускоренное внедрение солнечных модулей, ветровых электростанций и тепловых насосов, которые медленно, но верно способствуют снижению зависимости от газа.

Сочетание всех этих факторов отражается на снижении цен в годовом сравнении.

**Не все спокойно**

Несмотря на эти подвижки, европейцам не следует успокаиваться, отмечает Bruegel. Опасения по поводу нехватки газа или отключений электроэнергии отступили, но цена на газ, которая устойчиво выше, чем на других рынках, а также продолжающаяся волатильность цен все еще могут иметь неопределенные последствия для промышленности и экономики ЕС.

Например, забастовки на австралийских предприятиях

по производству СПГ незначительно повлияли на цены на газ в Европе, хотя Европа и не импортирует австралийский газ. Ремонтные работы на газовом комплексе Nyhalpa в Норвегии – ныне крупнейшем поставщике трубопроводного газа в ЕС – также вызвали волнения на рынке.

До тех пор пока не будут введены в эксплуатацию новые мощности по сжижению природного газа, напряженность на мировом рынке СПГ и, следовательно, на газовом рынке ЕС будет сохраняться.

Однако в 2024 году ожидается увеличение мощностей по сжижению газа; только в США ожидается ввод в эксплуатацию 336 ТВт·ч в год, что примерно вдвое превышает годовой импорт СПГ в ЕС из России.

**СПГ плюс экономия**

Двумя основными элементами того, как справляется ЕС с резким падением поставок российского газа за последние два года, являются

увеличение импорта СПГ и устойчивое сокращение спроса на газ. Доля СПГ в общем импорте газа увеличилась вдвое: с 20% в 2018-2019 годах до 40% за 12 месяцев с августа 2022 года по июль 2023 года. Во многом это было обусловлено импортом из США, который увеличился в 6 раз – со 100 до 600 ТВт·ч). Импорт СПГ из России также увеличился, но это и близко не компенсировало падение импорта трубопроводного газа.

При этом спрос на газ в 2022 году был на 12% ниже, чем в среднем за 2019-2021 годы, за счет промышленности и жилого сектора. В 2023 году рост доступности альтернативной энергетики способствовал значительному снижению спроса на газ также и в энергетическом секторе. Во втором квартале спрос на газ был на 19% ниже среднего показателя за 2019-2021 годы, при этом спрос на газ для производства электроэнергии снизился на 17%.

Аналитики связывают 35% сокращения спроса на газ в ЕС зимой 2022-2023 годов с более теплой погодой. Существуют значительные различия в зависимости от страны: в Германии около 20% сокращения обусловлено погодой, во Франции – около 60%.

**Что будет этой зимой?**

Если ЕС завершит зимний сезон с запасами газа в хранилищах хотя бы на уровне 30%, это можно будет считать окончанием зимы

**В 2024 ГОДУ В США ОЖИДАЕТСЯ ВВОД НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ СЖИЖЕНИЯ ГАЗА, ВДВОЕ ПРЕВЫШАЮЩИЙ ГОДОВОЙ ИМПОРТ СПГ В ЕС ИЗ РОССИИ**



без серьезных угроз безопасности поставок.

В худшем из сценариев к 1 апреля 2024 года загрузка хранилищ ЕС будет на уровне 20%, а в случае спроса на газ, аналогичного прошлогоднему, при отсутствии импорта из России загрузка хранилищ ЕС будет значительно выше 40%, считает Bruegel.

Данные оценки являются консервативными, поскольку не учитывают вызванную ценами корректировку спроса и предложения: то есть если цены будут выше, чем прошлой зимой, ЕС привлечет больше СПГ и/или сократит спрос. Другие факторы предполагают, что потенциал спроса на газ будет структурно ниже, чем в прошлом году. Возвращение к работе нескольких французских атомных электростанций после технического обслуживания, а также более широкое использование энергии солнца, ветра и тепловых насосов снизят спрос на газ для производства электроэнергии. Рекордное количество тепловых насосов, установленных домохозяйствами в 2022 году, снизит спрос на газ для отопления.

Согласно оценкам, сочетание этих элементов приведет к снижению спроса на 3,3% по сравнению с прошлой зимой, что эквивалентно 74 ТВт·ч.

Несмотря на то что ЕС, скорее всего, не столкнется с существенными рисками поставок этой зимой, продолжающиеся последствия перебоев в поставках газа

будут по-прежнему ощущаться в виде более высоких цен. Хотя оптовые цены на газ существенно снизились, цены, которые фактически платят домохозяйства и многие предприятия, остаются высокими из-за временной задержки в приведении розничных контрактов в соответствие с оптовыми ценами. Как следствие, сокращение спроса будет поощряться, но домохозяйства и предприятия по-прежнему будут сталкиваться с повышенными ценами.

**Региональные вариации**

В то время как некоторые страны покончили с зависимостью от российского газа, другие про-

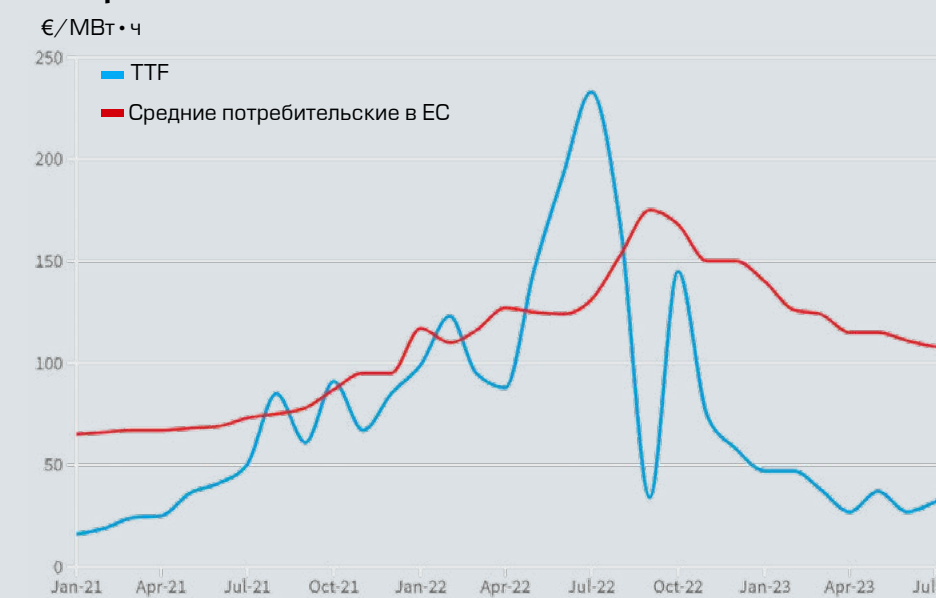
должают его импортировать. Хотя в 2021-2022 годах энергетический кризис в Европе определялся ограничивающими факторами в инфраструктуре, сейчас ситуация изменилась благодаря строительству новых трубопроводов и терминалов для импорта СПГ. Высокие объемы хранения и структурно более низкий спрос сняли общую напряженность на европейском рынке.

**Российский СПГ**

Наиболее уязвимым регионом в случае внезапного прекращения поставок российского СПГ будет Пиренейский полуостров, отмечает Bruegel. Это связано с высокой долей СПГ в конечных поставках газа и относительно высокой долей России в обеспечении импорта этого СПГ. Полуостров также плохо связан с более широкой европейской газовой сетью.

В первом квартале 2023 года СПГ из России составил 20% от общего объема импорта природного газа в Испанию и Португалию. Если импорт СПГ из России в регион полностью прекратится и ничем не будет компенсирован, газовые хранилища этих стран опустеют уже к январю 2024 года.

**Сравнительная динамика цен на газ на TTF и потребительских в ЕС**



Источник: Bruegel по данным Bloomberg (TTF-day ahead), NEPI

На практике альтернативные объемы будут искать на международных рынках. Это может быть компенсировано увеличением доступности российского СПГ (как при нефтяном эмбарго, когда российская нефть перестала поступать в ЕС, а вместо этого «потекла» в Индию и Китай). По оценкам Bruegel, Испания и Португалия смогут хорошо перенести зиму при замещении 50% российских объемов, и это считается возможным с учетом состояния мирового рынка СПГ.

### Российский трубопроводный газ

Австрия, Словакия, Словения, Венгрия и Хорватия столкнутся с крупнейшими предполагаемыми прямыми последствиями перебоев в поставках российского газа, который идет транзитом через Украину. Некоторое незначительное влияние может ощутить Италия.

В совокупности эти страны имеют в хранилищах больше га-

за (200 ТВт·ч), чем они потребили зимой 2022/2023 годов (166 ТВт·ч). Гипотетически, в регионе имеется достаточное газа, чтобы пережить зиму, даже если все торговые связи будут разорваны. На практике такие высокие объемы хранения означают, что любые сбои в российском импорте не будут ощущаться изолированно этими странами, а распределятся по европейской энергосистеме.

Также недавно европейские трейдеры начали хранить газ в украинских газохранилищах. Эти поставки напрямую связаны с трубопроводной системой, по которой проходит транзит российского газа, и являются хорошим буфером на случай сокращения поступления газа из России, пишет Bruegel.

Венгрия и Сербия больше всего зависят от трубопровода «Турецкий поток». Эти поставки с наименьшей вероятностью будут прерваны, учитывая, что Венгрия поддерживает более тесные

отношения с Россией и «Газпромом», чем другие страны ЕС. В настоящее время Венгрия располагает большим объемом запасов газа, чем ее общее потребление зимой, а это означает, что страна справится в случае прекращения поставок из России.

### Дальнейший курс – на снижение спроса

Несмотря на то что перспективы рынка на предстоящий зимний сезон в ЕС выглядят позитивными, критически важным остается поддержание текущего снижения спроса на газ. Правительства должны быть готовы действовать, если произойдет разворот в тенденциях потребления (также следует избегать политики увеличения спроса на газ, такой как субсидии), заключает Bruegel.

Также важно, говорится в отчете, поддерживать высокий уровень безопасности для защиты важнейших маршрутов поставок и инфраструктуры СПГ.

## IEEFA: Нарастание мощностей СПГ в Европе опережает спрос

Европа планирует продолжить строительство инфраструктуры СПГ, несмотря на выравнивание уровня импорта и снижение прогнозов спроса на газ. При этом поставки СПГ из России остаются стабильными, сообщает в материалах Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA).

Разрыв между мощностями СПГ и спросом в Европе продолжает увеличиваться. С начала 2022 года в Европе добавилось шесть новых терминалов СПГ, на одном расширены мощности, введен ранее законсервированный терминал, а также новая плавучая установка регазификации газа (FSRU) пришвартована, но еще не введена в эксплуатацию.

Таким образом, импорт СПГ стабилизировался, а потре-



бление газа продолжает снижаться.

Объем импорта СПГ к 2030 году достигнет 406 млрд м<sup>3</sup>, что на 143 млрд м<sup>3</sup> больше, чем в 2021 году, при этом согласно прогнозам потребление газа снизится примерно до 400 млрд м<sup>3</sup>, поскольку Европа продолжает политику сокращения спроса на газ.

### Куда дальше строить?

В период с января по сентябрь 2023 года уровень использования европейских терминалов СПГ в среднем составлял 58%. В условиях снижения потребления газа в Европе возникает вопрос – нужно ли ей продолжать строить дополнительную инфраструктуру СПГ до 2030 года?

«Снижение спроса на газ бросает вызов утверждению о том, что Европе нужно больше инфраструктуры СПГ для достижения своих целей энергетической безопасности. Данные показывают, что не нужно, – считает Ана Мария Джаллер-Макаревич, энергетический аналитик IEEFA. – Несмотря на значительный прогресс в сокращении потребления газа, страны Европы рискуют обменять зависимость от российских трубопроводов на систему с избытком СПГ, которая усилит воздействие волатильности цен на континент».

### Популярность российского СПГ

Импорт СПГ в Европу с января по сентябрь 2022 года увеличился на 62% по сравнению с тем же периодом 2021 года, в 2023 году – стабилизировался, увеличившись всего на 4%. Одновременно ЕС досрочно выполнил свои задачи по зимнему хранению газа.

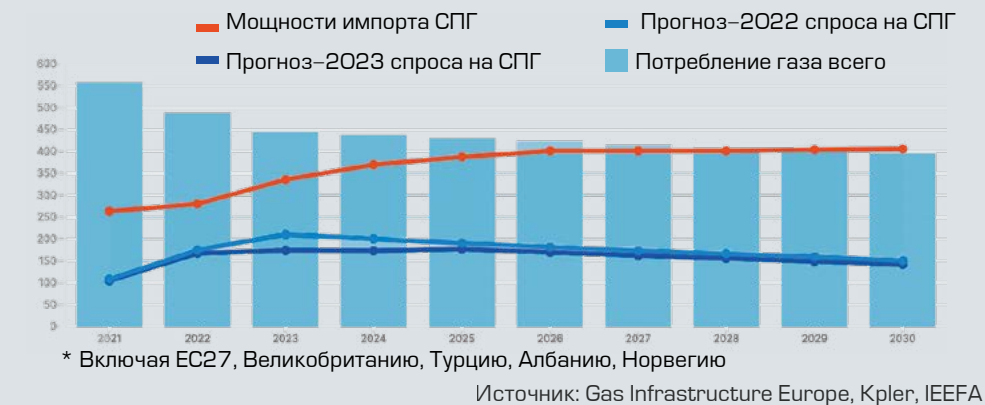
Евросоюз в чистом виде потратил €41 млрд на импорт СПГ в период с января по июль 2023 года, причем крупнейшими бенефициарами стали США (€17,2 млрд), Россия (€5,5 млрд) и Катар (€5,4 млрд).

Европейский импорт российского СПГ в период с января по сентябрь 2023 года оставался стабильным по сравнению с тем же периодом 2022 года.

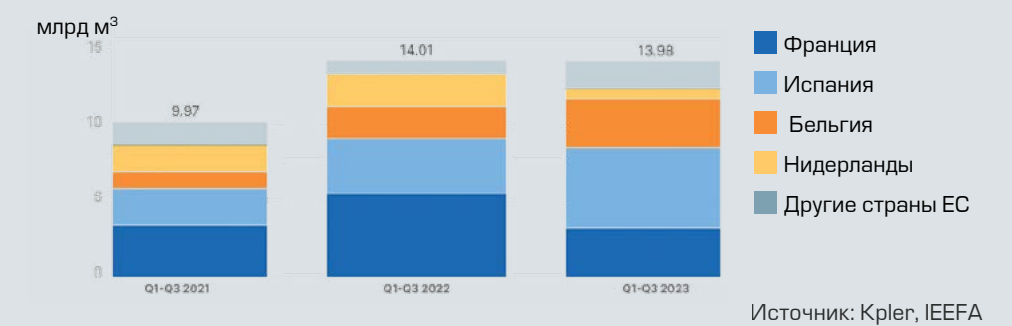
Испания и Бельгия увеличили импорт СПГ на 50% в 2023 году по сравнению с предыдущим годом. Терминалы в Бельгии и Франции также продолжают перевалку российских объемов СПГ проекта «Ямал СПГ». Из российского СПГ, полученного Бельгией и Францией в период с января по сентябрь 2023 года, 37% было отправлено за границу и на другие внутренние терминалы.

Испания является ведущим импортером российского СПГ среди стран ЕС: с января по сен-

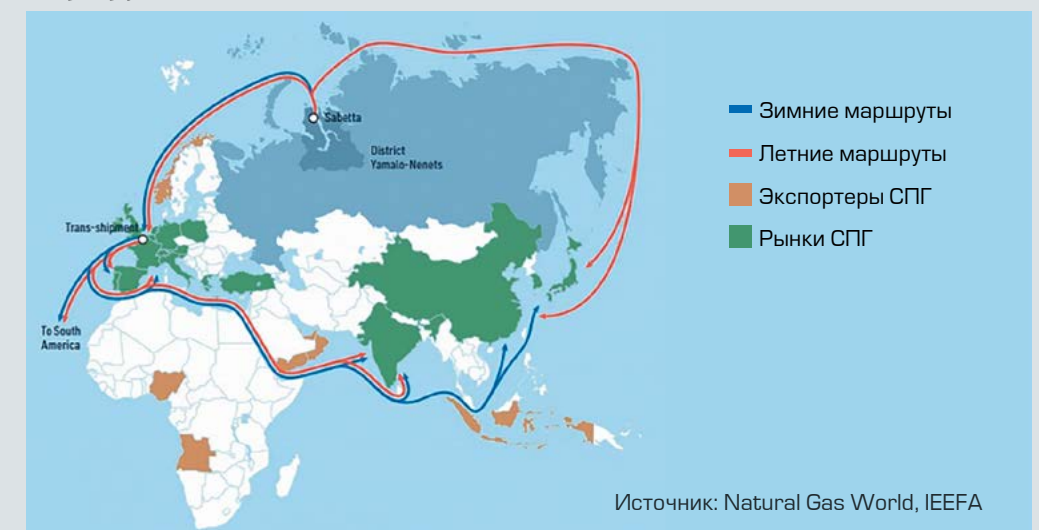
### Сравнительная динамика мощностей приема СПГ и спроса на него в Европе



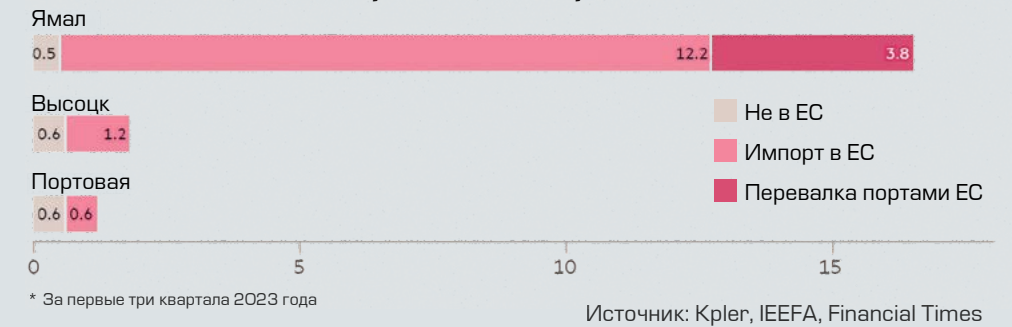
### Импорт российского СПГ в Европу



### Маршруты поставок ямальского СПГ



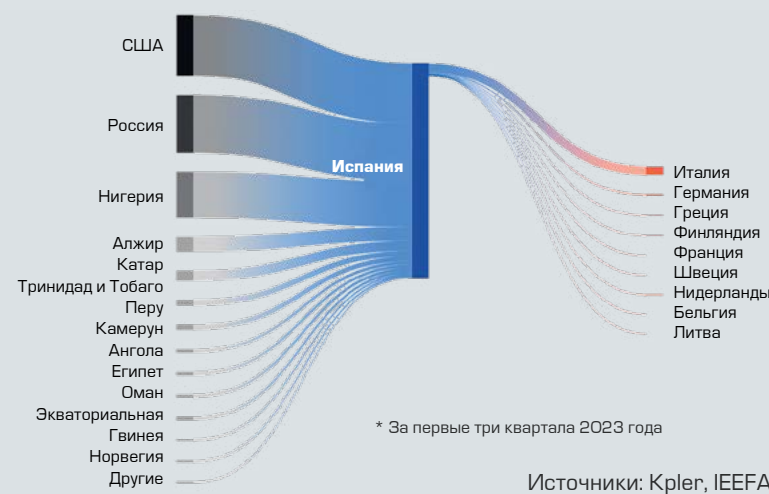
### Объемы поставок СПГ с российских терминалов



тябрь 2023 года было импортировано 5,21 млрд м<sup>3</sup>, за ней следуют Франция (3,19 млрд) и Бельгия (3,14 млрд). Россия является вторым по величине экспортером СПГ в Испанию после США.

С января по сентябрь 2023 года поставки СПГ с российских терминалов проектов «Ямал СПГ», «Криогаз-Высоцк» и «Комплекс СПГ КС «Портовая» составили 17,77 млрд м<sup>3</sup>. Около 21% всего российского СПГ, поступающего в ЕС, приходится на перевалку.

### Потоки импорта и реэкспорта СПГ Испании



### Япония создает резерв СПГ



женный газ в объеме эквивалента не менее одного дополнительного танкера в месяц в период с декабря по февраль, когда спрос на отопление обычно увеличивается. Компания будет обеспечивать экстренные поставки отечественным потребителям по запросу министерства.

Правительство уже рассматривает возможность увеличения объемов хранения в четыре раза, сообщил S&P Global Commodity Insights.

«Хотя на этот раз охватываются только зимние месяцы – декабрь, январь и февраль, мы рассчитываем обеспечить по одному грузу каждый месяц к середине 2020-х годов в качестве среднесрочной [цели]», — сообщил в интервью Юя Хасэгава, директор департамента развития энергетических ресурсов Минэкономики, торговли и промышленности Японии (METI).

«Дело в том, что спрос на СПГ растет не только зимой, но и летом, поэтому мы хотим быть лучше подготовленными», — сказал Хасэгава, добавив, что целевой объем страны на середину 2020-х годов составляет около 840 тыс. тонн в год, исходя из объема одной стандартной партии СПГ 70 тыс. тонн в месяц.

По данным METI, запасы СПГ, принадлежащие крупным японским энергетическим компаниям (ключевой индикатор уровня национальных запасов), по состоянию на 19 ноября составляли 2,49 млн тонн, что выше среднего показателя за пять лет на конец ноября в 2,12 млн тонн.

Доля СПГ в общей выработке электроэнергии в Японии в 2022 году составила 29,9%.

JERA, совместное предприятие Tokyo Electric Power и Chubu Electric Power, является крупнейшим покупателем СПГ в Японии.

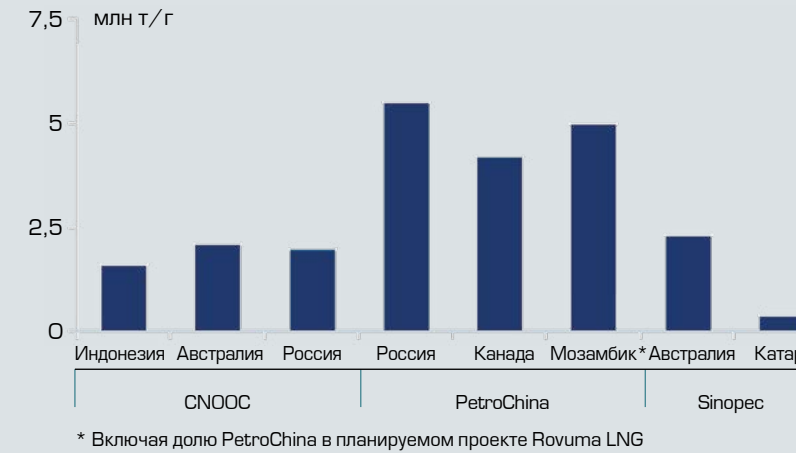
Многие правительства во всем мире формулируют стратегическую политику в отношении запасов природного газа, строят новые терминалы и резервуары для хранения в качестве буферов на случай перебоев в поставках после прошлогоднего энергетического кризиса, который привел к резкому росту мировых цен до рекордно высокого уровня.

Опыт Японии по созданию резервов СПГ – первый в мире среди стран-импортеров СПГ, отмечает Reuters. Европа также рассматривала подобную возможность, но пока до практической реализации дело не дошло.

### Китай наращивает инвестиции в зарубежные проекты СПГ



#### Участие ННК Китая в зарубежных проектах по производству СПГ



Инвестиции материкового Китая в зарубежные проекты СПГ растут, по мере того как страна стремится увеличить и диверсифицировать поставки сжиженного газа на свой внутренний рынок, отмечается в отчете BMI (Fitch Solutions).

Китай – один из крупнейших в мире потребителей СПГ, и необходимость обеспечения поставок СПГ становится все более острой. Китайские национальные нефтяные компании (ННК) заключили множество сделок с зарубежными компаниями, начиная от разведки нефти и газа и заканчивая долгосрочными контрактами на СПГ и инвестициями в акционерный капитал проектов по сжижению газа.

Китайские ННК реализуют стратегию, направленную на установление партнерства и расширение сотрудничества с международными нефтяными



компаниями (МНК), одновременно диверсифицируя риски, связанные с инвестициями в проекты СПГ, и получая доступ к технологиям СПГ. PetroChina, CNOOC, Sinopec и другие наращивают инвестиции в проекты по сжижению газа по всему миру, стремясь стать крупными игроками на глобальном СПГ-рынке наряду с Shell, ExxonMobil, TotalEnergies и Chevron.

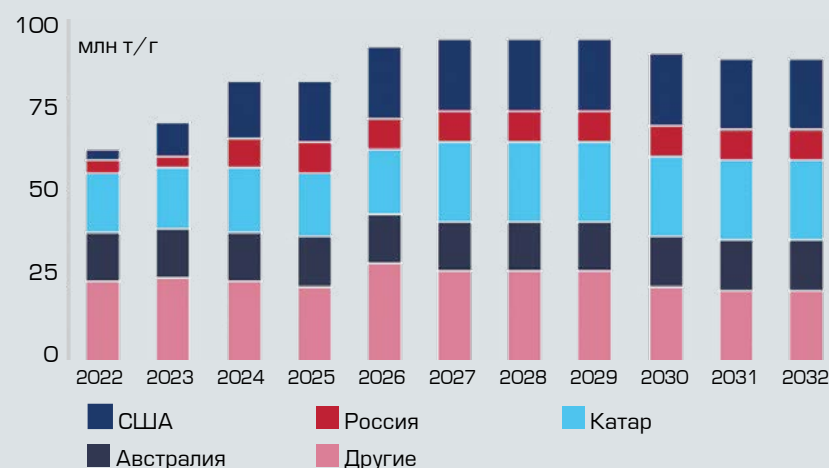
#### Акцент на Россию

Среди всех стран наиболее заметны китайские инвестиции в СПГ-проекты в России.

ННК КНР в настоящее время владеют долями участия в 12 проектах СПГ по всему миру. Ключевым направлением инвестиций в акционерный капитал стала Австралия, где они владеют долями участия в четырех СПГ-проектах, в том числе Queensland Curtis LNG T1, Browse LNG, Australia Pacific LNG.

Однако сейчас Россия обошла в этом Австралию. Помимо имеющихся долей участия в проекте «Ямал СПГ», PetroChina и CNOOC владеют долями в российских арктических проектах, которые планируется ввести в эксплуатацию в период с 2023 по 2026 год, хотя даты строительства еще не определены. Согласно прогнозам, доля Китая в производстве СПГ только в России

**Законтрактованные объемы поставок СПГ в Китай**



Источник: BMI по данным GIIGNL и отчетов компаний

увеличится с 3,5 млн т/г в 2022 году до 6,1 млн т/г в 2024 году, а затем до 7,4 млн в 2026-м. Это составит 32% от суммарного капитала КНР в производстве СПГ по всему миру.

**Глобальный инвестор**

Помимо России китайские ННК приобрели также доли в Канаде, Мозамбике и Катаре, зарекомендовав себя в качестве ключевых инвесторов на мировом рынке, которые готовы принять на себя риски, связанные с СПГ-проектами.

В соответствии с долями участия китайские ННК имеют доступ примерно к 14 млн тонн (на 2022 год), что составляет более 22% от общего импорта СПГ в Китай. Этот объем может увеличиться на 66%, до 23 млн т/г к 2026 году, если будут заверше-

ны все проекты по сжижению газа в Индонезии, России, Мозамбике и Катаре.

Большинство инвестиций в проекты по сжижению газа связаны с долгосрочными контрактами на покупку СПГ. Первый долгосрочный контракт, подписанный CNOOC, касался долевого участия в индонезийском проекте Tangguh LNG. Двадцатилетний контракт PetroChina на импорт 3 млн тонн СПГ в год предполагает 20% инвестиций в акционерный капитал каждой из четырех линий проекта «Ямал СПГ». Однако Китай запасается контрактами закупки и вне проектов. Так, недавний долгосрочный контракт CNOOC на закупку 1,5 млн тонн СПГ в Mozambique Area 1 не предполагал каких-либо инвестиций в акционерный капитал проекта.

Последняя покупка Sinopet – 1,25% акций катарского проекта расширения North Field East мощностью 32 млн т/г – включает долгосрочный контракт на закупку 4 млн т/г в течение 27 лет начиная с 2026 года. Впервые китайской NOC разрешено инвестировать в катарские СПГ-проекты, в которых доминировали МНК. QatarEnergy заявила, что продаст акции компаниям, которые могут помочь защитить такие рынки СПГ, где ННК находятся в лучшем положении для расширения внутреннего рынка СПГ. Именно к таким рынкам относится КНР.

**Торговля на сторону**

Хотя большинство китайских ННК приобрело активы с целью поставок СПГ в Китай, этот подход, похоже, меняется. Китайские ННК, владея долями в проектах по сжижению газа, зачастую продают свою долю продукции сторонним игрокам. PetroChina, опосредованно владеющая 20% в проекте Coral Sul FLNG в Мозамбике, не подписывала никаких соглашений о поставках СПГ с партнерами по проекту, а весь объем произведенного СПГ продается BP по 20-летнему контракту. Проект «Арктик СПГ 2» в России является еще одним примером, в котором CNOOC и PetroChina владеют долями участия, но СПГ продается частным компаниям Китая, включая ENN LNG Trading и Zhejiang Energy, по долгосрочным контрактам.

**Гонконг получил первый морской терминал СПГ**

Энергетические компании CLP Power Hong Kong и Hongkong Electric в июле 2023 года приступили к эксплуатации первого в Гонконге морского терминала СПГ, который поможет стабилизировать поставки топлива. СПГ будет поставляться на электростанцию Black Point компании CLP и электростанцию Lamta

компании HK Electric.

Проект терминала, расположенного к востоку от островов Соко, был разработан энергокомпаниями в 2020 году.

Крупнейшее в мире плавучее хранилище (FSRU) Baihinia Spirit, стоящее у терминала и обслуживающее его по чартерной сделке с MOL, имеет

номинальную производительность 17 млн м<sup>3</sup>/сут при максимальной производительности 22,6 млн м<sup>3</sup>/сут.

Уже в июле компания Shell поставила на новый терминал первую партию СПГ объемом около 139 тыс. м<sup>3</sup>. Этого достаточно для удовлетворения потребностей в электроэнергии

около 1,5 млн домохозяйств в Гонконге в течение месяца.

Проект терминала по импорту СПГ является частью инициативы Гонконга по сокращению выбросов, поскольку город и специальный административный район Китая работают над увеличением использования природного газа для электростанций.



**Сибирский газ для Монголии: больше, чем просто газ**

Газопровод «Сила Сибири-2» может изменить динамику энергетической безопасности Северо-Восточной Азии. При прогнозируемой годовой пропускной способности около 50 млрд м<sup>3</sup> строительство трубопровода увеличит поставки природного газа в Китай и Азию.

Этот новый источник природного газа поможет государствам диверсифицировать свои энергетические портфели и потенциально позволит ускорить уход от угля. Строительство и обслуживание трубопровода создадут тысячи новых рабочих мест по всему региону и принесут миллиарды долларов дохода.

Хотя больше всего от этого нового источника стабильных поставок по выгодной цене выиграет Китай, Монголия также

получит социально-экономические и стратегические выгоды. Некоторые наблюдатели предостерегают Улан-Батор от сотрудничества с Россией и Китаем по идеологическим и стратегическим соображениям. Но анализ затрат и преимуществ показывает, что Монголия может гораздо больше получить, чем потерять от своей потенциальной посреднической роли в этом проекте, пишет Джеффри Ривз из Oupx Strategic Insights для издания East Asia Forum.

Строительство монгольского участка запланированного Россией нового газопровода «Сила Сибири-2» в Китай может начаться в первом квартале или первой половине 2024 года. Протяженность монгольского участка магистралей составит около 960 км,

предполагается размещение пяти компрессорных станций.

В экономическом отношении Монголия ожидает, что «Сила Сибири-2» будет приносить до \$1 млрд в год в виде транзитных сборов в доходы страны, создавать рабочие места, способствовать диверсификации экономики и ускорять уход от угля в энергетическом секторе.

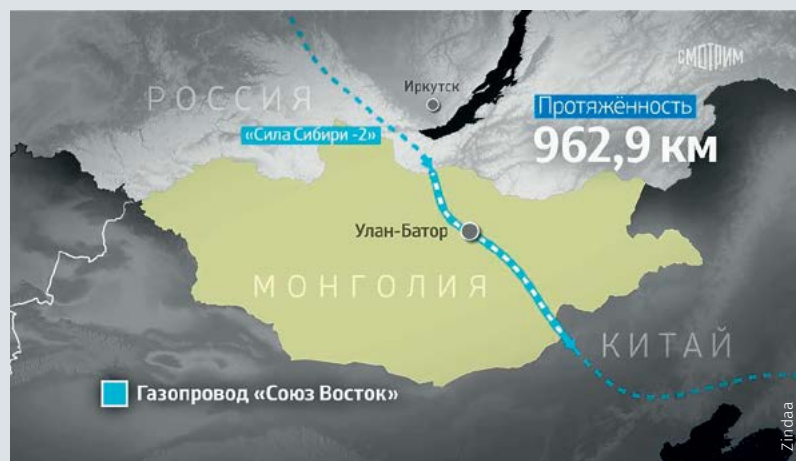
Монголия является развивающейся экономикой с ВВП на душу населения чуть более \$4500, уровнем неполной занятости более 12% и чрезмерной зависимостью от добычи ресурсов. Такая непредвиденная экономическая выгода будет иметь существенные последствия для развития страны.

**С одного ископаемого на другое?**

Монголия использует уголь для 85% своего энергоснабжения и полагается на угольные теплоэлектростанции (ТЭЦ) советских времен для снабжения своих основных городов.

Эти устаревшие угольные ТЭЦ очень сильно загрязняют воздух зимой и напрямую влияют на качество жизни городских жителей; дети страдают от респираторных заболеваний. Наряду с тем, что Монголия в долгосрочной перспективе должна инвестировать в солнечную и ветровую энергетику, природный газ пред-





лагает краткосрочные и среднесрочные возможности для сокращения использования угля, а также долгосрочные – для компенсации перебоев в поставках возобновляемой энергии.

С экологической точки зрения «Сила Сибири-2» может оказать положительное влияние на общий углеродный след Монголии. Хотя экологические группы раскритиковали решение Монголии заменить одно ископаемое топливо другим, такая критика неуместна, пишет эксперт. Природный газ при сжигании вырабатывает примерно вдвое меньше углекислого газа, чем уголь, и производит гораздо меньше вредных загрязнителей, таких как диоксид серы и твердые частицы.

Точно так же, как многие азиатские экономики рассматривают переход от ископаемого топлива как постепенный процесс, основанный на переходе от угля к более чистым альтернативам, так и правительство Монголии отдает приоритет краткосроч-

ным, а не долгосрочным решениям. На решение Улан-Батора об участии в проекте «Сила Сибири-2» в действительности влияют фундаментальные соображения экономической, энергетической и экологической безопасности. Это не геополитическое «закручивание гаек», как предполагают некоторые аналитики.

### Стратегическая удача и риски

В монголоязычных статьях о «Силе Сибири-2» очень мало упоминаний о предполагаемом принуждении со стороны России и Китая, если таковые вообще имеются. Монгольские аналитики в основном рассматривают его как стратегическую удачу, которая повысит статус страны в Северо-Восточной Азии, а также в отношениях с Россией и Китаем.

Тем не менее Монголии следует попытаться смягчить любые потенциальные риски, связанные с проектом «Сила Сибири-2». Улан-Батор может тесно сотрудничать с региональными организациями, такими как Азиатский банк развития, чтобы обеспечить прозрачность и подотчетность на протяжении всех тендерных и строительных процессов. Руководство Монголии также может придерживаться передового международного опыта в смягчении воздействия на окружающую среду и принять меры, гарантирующие формирование в стране надлежащей энергетической инфраструктуры, что-

бы получить выгоду от импорта газа, когда придет время.

По сути, Монголия может использовать для природного газа большую часть той же энергетической инфраструктуры, которая ей необходима для других возобновляемых газообразных видов топлива. Это означает, что инвестиции в газовую инфраструктуру сейчас помогут интегрировать возобновляемые источники энергии в энергосистему страны в будущем.

### Дальний прицел. Геополитический

Монголия также может снизить риск потенциального вклада «Силы Сибири-2» в стратегическую уязвимость посредством внешней политики, основанной на всеобщности и балансе влияния. Это означает поддержание связей как с Россией, так и с Китаем, чтобы избежать зависимости от них обоих — стратегию, которую Монголия и другие государства Центральной Азии успешно использовали на протяжении десятилетий.

Для таких государств, как Япония, Южная Корея и США — все они заинтересованы в стратегической автономии Монголии, — это означает дальнейшее сотрудничество посредством операций и диалога, направленных на укрепление стабильного регионального порядка.

Хотя эти усилия должны смягчить оставшуюся обеспокоенность аналитиков, их также можно рассматривать как прямую выгоду от участия Монголии в проекте «Сила Сибири-2». Чем больше Монголия интегрируется в энергетические сети Азии, тем большую стратегическую ценность она приобретает в регионе, как, например, в стратегии США «Захвати инициативу».

Улан-Батору не следует уклоняться от таких возможностей из-за потенциальных недостатков. Вместо этого он должен к ним активно стремиться, уверяет Джеффри Ривз. ●

В начало



# ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ: аппетиты РАСТУТ

Контент-анализ материалов зарубежных источников выполнила Елена Жук

## Спрос на СПГ в странах ЮВА стимулирует инвестиции в регазификацию

В Юго-Восточной Азии (ЮВА) наблюдается стремительный рост мощностей регазификации СПГ, связанный с началом импорта сжиженного природного газа новыми странами региона, отмечает в своем отчете BMI (группа Fitch Solutions). В конце 2022 года общая мощность регазификации ЮВА достигла 49 млн тонн

в год. В 2023 году началась коммерческая эксплуатация трех новых регазификационных терминалов общей мощностью 6,2 млн тонн газа в год.

Филиппины ввели в эксплуатацию плавучий терминал регазификации СПГ (FRSU) в мае, а вьетнамская компания PetroVietnam Gas (PV Gas) за-

пустила береговой терминал по приему и хранению СПГ Thi Vai LNG в июле 2023 года. Небольшой приемный СПГ-терминал компании Zhejiang Huaxiang мощностью 0,2 млн т/г заработал в Индонезии. Кроме того, на Филиппинах в стадии строительства еще два проекта, завершить которые планируется в 2023 году.

BMI ожидает, что общие мощности по регазификации в ЮВА к концу 2023 года увеличатся до 57,2 млн тонн.

Ключевой драйвер роста мощностей связан с растущим числом проектов по производству энергии из СПГ. Еще одним фактором является либерализация рынков природного газа, допускающая участие сторонних игроков.

К концу десятилетия ожидается рост инвестиций в терминалы регазификации и хранения СПГ в ЮВА.

Растущее стремление Азии к использованию СПГ для обеспечения долгосрочной энергетической безопасности и поддержки энергетического перехода стимулирует инвестиции в инфраструктуру приема и хранения СПГ, включая расширение мощностей существующих терминалов. Такие инвестиции в настоящее время осуществляются на Филиппинах, во Вьетнаме, Таиланде и Индонезии.

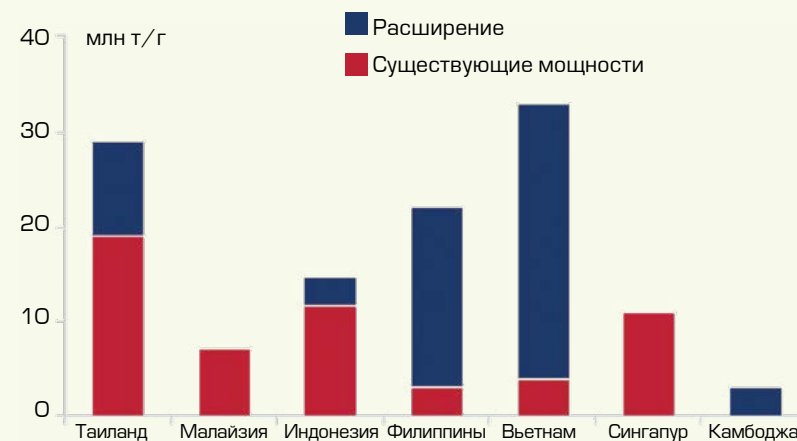
### Бум на Филиппинах

На Филиппины приходится наибольшее количество строящихся СПГ-терминалов в регионе. Если все семь утвержденных проектов терминалов к концу года будут завершены, импорт СПГ на Филиппины может увеличиться до 22 млн т/г. Еще три проекта суммарно на 10,7 млн т/г находятся на разных стадиях разработки и должны быть завершены в период с 2024 по 2026 год.

### Вьетнам: генеральная газовая линия

Правительство Вьетнама одобрило семь проектов терминалов по импорту СПГ в рамках долгосрочного генерального плана по газу. Правительство планирует за 2023-2025 годы построить четыре терминала – Thi Vai LNG, Son My

## Существующие и планируемые мощности регазификации СПГ в странах Юго-Восточной Азии



Источник: BMI по данным госведомств и отчетов компаний

LNG, Tien Giang LNG и South West LNG, чтобы достичь импорта на уровне 5 млн тонн в 2025 году, 10 млн – в 2030-м и 15 млн т/г – к 2035 году.

Вьетнамская нефтяная компания Hai Linh Co Ltd стала первой, завершившей строительство терминала в южной провинции Ба Риа-Вунгтау еще в 2020 году, но этот терминал так и не был введен в эксплуатацию из-за переноса строительства комплексной газовой электростанции Hiep Phuoc на 2024 год.

В июле 2023 года правительство одобрило американской компании AES and PV Gas проект строительства терминала Son My мощностью 9,6 млн т/г. Проект будет реализован в два этапа, завершить его планируется в 2027 году.

В 2026 году ожидается ввод в эксплуатацию трех проектов СПГ-терминалов общей мощностью регазификации 14,6 млн т/г. Дополнительные инвестиции будут зависеть от темпов расширения мощностей газовой генерации, считают в BMI.

### Камбоджа и Мьянма

Перспективы роста мощностей по регазификации СПГ имеют-

ся на нетрадиционных рынках импорта СПГ в Азии, поскольку страны стремятся обеспечить СПГ для производства электроэнергии. Камбоджа начала импортировать СПГ с использованием ISO-контейнеров у Китайской национальной морской нефтяной кооперации (CNOOC) в 2020 году, в июне того же года Мьянма импортировала свою первую партию.

Правительство Камбоджи одобрило строительство Камбоджийской газовой корпорацией (CNGC) берегового терминала для регазификации СПГ мощностью 3 млн т/г в заливе Кампонг Сом и выдало ей лицензию на импорт СПГ. Однако ожидается, что реализация проекта FSRU, интегрированного с электростанцией мощностью 1200 МВт, работающей на СПГ, столкнется с задержками, поскольку окончательное инвестиционное решение еще не принято.

Терминал по импорту СПГ Dawei LNG мощностью 6 млн т/г в Мьянме, по-видимому, был отложен из-за нехватки средств на фоне ужесточения экономических санкций, что привело к растущему числу иностранных инвесторов, требующих выхода из проекта.

## Терминалы в Индонезии принимают собственный СПГ

В отличие от других стран большинство приемных СПГ-терминалов Индонезии предназначены для получения СПГ отечественных заводов через компанию Pertamina. Регазификационный терминал Arun принимает СПГ с проектов Tangguh и Donggi Senoro, тогда как небольшой FSRU-терминал Amurang будет принимать СПГ в основном с завода Bontang.

У Индонезии нет стимулов инвестировать в крупномасштабные терминалы по регазификации, поскольку СПГ предназначен для розничной продажи и распределения мелким потребителям, а также для замены топлива на небольших электростанциях, и его можно поставлять через существующую инфраструктуру сжижения, такой как терминал регазификации СПГ-проекта Arun.

Pertamina и Государственная электроэнергетическая компания (PLN) подписали соглашение о сотрудничестве по строительству восьми малых терминалов приема сжиженного природного газа. Три небольших терминала находятся на поздней стадии строительства.

На терминалах по приему СПГ в Индонезии преобладает внутрииндонезийская торговля, незначительные объемы импортируются из-

за границы. В настоящее время у Pertamina заключены три долгосрочных контракта с Cheniere Energy, TotalEnergies и Woodside Petroleum в объемах добычи 2 млн тонн в год. В 2019 году Pertamina также подписала 20-летний контракт с Mozambique Area 1 LNG мощностью 1 млн т/г, поставки начнутся в 2025 году.

## Доступ к поставкам и инфраструктура потребления

Будут ли реализованы все запланированные терминалы регазификации в ЮВА, зависит от доступа к поставкам СПГ и инвестиций в газовые электростанции, отмечается в отчете.

Так, скорее всего, будут запущены новые терминалы в Таиланде, поскольку компания РТТ имеет стабильный доступ к поставкам СПГ за счет долгосрочных контрактов по импорту и портфеля активов в проектах по сжижению газа в Омане, Малайзии и Мозамбике. РТТ тоже стремится заключить дополнительные долгосрочные контракты на поставку СПГ с QatarEnergy.

Также велика вероятность, что малайзийской Petronas, которая стремится инвестировать в третий резервуар на терминале Pengerang в Джохоре, удастся расширить мощности хранения, учитывая потенциальное увели-

чение импорта СПГ. Petronas уже подписала долгосрочные соглашения на закупку 1,1 млн т/г у Cheniere Energy и 1 млн т/г у Venture Global LNG.

В то же время BMI ожидает, что предлагаемые терминалы импорта СПГ на Филиппинах и во Вьетнаме могут столкнуться с задержками, поскольку у них нет надежного доступа к поставкам СПГ по долгосрочным контрактам. Запланированные проекты терминалов, вероятно, будут реализовываться параллельно с инвестированием в газовые электростанции. Потенциальные импортеры СПГ на Филиппинах и во Вьетнаме стремятся обеспечить долгосрочные контракты и находятся в процессе переговоров с производителями сжиженного газа.

## Конъюнктура благоволит

В настоящее время низкие цены предоставят покупателям сильную позицию на переговорах для заключения выгодных долгосрочных контрактов. Снижение затрат на поставку СПГ будет способствовать тому, что все больше проектов регазификации будет продвигаться вперед, принося пользу и поставщикам СПГ, которые ищут экспортные рынки.

Ценовая конкуренция на спотовых рынках СПГ в ближайшем будущем может обостриться, поскольку развивающиеся импортеры в значительной степени полагаются на спотовый рынок.

В отличие от традиционных покупателей СПГ – Японии и Южной Кореи – большинство в Юго-Восточной Азии, скорее всего, будет более чувствительны к колебаниям спотовых цен. Новые импортеры СПГ – Филиппины и Вьетнам – останутся в высшей степени подвержены воздействию конъюнктуры спотовых рынков. Ожидается, что конкуренция за спотовые грузы будет расти.



## Цены стабилизируются, импорт СПГ в Азию растет



Азиатский импорт СПГ будет расти, поскольку на некоторых рынках активизируется спотовая закупочная деятельность в надежде на стабилизацию цен после периода волатильности; также этому способствует укрепление инфраструктуры, пишет S&P Global (Surabhi Sahu). При этом рынок внимательно отслеживает аспекты зависимости Европы от СПГ, и ожидается, что актуальность долгосрочных контрактов сохранится, как считают участники саммита FT Commodities Asia Summit, прошедшего в Сингапуре в середине ноября 2023 года.

Стремительный рост цен на СПГ в 2022 году в связи с событиями в Украине подорвал спрос на газ, увеличив неустойчивость азиатских и европейских рынков, отметила на саммите Эстер Анг, глава подразделения СПГ и член руководства MET International AG. По ее словам, долгосрочные последствия прошлогодней волатильности рынка могут сохранять-



Эстер Анг

ся в течение нескольких лет. Если европейский рынок некоторым образом сбалансируется, то Азия предлагает большой нераскрытый потенциал для поглощения СПГ.

Си Син Йи из Pavilion Energy отметила жесткость глобального баланса спроса и предложения СПГ в связи с быстрой реакцией

рынка на события. «Это оказало большое влияние на Азию», – сказала она.

### Разная реакция участников рынка

Однако отдельные рынки Азии по-разному отреагировали на изменение динамики рынка СПГ.



Си Син Йи

По словам Си, импорт СПГ в Китай в 2022 году упал примерно на 20% в годовом исчислении, что свидетельствует о нежелании страны участвовать в условиях чрезвычайно высоких цен. Она отметила, что в 2023 году Китай снова нарастил импорт, но цифры все равно ниже, чем в 2021 году.

Китай придерживается сбалансированного подхода — увеличения мощностей хранилищ СПГ, увеличения поставок российского трубопроводного газа, а также добычи природного газа на суше, продолжая при этом некоторую добычу угля и угольную генерацию, в числе прочего — из-за надбавки на риск, которую Европа налагает после сокращения поставок российского газа, сказала Си.

«Япония и [Южная] Корея демонстрируют совершенно иную динамику, чем Китай, вероятно, по-прежнему в значительной степени ориентируясь на безопасность поставок», — сказала Си,

указав на небольшое увеличение притока СПГ в эти страны в 2022 году, несмотря на высокие цены.

По ее словам, «история колоссального роста» также складывается в некоторых частях ЮВА, включая Таиланд, где спотовые закупки СПГ продолжаются.

### На очереди «азиатская история» роста

События в Украине изменили динамику рынка СПГ, «в значительной степени сделав его европейской историей», сказал Динеш Кумар



Динеш Кумар

мар, вице-президент по торговле СПГ в GAIL Global Singapore, добавив, что следующая история роста придет из Азии. В ней ожидается увеличение закупочной активности в 2025-2026 годах, когда на глобальный рынок придет новый транш поставок СПГ.

По данным S&P Global Commodity Insights, спрос в Азиатско-Тихоокеанском регионе вырастет на 36,5%, до 344 млн тонн в год в 2028 году по сравнению с уровнем 2022 года.



Доменико Де Лука

Доменико Де Лука, генеральный директор Axpro Solutions, заявил, что в Европе, где СПГ сыграл важную роль в компенсации потери поставок российского трубопроводного газа, также наблюдается очень быстрое наращивание мощностей регазификации, что повышает устойчивость рынка СПГ.

## Здесь будет центр активности

Ожидается, что страны ЮВА станут ключевыми драйверами спроса на рынке СПГ к 2030 году, суммирует Lee Ying Shan из CNBC высказывания обозревателей отрасли.

В 2022 году объемы мировой торговли СПГ выросли до рекордного уровня, чему способствовал в основном рост спроса со стороны Европы, поскольку регион нацелен на снижение зависимости от российского трубопроводного газа. Однако через несколько лет ожидается снижение спроса на СПГ на европейских рынках.

Тони Риган, руководитель газового сектора ATP NexantECSA, консалтинговой компании по энергетике и нефтепереработке, предполагает, что спрос на СПГ в Европе достигнет пика в 2027 году, а затем упадет в 2030 году. «Я думаю, в действительности, центр активности будет в Юго-Восточной Азии, в частности Вьетнаме, Таиланде, Индонезии», — сказал Риган.

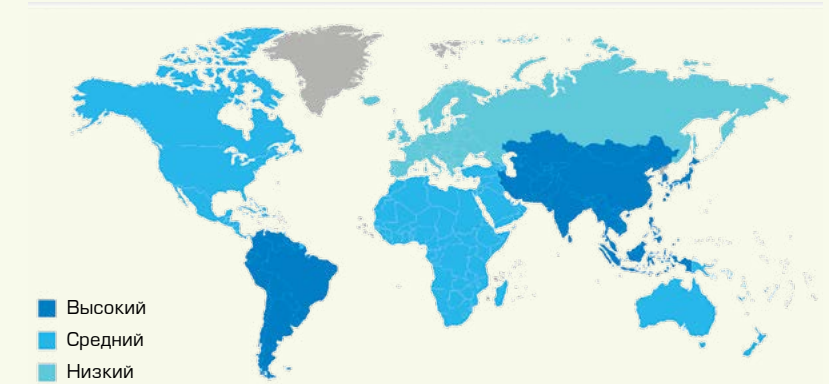
### Большие ожидания от Вьетнама

Для рынка СПГ, сказал Риган, «ярким пятном» является Вьетнам, где прогнозируется серьезный рост спроса в течение следующих нескольких лет, в основном стимулируемый правительственным 8-м планом развития электроэнергетики. План предусматривает перевод всех угольных электростанций на альтернативные виды топлива или вывод их из эксплуатации к 2050 году.

«Ожидается очень сильный рост спроса в течение следующих нескольких лет, поскольку 13 новых электростанций, предложенных в плане, будут работать на СПГ, еще 10 – на газе», — сказал Риган.

Вьетнам долгое время считался важным растущим рынком СПГ из-за сильного экономического роста и увеличе-

### Карта роста рынков СПГ



Источник: Mordor Intelligence

ния численности населения, отмечают в Центре глобальной энергетической политики Колумбийского университета. Ожидается, что этот рост приведет к увеличению спроса на энергию.

По оценкам S&P Global, ВВП Вьетнама вырастет с \$327 млрд в 2022 году до \$760 млрд к 2030 году.

Согласно прогнозам аналитической и консалтинговой компании Mordor Intelligence, мировой рынок СПГ вырастет с \$74,6 млрд в 2023 году до \$103,41 млрд к 2028 году.

Компания Shell также заявила о текущем бурном росте рынка СПГ, выделяя в качестве будущих ключевых драйверов этого роста три страны, две из которых – в ЮВА. «Мы поставили СПГ в три новые страны: Германию, Вьетнам и Филиппины, и все они представляют собой очень важные потенциальные рынки СПГ», — заявил исполнительный вице-президент Shell Energy Стив Хилл на недавней конференции Gastech в Сингапуре.

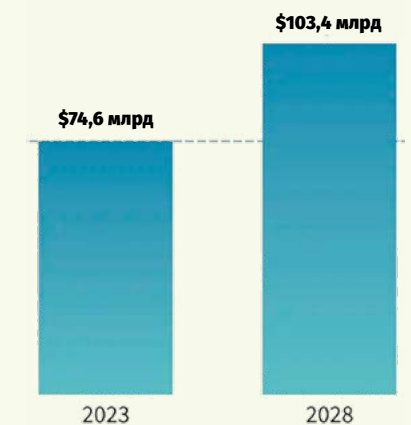
«Эти рынки решили проблему импорта СПГ, и теперь существует огромный потенциал роста», — сказал Хилл, подчеркнув, что эти страны недавно получили свои первые партии, что укрепило большой прогресс в реализации их амбиций по СПГ.

### ЮВА: 12% мирового рынка и 4-кратный рост

В S&P Global разделяют оптимизм по поводу того, что Юго-Восточная Азия может стать основным рынком для природного газа в виде СПГ. «К 2033 году спрос на СПГ в ЮВА, по прогнозам, достигнет 73 млн тонн в год, что составит 12% мирового рынка СПГ», — сказал Чжи Синь Чонг, глава S&P Global по рынкам газа и СПГ в развивающихся странах Азии. По данным аналитической компании, это соответствует увеличению спроса почти в 4 раза по сравнению с 2022 годом.

Продолжающееся сокращение поставок газа на внутреннем рынке, наряду с перехо-

### Прогноз роста глобального рынка СПГ



Источник: Mordor Intelligence

дом от угля к газу в энергетическом факторе, станет основным фактором роста, сказал Чонг CNBC.

«Крупнейшими рынками, вероятно, будут Таиланд, Малайзия, Индонезия и Сингапур,

учитывая, что эти рынки уже несколько лет импортируют СПГ», – сказал он.

Однако он предупредил, что спрос на этих рынках по-прежнему неустойчивый и зависит от стабильности цен.

«Крайне важно, чтобы цены на СПГ оставались стабильными, а также происходило глобальное финансирование необходимой инфраструктуры», – отметил Чонг.

### Вьетнам станет крупнейшим в мире импортером СПГ?



Вьетнам, который долгое время считался ключевым растущим рынком СПГ в ЮВА благодаря сильному экономическому росту и росту населения, 10 июля получил первую партию СПГ от Shell на новом терминале Thi Vai, войдя в список стран-импортеров СПГ. Эксперты Шанью Не, Анн-Софи Корбо и Диего Ривера Ривота в блоге Центра глобальной энергетической политики Колумбийского университета обсуждают текущий и будущий спрос на СПГ во Вьетнаме и его последствия, такие как перспективы роста отрасли СПГ и замена угля в энергетическом секторе.

#### Энергобаланс Вьетнама: газ – 8%

Общий спрос на энергоносители во Вьетнаме, по данным отчета Energy Institute (бывш. статистические отчеты BP), в течение последнего десятилетия стабильно рос на 7,4% в год. В структуре спроса на первичную энергию

в стране уголь, нефть и природный газ в настоящее время составляют 52%, 25% и 8% соответственно (IEA).

За последнее десятилетие Вьетнам удовлетворял свои растущие потребности в производстве электроэнергии преимущественно за счет угля и гидроэнергии. Потребление газа, основанное исключительно на внутренней добыче, достигло пика в 10 млрд м³ в 2015 году (Energy Institute). Из-за падения добычи доля электроэнергии, вырабатываемой на газе, снизилась за это время с 30% до 11% в 2022 году. Тогда как доля производства электроэнергии на угле выросла с 33% до 49% в 2020 году, хотя в 2022 году она снизилась до 39%. Выбросы увеличились более чем вдвое, и 95% этого увеличения пришлось на сжигание угля.

Правительство Вьетнама обязалось достичь нулевых выбросов углекислого газа к 2050 году и приняло Национальную стратегию по изменению кли-

мата до 2050 года. Поэтому импорт СПГ может помочь Вьетнаму не только сократить дефицит поставок газа, но и снизить выбросы.

Стоит отметить, что Вьетнам сейчас также переживает бум солнечной энергетики. Дополнительные мощности солнечных фотоэлектрических станций выросли примерно со 100 МВт в 2018 году до 18 474 МВт в 2022 году.

#### Правительственный энергетический план

Правительство Вьетнама включило импорт СПГ в свои энергетические планы еще в 2017 году, объявив о проектах строительства пяти терминалов по импорту СПГ и более 10 электростанций, работающих на СПГ. Однако эти планы начали реализовываться только с 2019 года, когда PV Gas (дочерняя компания национальной PetroVietnam) начала строительство терминала Thi Vai LNG.

Ввод терминала, запуск которого первоначально планировался на 2022 год, сначала был отложен из-за последствий пандемии COVID-19, а затем из-за чрезвычайно высоких спотовых цен на СПГ. Терминал Thi Vai LNG мощностью 1 млн т/г будет снабжать электростанции комбинированного цикла Non Trach 3 и 4 после ввода их в эксплуатацию.

Эти проекты являются ключевой частью амбициозного плана расширения энергетического сектора Вьетнама (8-й план развития энергетики, PDP8), который правительство опубликовало

в мае 2023 года. PDP8 предполагает увеличение энергетических мощностей Вьетнама более чем вдвое: с 69 ГВт в 2021 году до 150 ГВт к 2030 году. План включает:

- 6 ГВт газовых электростанций, использующих газ с внутреннего рынка (+66%);
- 22,4 ГВт газовых электростанций, использующих СПГ (с нуля);
- 8 ГВт угольных электростанций (+36%);
- 28 ГВт энергии ветра (сегодня 0,5 ГВт);
- 4 ГВт солнечной энергии (сегодня 18 ГВт).

#### Возможности роста импорта СПГ

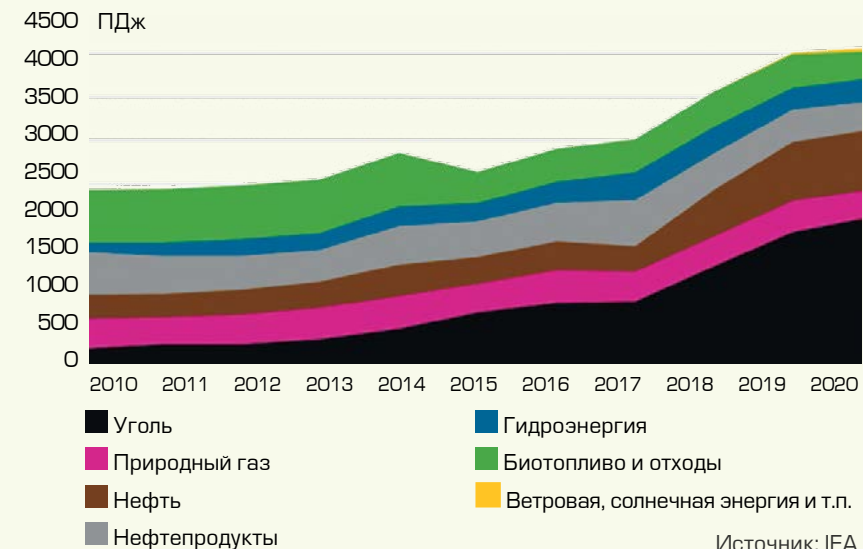
Несмотря на амбициозные цели, реализации плана препятствует ряд проблем, таких как неопределенность будущей внутренней добычи газа, а также трудности с «обеспечением капитала» для 7,2 ГВт угольных энергетических проектов, которые, в случае если они не будут «реализованы» к июню 2024 года, «должны рассматриваться на предмет прекращения использования».

Что касается СПГ, в PDP8 говорится об ограничении его роли, «если есть альтернатива снижению зависимости от импортного топлива». Тем самым правительство подчеркивает беспокоенность по поводу растущей зависимости от импорта СПГ.

С учетом того, что эти электростанции работают с 50%-ным коэффициентом мощности, электростанция на 22,4 ГВт потребует около 13,1 млн тонн СПГ в год. Поскольку сейчас действует только один терминал Thi Vai LNG мощностью 1 млн т/г, ясно, что, несмотря на вышеуказанные опасения, стране нужно значительное расширение инфраструктуры.

Следующий терминал, Hai Linh (3 млн т/г), этой осенью уже вышел на стадию испытаний. Еще один проект, Son My LNG (3,6 млн т/г), продвигаемый AES и PV Gas, как ожидается, будет введен

#### Энергетический баланс Вьетнама (первичные энергоресурсы)



Источник: IEA

в эксплуатацию лишь к 2027 году. Эти три проекта, расположенные на юге Вьетнама, позволят импортировать до 7,6 млн т/г к 2026 году. При этом не только сохранится потенциальный дефицит мощностей в 5,5 млн т/г, которые необходимо построить до 2030 года, но и не решит проблему отсутствия доступа к СПГ северной части Вьетнама со строящимися электростанциями.

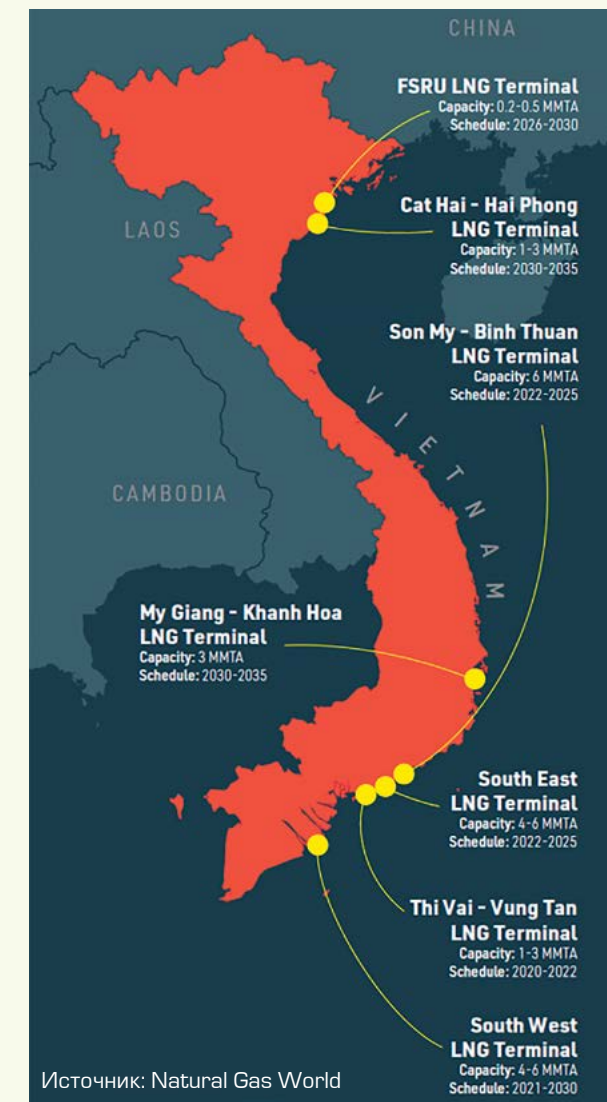
#### Участники вьетнамского СПГ-сектора

Ведущим игроком в развитии отрасли СПГ во Вьетнаме является PV Gas наряду с рядом иностранных компаний, в том числе при прямой поддержке правительства США.

Delta Offshore Energy (DOE) планирует построить морской регазификационный терминал мощностью 2,5-3 млн т/г в провинции Бакльеу. В проекте участвует консорциум компаний GE, Bechtel, McDermott, Stena Power & LNG Solutions и JP Morgan. Министерство энергетики работало над соглашением о покупке электроэнергии с госкомпанией Electricity Vietnam (EVN).

AES, еще одна американская

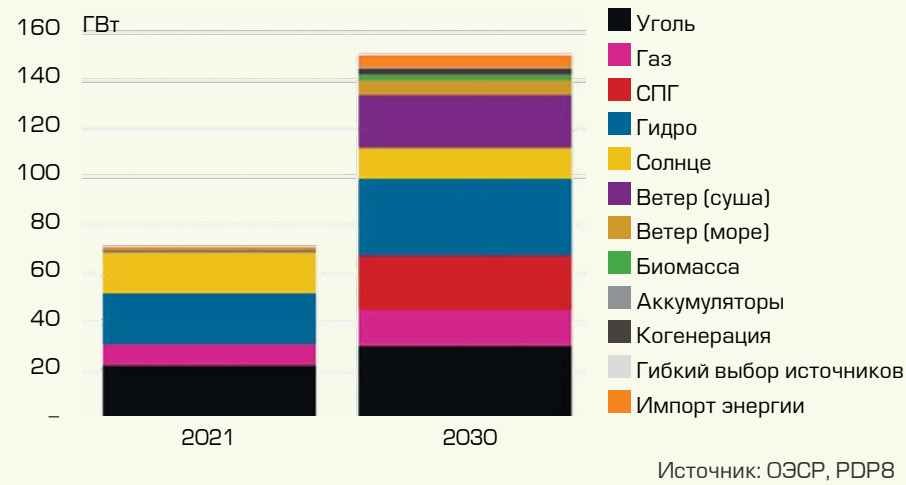
#### Проекты приемной инфраструктуры СПГ Вьетнама



Источник: Natural Gas World



### Структура мощностей электрогенерации Вьетнама по энергоисточникам



компания, создала совместное предприятие с PV Gas для строительства и эксплуатации терминала СПГ Son Mu в Биньхуане.

Кроме того, ExxonMobil и японская JERA работают над интегрированным проектом по производству энергии из СПГ в Северном Вьетнаме.

Многие страны ЮВА полагаются на сочетание долгосрочных контрактов и спотовых поставок СПГ, согласно анали-

зу GIIGNL. Вьетнам, вероятно, пойдет по тому же пути. До 2025 года Вьетнам будет конкурировать со странами, зависящими от спотовых поставок СПГ (особенно в Европе), либо за покупку спотовых партий, либо за заключение краткосрочных сделок. Первой партией, купленной PV Gas, стала спотовая партия СПГ от Shell. Хотя спотовые цены снизились по сравнению с пиком 2022 года, напряженность на мировом рынке СПГ

сохраняется.

PV Gas также рассматривает возможность подписания долгосрочных контрактов, которые могут обеспечить большую стабильность цен в сравнении со спотовыми поставками. Компания вела переговоры с «НОВАТЭКом» и ExxonMobil, у которых имеются незаконтрактованные объемы на предстоящих проектах «Арктик СПГ 2» и Golden Pass соответственно.

Катар также имеет значительные незаконтрактованные объемы СПГ и рассчитывает в 2023 году подписать большое количество долгосрочных контрактов, поставки по которым начнутся в 2026 году.

В сентябре 2020 года DOE объявила запрос на предоставление предложений (RFP) на 25-летние поставки СПГ объемом 2,5-3 млн т/г. Некоторые из потенциальных проектов по производству электроэнергии из СПГ, поддерживаемых международными игроками (такими как JERA и ExxonMobil), также могут обеспечиваться из портфелей СПГ этих компаний.

### Всплеск интереса к СПГ в Таиланде тревожит сторонников энергоперехода

Таиланд подскочил с одиннадцатого на восьмое место в мировом рейтинге по импорту СПГ после

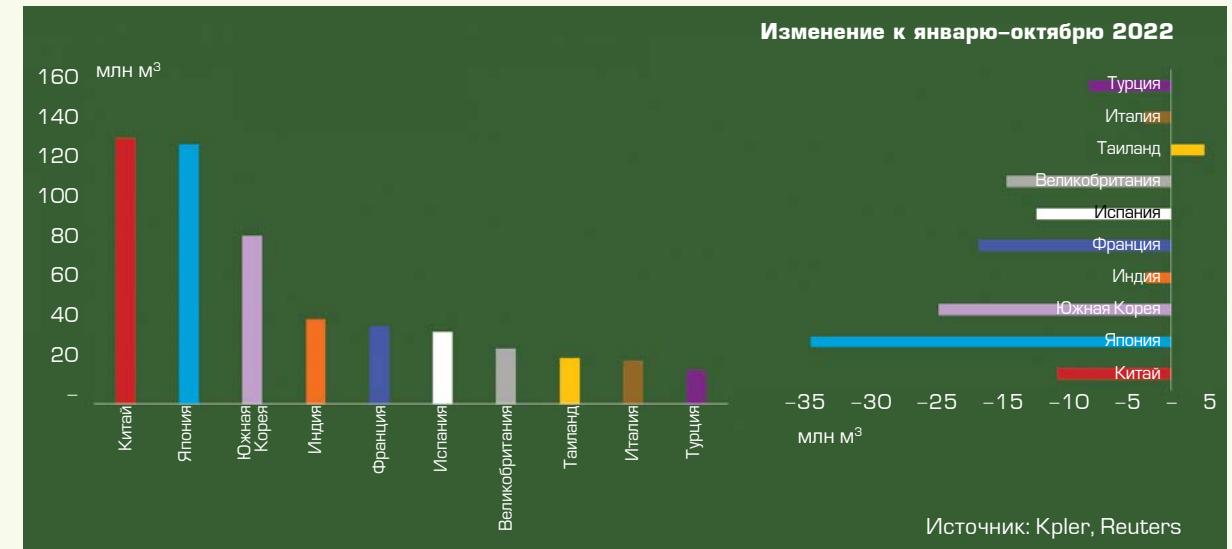
того, как закупки в октябре 2022 года выросли на 25% по сравнению с аналогичным периодом

2022 года, сообщил Reuters (Гэвин Магуайр) в конце октября.

По данным Kpler, Таиланд импортировал 22,9 млн м<sup>3</sup> СПГ в октябре по сравнению с рекордными 19,8 млн за весь 2022 год, что помогло ему впервые войти в десятку крупнейших импортеров сверхохлажденного топлива.

Однако высокий аппетит Таиланда на СПГ вызывает растущую обеспокоенность сторонников энергетического перехода в Юго-Восточной Азии, поскольку Таиланд рассматривается как страна, которая может влиять на другие страны в регионе с точки зрения амбиций и стратегий энергетического перехода.

### Топ-10 стран крупнейших импортеров СПГ в январе-октябре 2023 года



### Генерация на газе

Основным драйвером импорта СПГ в Таиланд, который с 2019 года вырос на 127%, является его электроэнергетика с использованием значительной доли газа.

По данным аналитического центра Ember, в 2023 году на природный газ приходится около 67% общего производства электроэнергии в Таиланде. Для сравнения: доля газа в Юго-Восточной Азии в целом составляет около 30%, а во всей Азии – около 10%.

Средний показатель использования газа в энергосистеме Таиланда в этом году вырос с примерно 63% в 2022 году, поскольку энергокомпании увеличили газовую генерацию, чтобы компенсировать снижение доли угля с прошлогодних 20% до 16%.

Сокращение добычи угля помогло сократить выбросы

от его сжигания в Таиланде почти на 2,5 млн тонн за первые восемь месяцев 2023 года по сравнению с тем же периодом 2022 года, показывают данные Ember. Но снижение выбросов от угля было более чем компенсировано почти 5-миллионным скачком выбросов от газовых электростанций за тот же период. В результате общий объем выбросов в энергетическом секторе Таиланда поднялся до нового максимума, несмотря на ограничения на угольную генерацию.

### Подавая пример

Будучи второй по величине экономикой Юго-Восточной Азии после Индонезии, Таиланд рассматривается как региональный лидер с точки зрения общего экономического импульса и по-

тенциала энергетического перехода, отмечает Гэвин Магуайр.

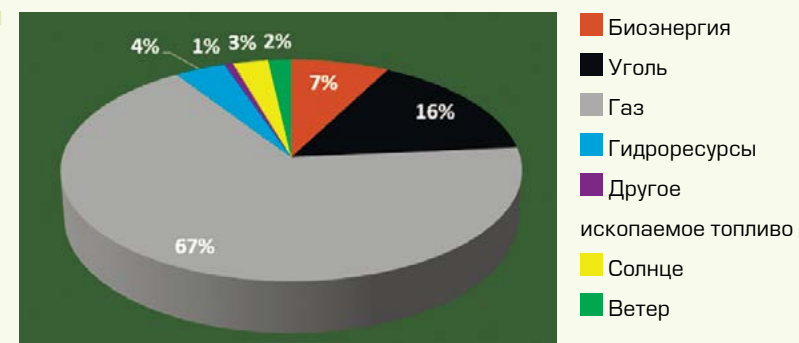
Индонезия, крупнейший в мире экспортер энергетического угля, на протяжении десятилетий полагалась на внутренний угольный сектор и использует его для производства около 62% электроэнергии.

Таиланд исторически был известным производителем природного газа из скважин в Сиамском заливе. Но, по данным Energy Institute, истощение запасов в сочетании с быстро растущим спросом на энергию привело к тому, что Таиланд уже более 20 лет является нетто-импортером газа.

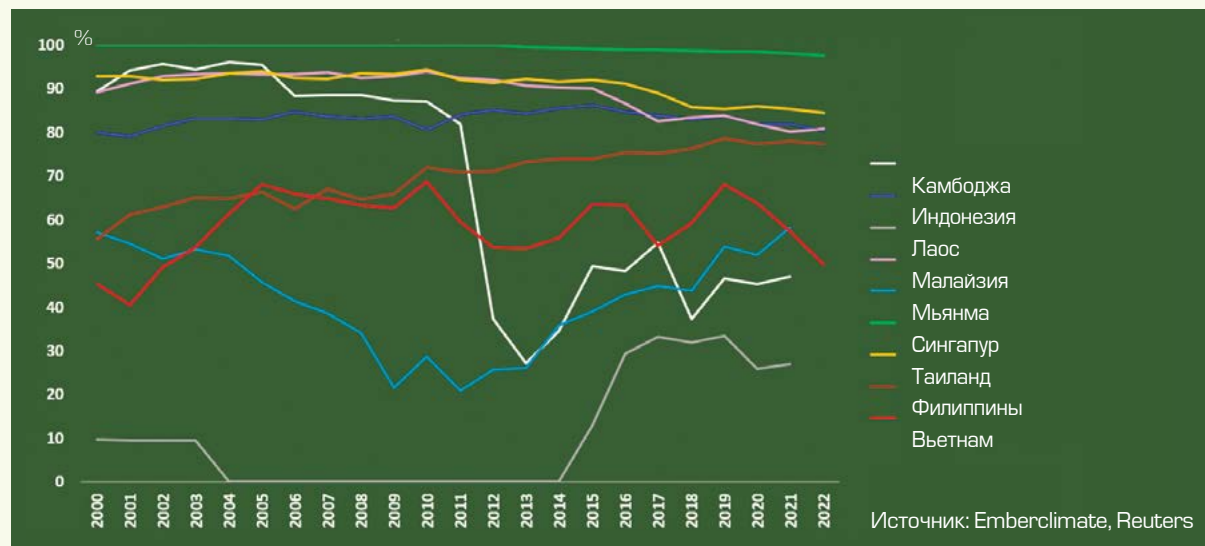
Эта зависимость от импорта ранее вызывала ожидания, что Таиланд проявит активность в сфере возобновляемых источников энергии, особенно с учетом обилия в стране солнечного света и протяженной береговой линии с большим ветровым потенциалом. Однако темпы Таиланда по внедрению солнечной и ветровой энергии одни из самых медленных в ЮВА, на ее долю приходится менее 5% от общего объема генерации. К примеру, во Вьетнаме это более 13%, а в Азии в целом – около 11%.

В Таиланде также используются биоэнергетические установки и гидростанции, но при-

### Структура топливного баланса электроэнергетики Таиланда



Динамика доли ископаемого топлива в электрогенерации в странах ЮВА



Источник: Emberclimate, Reuters

оритетное внимание уделяется развитию дополнительных мощностей газогенерации. По данным Ember, с 2015 года на газовые мощности приходится 72% общего увеличения мощностей по производству электроэнергии в Таиланде. На долю угля пришлось дополнительно 2% прироста мощностей. Это вывело Таиланд на более высокие позиции даже в сравнении с Индонезией с точки зрения доли ископаемого топлива в производстве электроэнергии.

Такая сильная зависимость от ископаемого топлива встревожила исследователей климата, которые обеспокоены тем, что другие могут последовать примеру Таиланда и остаться

активными потребителями ископаемого топлива, несмотря на глобальную поддержку перехода к чистым энергетическим системам.

**Газовый тренд остается сильным**

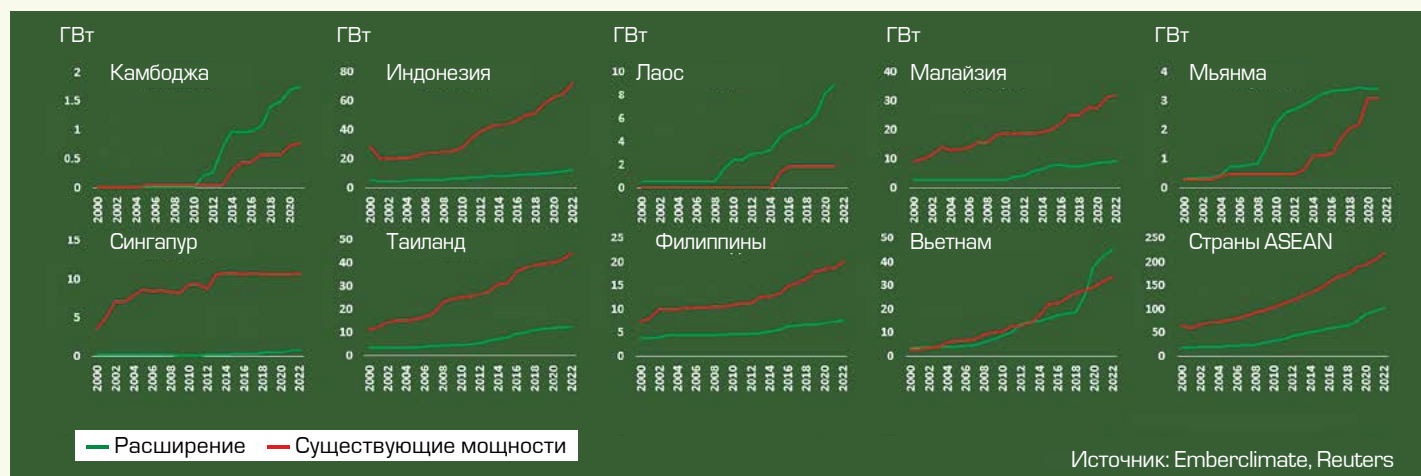
Главным утешением для сторонников энергоперехода является то, что важно уже само расширение новых мощностей по производству электроэнергии.

Все страны Юго-Восточной Азии обязались ускорить развитие возобновляемых источников энергии, а Таиланд нацелился на неископаемое топливо, чтобы обеспечить 35% своих потребностей к 2037 году, согласно послед-

нему Плану развития энергетики страны. Для достижения этой цели мощность возобновляемой генерации должна резко вырасти и затмить темпы роста мощности ископаемого топлива, по крайней мере в течение следующего десятилетия.

Такие темпы, в свою очередь, приведут к замедлению импорта СПГ в Таиланд и снижению его потребления по мере роста производства возобновляемой энергии. Однако нынешние высокие темпы роста импорта СПГ в Таиланде позволяют предположить, что в краткосрочной перспективе ископаемое топливо будет создавать большую часть импульса к расширению энергосистемы Таиланда. ●

Сравнительная динамика электрогенерации в странах ЮВА по «чистым» и ископаемым видам топлива



Источник: Emberclimate, Reuters

В начало



# ДАТА-ЦЕНТРЫ НА ПНГ

- BitRiver активно строит центры обработки данных, обеспеченные электроснабжением на попутном нефтяном газе (ПНГ)
- Проекты BitRiver развиваются в сотрудничестве с крупнейшими нефтяными компаниями России, которые имеют возможность экологично утилизировать ПНГ
- BitRiver ставит в приоритет снижение углеродного следа и негативного воздействия на окружающую среду
- Проекты на ПНГ в портфеле BitRiver составляют более 7.5% от всей энергомощности ЦОДов компании (около 40 МВт) и в течение 2024 года могут вырасти в 2 раза



127521, Россия, г. Москва  
ул. Анненская, д. 17  
+7 (495) 150-28-56  
sales@bitriver.com



## Санкционная политика США приоткрывает возможности для решения многих энергетических и экономических проблем страны



**Георгий Панаиотов,**  
эксперт Института энергетики  
и финансов

**18** октября 2023 года США объявили об ослаблении режима санкций в отношении Венесуэлы. Министерство финансов выдало шестимесячную лицензию, разрешающую американским компаниям проводить операции с нефтегазовым сектором Венесуэлы. Это приоткрыло для него новые возможности – после двух десятилетий спада, который, впрочем, был обусловлен не столько санкциями, сколько нарастающими внутренними проблемами (см. «Предыстория упадка» и «Санкционное давление»).

### Большие ресурсы пока не стали большими возможностями

Венесуэла – страна парадоксов, в том числе и нефтегазовых. Боливарианская республика, как известно, обладает крупнейшими в мире нефтяными запасами (около 17,5% мировых, в 2,8 раза больше, чем в России) и входит в первую десятку стран по запасам газа, оцениваемым на 2022 год от 5,5 трлн до 6,3 трлн м<sup>3</sup> – 2,7-3,3% мировых (рис. 1). Правда, по данным Венесуэльской газовой ассоциации, 82% доказанных запасов составляет попутный нефтяной газ.

И несмотря на такой огромный потенциал, страна не может удовлетворить даже свои внутренние потребности в нефтепродуктах и природном газе, не говоря уже о прокладке трансграничных трубопроводов или строительстве заводов по сжижению газа.

Валовая добыча природного газа в Венесуэле в 2022 году, по данным ФСЭГ, составила 45 млрд м<sup>3</sup> (0,91% от мировой), а товарная – менее половины этого объема, всего 21 млрд м<sup>3</sup> (0,51% от мировой). Несмотря на умеренный рост товарной добычи в 2021-2022 годах, она остается заметно ниже значений 2015-2017 годов. При этом в 2020-м произошло резкое снижение валовой добычи газа (рис. 2).

Значительная часть добываемого в Венесуэле газа традиционно закачивалась обратно в пласт для стимуляции нефтедобычи, достигая доли 15-30%. С 2019 года закачка резко снизилась, очевидно, из-за проблем самой нефтедобычи.

Основными потребителями газа являются электроэнергетический сектор, промышленность, а также НПЗ

и нефтегазохимия (рис. 3, 4). По оценкам на 2022 год, Венесуэла ежегодно производит 80-92 млрд кВт·ч электроэнергии, при этом 62% приходится на гидроэнергетику, а оставшиеся 38% – на газовую и дизельную.

Газовый рынок страны испытывает хронический дефицит. По оценкам ряда источников, неудовлетворенный спрос на газ в Венесуэле может достигать 60%.

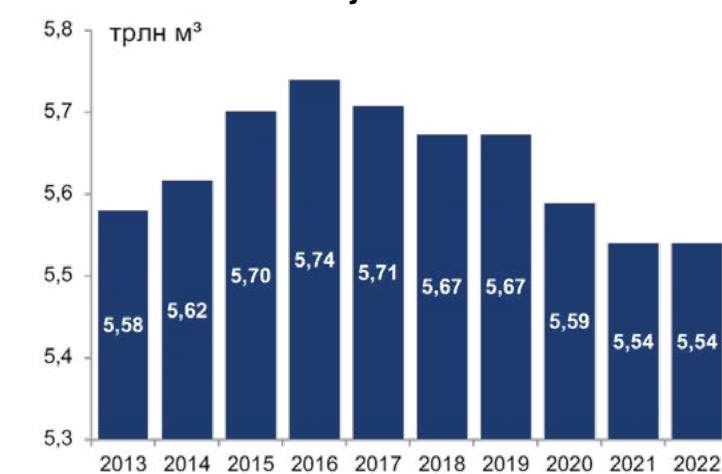
### Как прожигается газовое богатство

Более 80% газодобычи газа в Венесуэле связано с разработкой месторождений нефти, то есть газ не является целевым продуктом. В условиях санкционного давления и низкого уровня внутреннего потребления это приводит к рекордным объемам потерь газа. Кроме того, проблема усугубляется неразвитостью газовой инфраструктуры и тяжелым положением сектора нефтепереработки.

Так, по оценке Gas Energy Latin America (GELA), Венесуэла ежегодно сжигает около 20-25 млрд м<sup>3</sup> газовой смеси. По данным Всемирного банка (2022 Global Gas Flaring Tracker Report), опирающегося на более низкие оценки, в 2012-2021 годах Венесуэла занимала 5-е место в мире по объему факельного сжигания газа, уступая только России, Ирану, Ираку и США и «конкурируя» с Алжиром. По интенсивности факельного сжигания (отношение объема сожженного газа к баррелю добытой нефти) Венесуэла находится на 3-м месте в мире после Сирии и Йемена. Средняя четырехлетняя интенсивность, по данным GELA, достигает в Венесуэле около 61%.

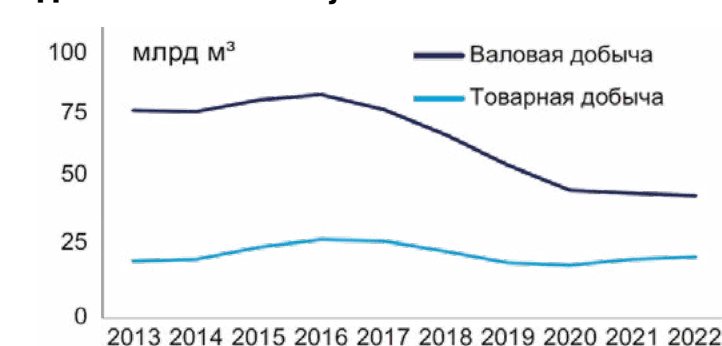
По данным IEA, Венесуэла наряду с Туркменистаном является крупнейшей страной по удельным выбросам при добыче на единицу энергии. В 2022 году выбросы

Рисунок 1  
Газовые запасы Венесуэлы



Источник: GECF Annual Statistical Bulletin 2023

Рисунок 2  
Добыча газа в Венесуэле



Источник: GECF Annual Statistical Bulletin 2023

## Предыстория упадка

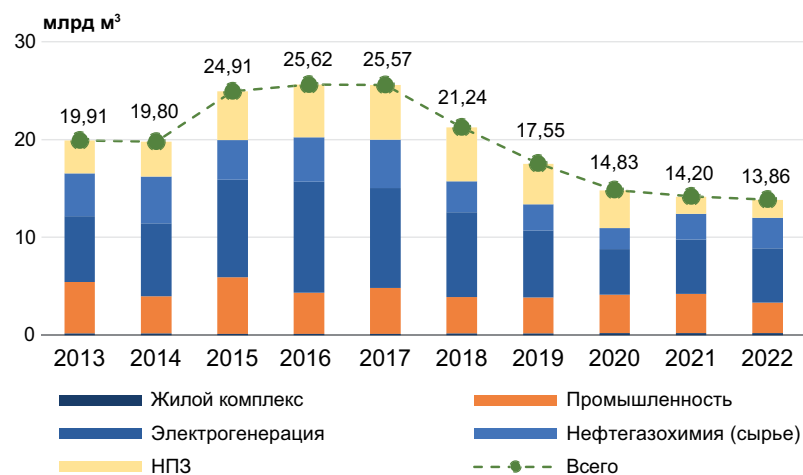
Бывший президент Венесуэлы Уго Чавес (1999-2013) решительно проводил линию усиления роли государства в нефтяной промышленности страны в рамках основной политики, имеющей целью победить повальную коррупцию, преодолеть глубокое социальное расслоение и выйти из затянувшегося экономического кризиса начала 1990-х. При этом в ходе национализации отрасли ущемлялись интересы не только иностранного частного капитала, активно работавшего в то время в секторе, но и бизнеса самой венесуэльской компании PDVSA. Политика его преемника Николаса Мадуро (с 2013 по настоящее время) в отношении нефтегазового сектора долгое время мало чем отличалась, а социально-экономический кризис в стране лишь усилился.

За последнюю четверть века внутренние факторы, негативно повлиявшие на нефтегазовую отрасль Венесуэлы, в целом можно разделить на две группы – это уход иностранных операторов и ослабление собственной национальной компании:

- в целях усиления роли государства соответственно менялось отраслевое законодательство и налогообложение;
- возникли конфликты с иностранным капиталом, ушли многие компании с инвестициями и технологиями, инвестиционный климат значительно ухудшился;
- резко снизился профессиональный кадровый потенциал PDVSA из-за массовых увольнений несогласных и пополнения штата неспециализированными военнослужащими;
- на отрасль была наложена значительная социальная нагрузка в ущерб собственному развитию, прямые выплаты на различные социальные и иные цели, не связанные непосредственно с нефтегазовым бизнесом, превалировали над необходимыми вложениями для поддержания минимальной экономической деятельности. При этом национальная экономика находилась в критической зависимости от нефтегазовых доходов и импорта зарубежных технологических решений.

Эти внутренние факторы вкупе с внешними неблагоприятными обстоятельствами – от потрясений на мировых рынках до введения санкций в отношении Венесуэлы со стороны США – сложились в мощный негативный кумулятивный эффект, приведший к деградации нефтегазовой промышленности страны.

Рисунок 3  
**Потребление газа в Венесуэле по основным группам потребителей**



Источник: GECF Annual Statistical Bulletin 2023

на месторождениях Венесуэлы составили 1,2 кг метана на 1 ГДж (рис. 5).

Однако в силу тяжелого экономического положения страны, многолетнего дефицита инвестиций, технологий и кадров в условиях международных санкций проблема выбросов метана не является для правительства Венесуэлы актуальной. Ситуация усугубляется старением добычной инфраструктуры и поломками существующих компрессорных установок для улавливания газа. При этом санкции не являются ключевой причиной данной проблемы – у PDVSA не было четких планов по снижению факельного сжигания и до их введения.

### Основные газовые проекты

Если говорить не о попутном нефтяном газе, а о собственно газовых месторождениях Венесуэлы, то они связаны в основном

Рисунок 4  
**Добыча нефти в Венесуэле**



Источник: ИЭФ по данным ОПЕК

с шельфом Карибского моря и соседствуют с многообещающим нефтегазовым бассейном Гайаны и Суринама, где в настоящее время наблюдается высокая геологоразведочная активность и разворачиваются новые масштабные добычные проекты. Также по соседству добывает газ и производит СПГ островное государство Тринидад и Тобаго, крупнейший поставщик региона, испытывающий сейчас сокращение запасов.

На шельфе Венесуэлы можно выделить два основных газовых проекта (рис. 6).

• **Газовое месторождение Perla (проект Cardon IV)** считается крупнейшим в Латинской Америке. Оно расположено в Венесуэльском заливе при глубине воды 60 метров, его площадь составляет около 33 км<sup>2</sup>. По различным оценкам, месторождение содержит около 453 млрд м<sup>3</sup> природного газа.

Проектом на паритетной основе владеют итальянская Eni и испанская Repsol. Сразу после начала добычи в 2015 году компании рассчитывали отправлять на экспорт половину от проектной мощности месторождения (12 млрд м<sup>3</sup> в год). Однако с 2016 года правитель-

Рисунок 5  
**Интенсивность выбросов метана на единицу энергии в странах мира, 2022**



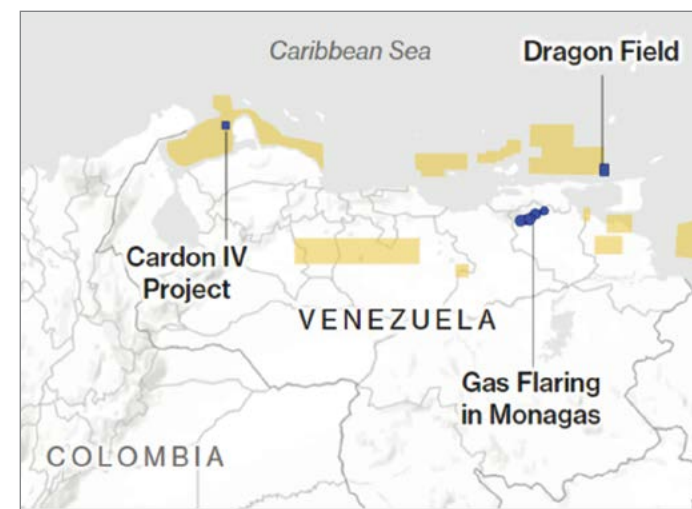
Источник: ИЭФ по данным EIA

ство Венесуэлы запретило экспортировать добытый на месторождении газ, поэтому в рамках заключенных условий PDVSA оплачивала добываемый европейцами газ нефтяным свопом. Но условия соглашения до конца не выполнялись. Так, по состоянию на конец 2022 года Eni отразила просроченную торговую дебиторскую задолженность PDVSA, связанную с Cardon, в размере \$604 млн.

В июне 2023 года обе европейские компании получили экспортную лицензию от правительства Венесуэлы. В мае также был заключен договор об экспорте СУГ и конденсата. На текущий момент добыча на месторождении достигает 6 млрд м<sup>3</sup> в год, все поставки идут на внутренний рынок. В рамках новых соглашений планируется расширение добычи природного газа до 8,3 млрд м<sup>3</sup> в год.

• **Месторождение Dragon** расположено в районе морской границы между Венесуэлой и Тринидадом и Тобаго, к северу от полуострова Пария. Разведанные запасы природного газа составляют 119 млрд м<sup>3</sup>. Dragon вместе с месторождениями Patao, Río Caribe и Mejillones является ча-

Рисунок 6  
**Месторождения газа в Венесуэле**



Источник: Министерство нефти Венесуэлы, PDVSA, Bloomberg

стью крупного газового кластера Mariscal Sucre с общими запасами 416 млрд м<sup>3</sup>.

Согласно первоначальному плану PDVSA от 2013 года, на первом этапе Patao и Dragon должны были приносить 6,2 млрд м<sup>3</sup> в год, на втором этапе разработка Río Caribe и Mejillones позволила бы довести общую добычу газа до 13 млрд м<sup>3</sup> в год. Этот проект был заморожен из-за нехватки капитала и санкций США.

### Санкции: слагбаум приоткрыт?

В начале 2023 года США выдали двухлетнее разрешение (лицензию) Тринидаду и Тобаго, которое позволит национальной компании этой страны вести разработку в территориальных водах Венесуэлы и возобновить сотрудничество с PDVSA без риска попасть под санкционные ограничения.

Отметим, что определенная разрядка в отношениях между США и Венесуэ-

## Санкционное давление

Отдельные санкции в отношении Венесуэлы США стали вводить с 2005 года, более серьезные ограничения последовали в 2009-м, затем в 2015-м, когда администрация Барака Обамы объявила страну угрозой национальной безопасности. Это происходило на фоне очередной волны национализации, затронувшей интересы работавших в стране иностранных компаний.

Практически с начала правления Чавеса страна обвинялась в нарушении прав человека и репрессиях, которым подвергались оппозиционеры. В 2017-2018 годах Венесуэла вновь пережила внутривластные потрясения, протесты и беспорядки жестко подавлялись.

В 2017 году США наложили санкции финансового характера, затруднившие стране, в том числе компании PDVSA, выход на мировые рынки капитала. В 2019 году были введены дополнительные экономические санкции в отношении нефтяной, золотодобывающей, горнодобывающей, пищевой и банковской отраслей.

В апреле 2023 года СМИ цитировали вице-президента Делси Родригес, которая сообщила, что потери Венесуэлы от санкций США составили \$232 млрд.

В октябре 2023 года администрация Джо Байдена частично сняла некоторые санкции в отношении нефтегазовой и золотодобывающей промышленности в обмен на обещание освобождения заключенных, проведения свободных выборов 2024 года и снятия запрета оппозиционерам занимать госдолжности. Минфин США сообщил о выпуске генлицензий сроком на шесть месяцев, которые разрешают некоторые операции с нефтегазовым сектором Венесуэлы.

лой началась еще в 2022 году. С ноября прошлого года США разрешили Chevron расширить операции в Венесуэле и экспортировать нефть в США. Ранее компаниям Epi и Repsol было дано разрешение возобновить поставки в Европу, чтобы снизить зависимость европейской экономики от российского сырья. Однако эти сделки осуществлялись в рамках погашения задолженности PDVSA перед иностранными компаниями и не обеспечивали прирост экспортной выручки для Венесуэлы.

18 октября 2023 года США обновили условия своей лицензии и открыли возможность осуществлять платежи PDVSA в валюте – долларах США и боливарах, а также в виде гуманитарных поставок, включая продукты питания и лекарства. Именно запрет финансовых выплат долгое время являлся главным фактором недовольства властей Венесуэлы. Заключенное соглашение продлится до 31 октября 2025 года.

### Требуются газопроводы и переработчики

Ключевым для разработки месторождения Dragon является вопрос инфраструктуры. Проект предусматривает

строительство нескольких газопроводов. Первый – достройка частично готового трубопровода PDVSA в Гуирию, на восточном побережье Венесуэлы. Согласно сообщению Reuters, Shell и национальная газовая компания Тринидада и Тобаго NGC были близки к заключению соглашения о кредитовании PDVSA на сумму \$1 млрд, большая часть которой будет направлена на реализацию именно этого маршрута. Однако результаты переговоров не разглашались.

Венесуэла также предложила прокладку дополнительного газопровода из Гуирии в Пойнт-Фортин на Тринидаде, где располагается СПГ-завод Point Fortin Refinery компании Atlantic LNG (кстати, ранее, до переупрофилирования под СПГ, бывший НПЗ перерабатывал венесуэльскую нефть). Это позволило бы PDVSA транспортировать и перерабатывать газ на территории Венесуэлы, обеспечивая поставки как на внутренний рынок, так и на экспорт. Данный вариант обсуждается.

Кроме того, проект предусматривает строительство второго трубопровода до платформы Hibiscus у северо-западного побережья Тринидада – в 17 км от газового месторождения Dragon. Платформа находится в совместной собственности правительства Тринидада и Тобаго и Shell и напрямую связана с Point Fortin Refinery подводным газопроводом.

Общая мощность завода составляет 15,3 млн тонн СПГ в год. В 2022 году экспорт с него составил, по данным GIIGNL, 7,76 млн тонн, а по данным IGU на основе Rystad Energy – 8,8 млн тонн. Большой объем недозагруженных мощностей связан со снижением в последние годы добычи газа в Тринидаде и Тобаго (в 2022 году, несмотря на небольшой рост в годовом исчислении, добыча была на 25% ниже по сравнению с уровнем 2019 года). В настоящее время 1-я очередь сжижения этого завода мощностью 3,3 млн тонн выведена из эксплуатации, так что венесуэльский газ был бы не лишним на Тринидаде.

Разработка месторождения Dragon позволит Atlantic LNG Co. перерабатывать 3 млрд м<sup>3</sup> венесуэльского газа в год на совместных предприятиях с BP и Shell, а затем экспортировать его в страны Карибского бассейна, Латинской Америки и Европы.

По оценкам Ernst&Young, первоначальная добыча природного газа на Dragon составит 1,8 млрд м<sup>3</sup> в год и постепенно увеличится до 3,6 млрд м<sup>3</sup>. По сообщениям Reuters, Shell станет оператором проекта с долей в 70%, а тринидадская NGC будет владеть остальными 30%. Стороны обсуждают 25-летнюю лицензию на разведку и добычу.

PDVSA не будет участвовать в проекте напрямую, получая либо денежные выплаты, либо часть добываемого газа в качестве роялти. Первые поставки планируется начать в конце 2026 года.

### Регулирование и налогообложение: по газу проще и меньше

В регулировании нефтяной и газовой отраслей Венесуэлы есть существенные отличия. Так, в разведке и разра-

ботке нефтяных месторождений могут участвовать либо полностью государственные, либо смешанные компании с контрольным пакетом государства (более 50%). Торговля нефтью и нефтепродуктами осуществляется PDVSA и дочерними компаниями. В особых случаях смешанная компания может заниматься экспортом, только если это предусмотрено лицензией.

Для газовой же отрасли подобных правил нет, поэтому границы деятельности частных инвесторов здесь гораздо шире. Для осуществления газодобычи и экспорта сырья необходимо лишь получить лицензию. Однако при хранении и транспортировке природного газа компании законодательно обязаны давать разрешение использования своих объектов другим пользователям при условии наличия свободных мощностей либо требований общественных интересов.

Закон о газе устанавливает 20% роялти за добычу газа с любого месторождения, если он не закачивается обратно в пласт. Помимо этого, газовые компании облагаются обычными налогами по прогрессивной ставке от 15% до 34% в зависимости от суммы дохода. Это отличается от налоговой системы нефтяной отрасли, где доходы наряду со стандартным роялти облагаются рядом специальных налогов (на неиспользуемую площадь месторождения, на общее потребление, собственное потребление, на экспорт), ставка по которым может превышать 10-15% и повышаться со временем. Также нефтяная добыча облагается особым налогом, рассчитываемым по ставке в размере одной трети стоимости всех жидких углеводородов, добытых на месторождении, чего нет при налогообложении природного газа.

Национализация добычных предприятий, начатая Уго Чавесом в 2007 году, сильно повлияла на иностранные нефтяные компании, так как их доля в совместных предприятиях с PDVSA была снижена менее чем до 50%. Однако новые законы коснулись лишь нефтяных месторождений.

Таким образом, газовые месторождения Венесуэлы являются для иностранных компаний более привлекательными, чем нефтяные, благодаря тому, что они могут вести разработку без участия PDVSA, принимать операционные решения самостоятельно, а налоговая ставка зачастую ниже, чем в нефтедобыче.

На 2022 год 89,1% добычи газа Венесуэлы осуществляется государственными компаниями, на сторонних лицензиатов приходится 10,9%.

### Несколько больших «но»

Газовое законодательство Венесуэлы имеет ряд пробелов. Сектор СПГ, разведки и добычи нетрадиционных ресурсов нефти и газа регулируется общими для отрасли нормативными актами, и в случае активизации деятельности необходима их доработка.

Вызывает вопросы система лицензирования. Выдача газовых лицензий предусматривает ряд условий, которые могут зависеть от текущих целей правительства Венесуэлы. Министерство нефти своим постановлением может устанавливать условия, отличные от изначально указан-

### ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РЕНЕССАНСА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВЕНЕСУЭЛЫ ПРИОТКРЫЛИСЬ, НО БАЗОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСТАЮТСЯ:

- НЕСТАБИЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНО-ПОЛИТИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА,
- НЕОБХОДИМОСТЬ МАСШТАБНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ,
- КАПИТАЛОЕМКОЕ СОЗДАНИЕ С НУЛЯ НЕ СУЩЕСТВОВАВШЕЙ РАНЕЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ...
- И ДОБРАЯ ВОЛЯ США

ных. Кроме того, власти регионов, в которых происходит добыча, могут налагать дополнительные юридические обязательства, особенно в области городского планирования и налогообложения.

Основной проблемой нормативной базы является формальность и необязательность исполнения требований закона. Нельзя не отметить характерную специфику властей Венесуэлы – высокий уровень коррупции и неформальных связей, усугубленную многолетним экономическим и политическим кризисом. По оценке Transparency International, Венесуэла занимает 177-е место из 180 в мировом антикоррупционном рейтинге.

Любые долгосрочные инвестиции ограничены низким доверием к существующему государственному аппарату. Условия лицензий и режима добычи регулируются зачастую не законом, а решаются в частном порядке отдельными представителями министерства нефти и PDVSA. Выполнение экологических требований, необходимость которых не раз отмечалась в законодательной базе, в основном является условностью.

Иностранные компании могут инвестировать в газовый сектор на тех же правах, что и местные. Однако на практике PDVSA или одна из ее дочерних компаний обычно участвуют в каждом проекте через совместное предприятие.

Правовая система Венесуэлы устанавливает способы судебной защиты от любых действий властей, наносящих ущерб правам инвесторов. Но на практике получить административные или судебные решения в пользу инвесторов сложно. Неофициальная статистика показывает, что подавляющее большинство административных или судебных ре-





шений выносятся в пользу государства. По данным Global Legal Group на 2023 год, Венесуэла является стороной почти 50 дел, рассмотренных Международным центром по урегулированию инвестиционных споров (ICSID). Несмотря на то что власти Венесуэлы денонсировали договор с ICSID в 2012 году, правила организации по-прежнему применяются к инвестициям, сделанным до денонсации.

### Венесуэла развивает газовую дипломатию

Развитие газовой отрасли может частично решить проблему низких валютных поступлений в Венесуэлу и повысить общую стабильность экономики, значительно сократившейся по сравнению с 2013 годом (рис. 7). В соответствии со стратегией развития газодо-

бычи в начале августа 2023 года был назначен новый вице-президент PDVSA, ответственный за газовое направление.

Отдельным постановлением правительство также создало банк данных, в котором содержится и обрабатывается информация о состоянии запасов нефти и газа для продажи заинтересованным сторонам. Ранее в конце 2022 года Министерство нефти Венесуэлы подписало меморандум о взаимопонимании с геофизической компанией Geox MCG в области 2D- и 3D-сейсморазведки, обработки исторических данных и геохимического анализа с целью переоценки, увеличения предполагаемых запасов углеводородов страны и привлечения международных инвесторов.

В апреле 2023 года правительства Боливии и Венесуэлы заключили несколько энергетических соглашений по расширению сотрудничества в области добычи и переработки углеводородов, обмена данными и укреплению партнерства между госкомпаниями PDVSA и боливийской YPF. Обе страны обязуются, среди прочего, совместно решать проблемы энергетического перехода и продвигать региональную энергетическую интеграцию.

Несмотря на то что смягчение санкционного режима со стороны США не затрагивает нефтегазовые компании из России, расширение венесуэльской газовой отрасли привлекает и российские компании. Так, в октябре 2023 года «ОДК Инжиниринг» и PDVSA заключили меморандум о взаимопонимании в сфере поставок, обслуживания и ремонта газотурбинного энергетического и газоперекачивающего оборудования, предполагающий сотрудничество в реконструкции объектов энергетического обеспечения месторождений и транспортировки природного газа.

Венесуэла также заявляла о возобновлении работы ряда совместных СП. А в ноябре прошла информация о встрече руководства PDVSA и «Газпрома» по новым газовым проектам в Боливарианской республике.

С другой стороны, развитие сотрудничества с Европой позволяет Венесуэле получить дополнительные инвестиции для модернизации газовой инфраструктуры от европейских компаний, что в долгосрочной перспективе позволит увеличить добычу как газа, так и нефти.

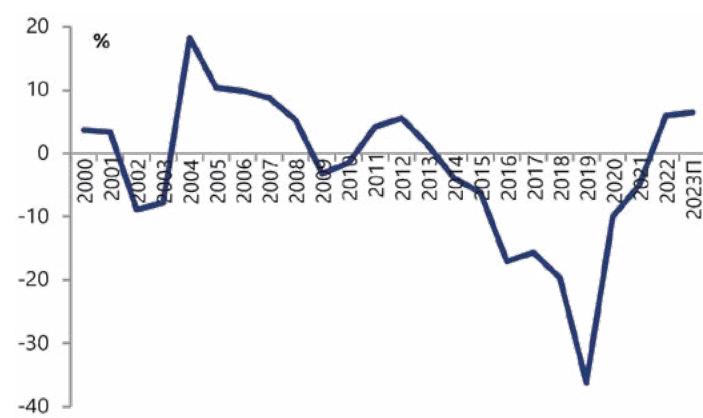
### Европе нужно больше газа

В условиях отказа от российского трубопроводного газа и болезненно растущей зависимости европейских стран от поставок СПГ из США, в ЕС испытывают очевидный интерес к альтернативным источникам газа, включая СПГ, который может производиться и на основе венесуэльской сырьевой (рис. 8).

Характерно, что Еврокомиссия уже обсуждает с Венесуэлой вопрос улавливания выбросов метана на венесуэльских газовых месторождениях с последующей транспортировкой его в Тринидад и Тобаго для сжижения и экспорта в ЕС.

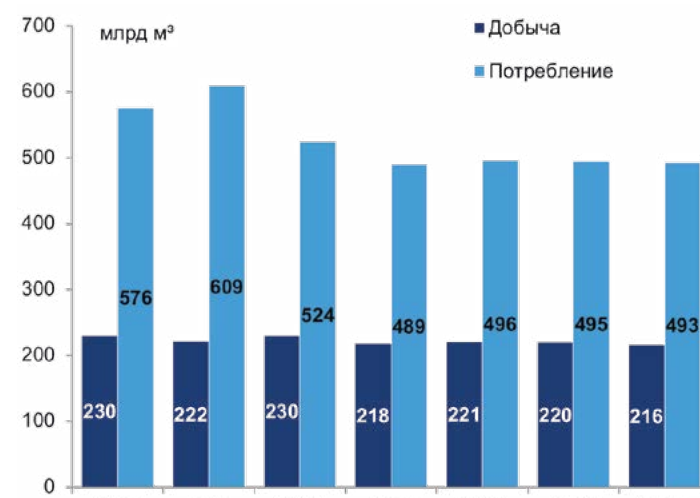
Согласно этому плану итальянская Eni, испанская Repsol и французская Maurel&Prom должны будут провести капитальный ремонт на газовых месторождениях и газопроводах. Также в рамках проекта заложено строитель-

Рисунок 7  
Динамика изменения ВВП Венесуэлы



Источник: Центральный банк Венесуэлы, ИЭФ

Рисунок 8  
Добыча и потребление газа в Европе



Источник: IEA Medium-Term Gas Report 2023

ство газопровода длиной 96 км из Венесуэлы в Тринидад и Тобаго стоимостью \$350 млн. Общая сумма инвестиций оценивается в \$1,5 млрд, срок реализации – от 3 до 4 лет.

Проект будет проходить в рамках инициативы EU Global Gateway, которая была запущена в конце 2021 года. Она подразумевает привлечение капитала в общем размере \$300 млрд, которые пойдут на строительство в разных странах мира инфраструктурных объектов с учетом принципов устойчивого развития. Таким образом, ЕС не только сможет снизить выбросы в рамках экологической инициативы, но и заместить часть поставок российского газа. На текущий момент эти переговоры находятся на ранней стадии. Предстоит подготовка технико-экономического обоснования и согласование механизмов финансирования.

### Главная проблема – отсутствие инфраструктуры

Газодобыча, разумеется, не может развиваться в отсутствие газопроводной и/или СПГ-инфраструктуры.

Единственной существующей артерией для экспорта венесуэльского газа является Транскарибский трубопровод в Колумбию длиной 224,4 км и мощностью 5 млрд м³ в год. Он был открыт 12 октября 2007 года. Первоначальный план заключался в том, чтобы Колумбия перекачивала свой газ в Венесуэлу для закачки в нефтяные пласты с целью увеличения венесуэльской нефтедобычи, а после 2011 года был бы осуществлен реверс, и уже Венесуэла поставляла бы газ в Колумбию, газодобыча которой падала из года в год. Реверс трубопровода несколько раз откладывался, последний раз в декабре 2016 года, и так и не был реализован из-за финансовых проблем PDVSA. На данный момент трубопровод законсервирован.

В августе 2022 года Венесуэла оценивала возможность возобновления работы Транскарибского трубопровода

для экспорта газа в Колумбию – как способ поддержать испытывающую трудности венесуэльскую экономику и одновременно смягчить ожидаемый к 2025-2026 годам дефицит газа в соседней стране.

В ожидании потенциальной сделки правительство Венесуэлы разрешило местной компании Prodata Energy экспортировать до 258,3 млн м³ природного газа в год. Но плохое качество технического обслуживания на венесуэльском участке, проведенного после остановки перекачки в 2015 году, требует значительных ремонтных работ, чтобы трубопровод возобновил работу.

В марте 2023 году колумбийский потенциальный импортер газа объявил, что выходит из проекта из-за обвинений в коррупции против одного из инвесторов Prodata. Тем не менее ввиду нарастающего газового кризиса в Колумбии соглашение по возобновлению прокачки, вероятно, будет заключено в ближайшие годы.

Венесуэла также не имеет и собственных мощностей по экспорту СПГ, хотя подобные планы рассматривались. В конце 2022 года американская компания Sugas подписала меморандум о сотрудничестве с PDVSA: их совместный проект предполагает строительство плавучей установки сжижения в штате Ансоатеги, но проект пока остается на уровне обсуждений.

Поэтому на текущий момент основным перспективным экспортным путем реализации венесуэльского газа остается строительство новых трубопроводов в рамках упомянутого проекта Dragon.



В самой Венесуэле имеется значительный потенциал для развития внутреннего потребления газа – на собственных НПЗ, нефтехимических заводах и в производстве удобрений, а также в жилом и коммерческом секторах. Лишь 7% домохозяйств в стране имеют доступ к центральной системе газоснабжения, поэтому большинство населения используют для бытовых нужд СУГ (пропан), уголь и дрова. Для сравнения, в соседней Колумбии данный показатель составляет около 70%. Значительным может быть и потенциал спроса на газомоторное топливо, но пока только в теории.

**Ключевым вопросом остается политика**

Пересмотр санкционного режима, открывший новые возможности для нефтегазовой отрасли Венесуэлы, связан с соглашением страны выполнить ряд политических условий. Основными из них являются достижение договоренностей властей с оп-

позицией по поводу процедуры проведения президентских выборов в 2024 году, отмена запрета ведущим кандидатам от оппозиции баллотироваться на государственные должности, освобождение политических заключенных, а также решение проблемы венесуэльских мигрантов в США.

Ослабление санкций может быть отменено в любой момент, если эти обещания не будут реализованы. Договоренность между властями и оппозицией вовсе не означает, что политический кризис в стране преодолен. После сообщений СМИ о достижении договоренности с США президент Венесуэлы Николас Мадуро резко раскритиковал заявления о смягчении санкций «в обмен на». Следом было возбуждено уголовное дело против организаторов октябрьских праймериз оппозиции, сохранен запрет на выдвижение главного альтернативного кандидата – Марии Мачадо. Используя свою победу на праймериз, Мачадо планирует использовать внутреннее и международное давление на администрацию Мадуро с целью отмены запрета на участие в выборах. Эти события свидетельствуют о сложности переговорного процесса и возможном наличии негласных условий, которые могут стать или уже стали частью договоренностей. С другой стороны, Белый дом, вероятно, будет сохранять режим смягчения санкций, обеспечивая финансовую и правовую защиту западным нефтегазовым компаниям, заклю-

чающим контракты с правительством Венесуэлы. Для администрации президента США Байдена в преддверии собственных президентских выборов важно показать избирателям активные действия по борьбе с высокими ценами на нефтяном рынке и нелегальной эмиграцией, в том числе из Венесуэлы. Кроме того, ослабление санкций против Венесуэлы дает возможность снизить растущее влияние компаний России, Китая и Ирана в латиноамериканском регионе.

Лидеры Европейского союза также стремятся перезагрузить отношения с Латинской Америкой в борьбе за влияние и обеспечение стабильности поставок ресурсов. До 2027 года ЕС планирует инвестировать более \$50 млрд в чистую энергию, добычу критического сырья, здравоохранение и образование стран Латинской Америки и Карибского бассейна.

Таким образом, происходящее в Венесуэле является лишь частью глобального процесса политико-экономической трансформации. Между тем наличие крупных запасов, ослабление санкционного режима в совокупности с активной политикой государства и растущего интереса со стороны инвесторов дает возможность Венесуэле стать одним из важных экспортеров газа в регионе, открывая широкие возможности для строительства газотранспортной инфраструктуры и масштабной монетизации углеводородов как внутри страны, так и за ее пределами. ●



## Латинская Америка. Много ресурсов, мало добычи

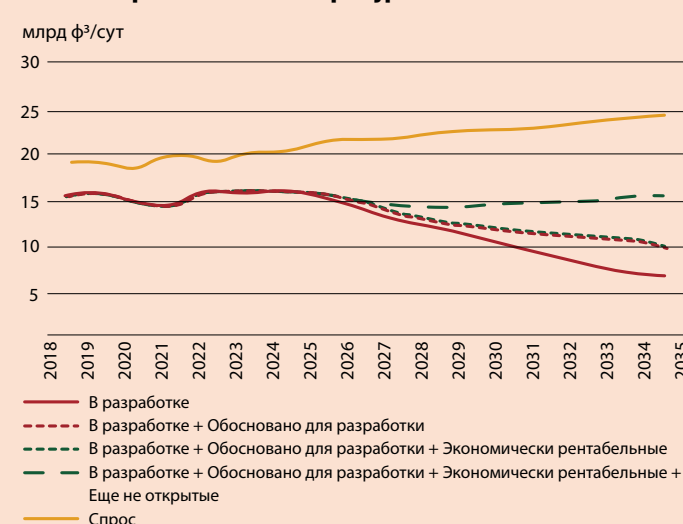
Согласно прогнозам Wood Mackenzie образца 2023 года, спрос на газ в Латинской Америке будет увеличиваться на 1,4% в год в течение следующего десятилетия и стабилизируется на уровне 258 млрд м<sup>3</sup> в год. При этом производство будет падать опережающими темпами – на 5,6% в год (рис. 9).

Таким образом, чистый импорт потенциально удвоится к 2035 году и составит от 72 млрд до 124 млрд м<sup>3</sup> в год. Аргументами для подобных заключений являются проблемы развития газодобычи в Южной Америке, связанные с уменьшением запасов, недостаточностью проводимых ГРП и инфраструктурными ограничениями (рис. 10).

Неопределенно-рентабельные ресурсы (contingent resources) составляют 80% ресурсов газа Латинской Америки. Для их введения в разработку необходимо преодолеть инфраструктурные и рыночные ограничения.

Более сдержанные оценки приводит IEA. По прогнозам агентства, в Центральной и Южной Америке ожидается стабильный рост спроса на природный газ, в первую очередь со стороны промышленности. Однако сокращение потребления газа сектором электрогенерации и замедление темпов экономического развития региона во многом компенсируют положительную динамику (рис. 11).

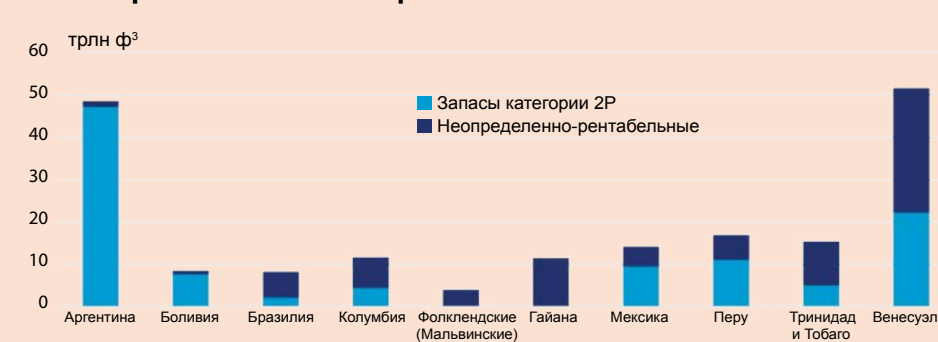
Рисунок 9  
Прогноз добычи газа в Латинской Америке по категориям запасов и ресурсов



Источник: Wood Mackenzie

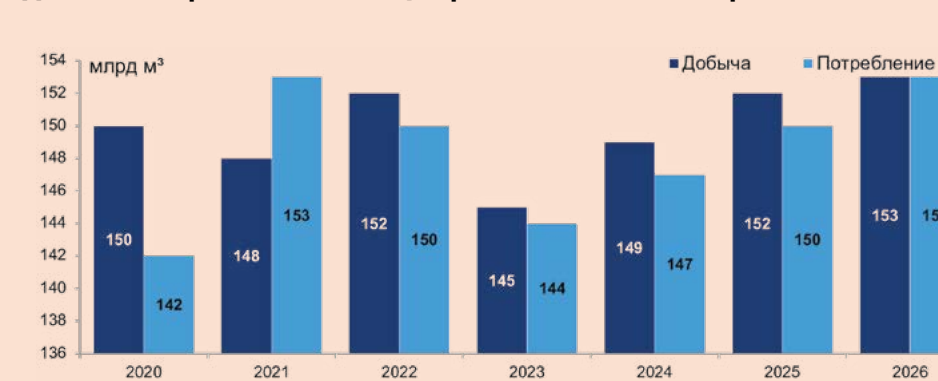
Несмотря на ожидаемое IEA падение добычи в 2023-2024 годах, предложение газа в 2025 году, вероятно, вернется к стабильному росту благодаря разработке месторождений в Аргентине и Бразилии. Так, добыча газа в Ар-

Рисунок 10  
Доказанные запасы и неопределенно-рентабельные ресурсы природного газа в странах Латинской Америки



Источник: Wood Mackenzie

Рисунок 11  
Добыча и потребление газа в Центральной и Южной Америке

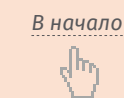


Источник: Wood Mackenzie

гентине увеличится более чем на 20% (на 10 млрд м<sup>3</sup>) в период с 2022 по 2026 год за счет разработки сланцевых месторождений и строительства новых трубопроводов. Разработка подсольевых слоев газа в Бразилии также позволит незначительно увеличить производство.

В Тринидаде и Тобаго добыча газа, несмотря на спад на старых месторождениях, по прогнозам, останется в целом стабильной за счет расширения существующих промыслов и начала разработки проекта Сурге в 2025 году.

Другие крупные производители региона, такие как Боливия, сократят свою добычу, по мнению IEA, из-за недостатка инвестиций и уменьшения запасов. В Мексике, Колумбии и Венесуэле для масштабного роста предложения необходимо снижение себестоимости в совокупности с более высоким спросом и внутренними ценами.





# СДЕЛАТЬ ВСЕ ВОЗМОЖНОЕ И БОЛЬШЕ

**Академик А. Э. Конторович (1934-2023) и его вклад в развитие геологических наук, нефтегазовой промышленности и энергетического комплекса России**

В октябре 2023 года ушел из жизни выдающийся ученый в области фундаментальных и прикладных проблем геологии и геохимии нефти и газа, создатель всемирно известной научной школы, один из первооткрывателей Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций, участник разработки важнейших российских энергетических программ, авторитетный российский академик **Алексей Эмильевич Конторович**.

Статья написана по материалам книги «Человек, который сделал себя сам», составители А. В. Владимирова, Н. А. Верховская, Н. С. Плотноерчук, А. Г. Ажбаков, Новосибирск, СО РАН, 2023. Редакция журнала «Газовый бизнес» признательна составителям и редакторам книги за предоставленные материалы и фотографии.

Особую благодарность за содействие выражаем заведующей Центром экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН, заведующей кафедрой политэкономии ЭФ НГУ д.э.н. профессору Ирине Викторовне Филимоновой.

**А**кадемик Николай Леонтьевич Добрецов, написав в 2004 году статью об Алексее Эмильевиче Конторовиче, назвал ее «Это человек, который сделал себя сам». Впоследствии, когда готовилась биографическая книга, материалы которой легли в основу данной статьи, она была названа составителями почти так же, и Конторович, который сам произвел сбор архивных документов для книги, посчитал необходимым дать в заключении к ней личный комментарий этим словам.

*«Несомненно, от силы воли человека, его характера зависит очень многое в его судьбе, но, как мне кажется, не все, – написал Конторович. – Каким получится человек, каким он будет, как сын своих родителей, как сын своей страны, каким он будет в морально-этическом плане, будет ли он приносить пользу людям или жить только для себя, все это во многом зависит от того, в какой среде он жил и воспитывался, кто были его учителя, наставники, друзья».*

Выдающийся профессионал нефтегазовой отрасли подчеркнул, скорректировав формулировку коллеги-академика, что *«сделал себя в тесном сотрудничестве с выдающимися государственными деятелями, учеными, геологами и геофизиками – практиками своего времени».*

## Вопреки всему

Алексей Эмильевич Конторович родился 28 января 1934 года в Харькове в семье служащих. Отец Эмиль Ильич, еврей, 1903 года рождения, был родом из Белоруссии; мать, Валентина Федоровна Сариянаки, гречанка, родилась в 1900 году в Иркутске. Родители будущего ученого познакомились в середине 1920-х годов на Соловецких островах, где находились в ссылке. В начале 1930-х они решают поселиться в Харькове. Жизнь молодой семьи складывалась трудно, отца неоднократно арестовывали. Один из таких арестов летом 1937 года стал последним и стоил Эмилю Ильичу жизни.

*«Фактически случилось так, что меня и мою сестру Наташу (она родилась после ареста папы) воспитывали мама и бабушка... Мама была нежной, внимательной, но требовательной, и если я совершал ошибки, она меня не прощала, говорила, что так мужчина поступать не может», – вспоминал Алексей Эмильевич.*

Когда началась Великая Отечественная война, Валентина Федоровна с детьми была эвакуирована в Кузбасс в город Прокопьевск, где Алексей пошел в школу. *«Военная обстановка, школа военных и первых послевоенных лет были моими первыми общественными воспитателями», – пишет Конторович. «В основу среднего образования брались не слепое заимствование зарубежного опыта, а опыт российской и советской школы, учитывавший состояние мировой и отечественной педагогической науки и социально-экономическое положение в стране. Во всяком случае, в школе, где мне посчастливилось учиться, в основу была положена система воспитания Макаренко, и реализована она была, как я теперь понимаю, весьма эффективно...».*

В 1951 году Конторович поступил на физический факультет Томского государственного университета им. В. В. Куйбышева. Отличная учеба и лидерские качества сделали его заметной фигурой в студенческой среде. Имя Алексея Конторовича неоднократно заносилось на Доску почета университета, на четвертом и пятом курсах он получил самую престижную в то время Сталинскую стипендию.

Исследовательской работой (в области оптики и спектроскопии) Конторович начал заниматься уже со второго курса. В 1956 году, после успешной защиты дипломной работы на тему «Исследование спектров поглощения паров нитроанилина», его оставили ассистентом на кафедре общей и экспериментальной физики.

Однако в декабре того же года на одном из молодежных диспутов группа студентов, находившихся под влиянием разоблачений, сделанных Н. С. Хрущевым на XX съезде КПСС, выступила с резкой критикой отдельных сторон советской действительности. Алексеем Конторовичем, который тогда был заместителем секретаря университетского комитета ВЛКСМ, был обвинен в организации этих выступлений. Его уволили из университета с жесткой мотивировкой: в связи с непригодностью к педагогической работе в вузе.

В феврале 1957 года А. Э. Конторович получает место учителя физики в средней школе в селе Большой Керлегеш Прокопьевского района Кемеровской области. Но меч-

та посвятить свою жизнь науке не оставляла его, и в конце июня 1958 года вместе с женой он уезжает в Новосибирск. Там молодого специалиста поначалу никто не отваживался брать на работу – ни в формировавшемся как раз в ту пору Сибирском отделении АН СССР, ни в других организациях.

## Перезапуск научной карьеры. Путь в геологию

Лишь в конце сентября 1958 года Алексей Эмильевич был принят на работу в качестве инженера-спектроскописта в лабораторию физических методов исследования горных пород только что созданного Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС) благодаря заведующей лабораторией Галине Николаевне Перозии. Ее поддержали директор института Михаил Васильевич Касьянов, заместитель директора, выдающийся ученый, профессор, в будущем лауреат Ленинской премии Владимир Пантелеймонович Казаринов, руководитель отдела кадров А. М. Кручинин и Н. Э. Герасимова.

Конторович отзывался о Галине Николаевне как о специалисте-литологе высочайшего класса, прекрасном зна-

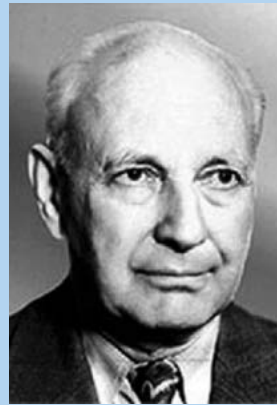
**«АЛЕКСЕЙ КОНТОРОВИЧ – УЧЕНЫЙ ГЛОБАЛЬНОГО МАСШТАБА. БЕЗ НЕГО РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ НЕ БЫЛА БЫ ТЕМ, ЧЕМ ОНА ЯВЛЯЕТСЯ. Я МНОГО ЛЕТ ЗНАЛ ЕГО ЛИЧНО, РАБОТАЛ С НИМ. ОН ВОЗГЛАВЛЯЛ РЕДАКЦИОННУЮ КОЛЛЕГИЮ «НАУЧНОГО ЖУРНАЛА РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА».**

**ЕГО ОСТРЫЙ И ЖИВОЙ УМ, ЧЕЛОВЕЧЕСКОЕ ОБАЯНИЕ, ЖИЗНЕННАЯ СТОЙКОСТЬ, ПОРЯДОЧНОСТЬ ВСЕГДА ВЫЗЫВАЛИ ОГРОМНОЕ УВАЖЕНИЕ. Я ПОНИМАЛ, ЧТО ОБЩАЮСЬ С ВЕЛИКИМ УЧЕНЫМ И ГЛУБОКИМ ЧЕЛОВЕКОМ, И ЦЕНИЛ ВОЗМОЖНОСТЬ ТАКОГО ОБЩЕНИЯ».**

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



«Вы умеете учиться и научитесь»



Ф. Г. Гурари

«Сибирь в те годы испытывала острый голод в кадрах геохимиков-нефтяников. Весной 1962 г. меня встретил Ф. Г. Гурари, в ту пору заместитель директора СНИИГГиМСа, и предложил создать и возглавить группу исследователей по геохимии органического вещества и нефти. Я выразил сомнения: я совсем не знаю эту проблему. «Научитесь», – уверенно сказал Фабиан Григорьевич. После некоторых колебаний я согласился...

Через несколько месяцев он снова встретил меня и сделал мне еще одно предложение – возглавить лабораторию битуминологии. В этом случае меня обуял ужас: аналитику в этой области я не знал совершенно... «Вы умеете учиться и научитесь», – уверенно сказал Фабиан Григорьевич... И спустя несколько дней я снова согласился...

Из воспоминаний академика А. Э. Конторовича

с жестким характером. Она мне сказала: «Почему ты в Томске с таким дипломом оказался непригоден к педагогической работе, меня не интересует. У меня ты будешь работать!»

Г. Н. Перозио поставила перед Конторовичем первую научную задачу, поручив разработать методику количественного спектрального анализа горных пород группы малых элементов. В те годы советские геологи уже широко использовали спектральный анализ, имели прекрасное отечественное оборудование, но применяли этот метод в простейшей и наименее качественной модификации – полуколичественный, крайне низкой точности. У «чистых» геологов отсутствовал опыт геохимической интерпретации результатов количественного спектрального анализа. У Конторовича же в этом вопросе было преимущество благодаря университетскому образованию физика-спектроскописта.

Методику удалось создать достаточно быстро, причем Алексей Эмильевич решил «разобраться» в этом вопросе и самостоятельно начал изучать основы геологии.

В начале 1962 года подающему надежды сотруднику предложили серьезно заняться геохимией нефти и газа, а несколько месяцев спустя поручили возглавить битумную лабораторию СНИИГГиМСа. Впечатлениями от посещения лаборатории, которой заведовал Конторович, позже поделился академик Николай Павлович Лаверов. «Звезды сошлись» именно в этой лаборатории, где в начале 1970-х состоялось знакомство двух ученых, которые внесут огромный вклад в развитие российской науки.

По шести направлениям

По словам Конторовича, на этом повороте его биографии, когда он окончательно обратился к нефтегазовой геологии и геофизике и помочь ему в этом в институте никто не мог, на помощь пришел университетский опыт учиться. Это не могло не сказаться на расширении круга научных интересов молодого ученого. По его собственному признанию, он пришел к выводу, что должен учиться по шести направлениям сразу: аналитическая химия в органической геохимии и битуминологии; теория образования нефти и газа; органическая геохимия, битуминология; геохимия нефти и газа; выбор геологического объекта, на котором реализуются геохимические исследования; применение математических методов при обработке и интерпретации геолого-геохимической информации.

Конторович погрузился в углубленное изучение основополагающих трудов советских ученых-нефтяников (И. М. Губкина, А. А. Бакирова, И. О. Брода, Н. Б. Вассоевича, Н. А. Еременко, М. Ф. Мирчинка, О. А. Радченко, В. А. Соколова, В. А. Успенского и др.) и зарубежных специалистов (А. И. Леворсена, У. Л. Рассела, Дж. М. Ханта).

По работам В. П. Казаринова, Н. Н. Ростовцева, В. Н. Сакса он знакомится с геологией нефти и газа Западной Сибири. Большую помощь в этот период ему оказали консультации прекрасного знатока геологии этой провинции, тогда молодого кандидата наук И.И. Нестерова, ставшего в последующем членом-корреспондентом РАН.

Уже первые работы А. Э. Конторовича, опубликован-

ные в ведущих советских научных журналах, обратили на себя внимание известных ученых. В 1964–1965-х годах выходят в свет работы, написанные им в соавторстве с такими выдающимися мэтрами, как Н. Н. Ростовцев, В. П. Казаринов, Г. Н. Перозио, А. А. Трофимук, Э. Э. Фотиади, Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринов, И. И. Нестеров. С годами это плодотворное сотрудничество с крупнейшими нефтяниками страны неуклонно расширялось, одновременно вокруг растущего ученого начал формироваться коллектив единомышленников, составивших ядро его будущей научной школы.

В 1960-х годах четко обозначились следующие основные области исследований А. Э. Конторовича:

- геохимия осадочного процесса,
- геохимия нефтегазопроизводящих пород и нефтей,
- методы прогноза нефтегазоносности,
- математическая геология.

Все они отражали приоритетные направления геологической науки, наиболее интенсивно развивавшиеся в 1950-х годах. По первому направлению были получены важные ре-

зультаты, не утратившие своего значения до настоящего времени. Однако эти исследования продолжались недолго, вскоре молодого ученого захватили другие темы.

Развитие третьего направления исследований – методов прогноза нефтегазоносности – было связано с насущными потребностями практики. В 1964 году Конторович впервые участвовал в составлении, под руководством Н. Н. Ростовцева, карт прогноза нефтегазоносности Западно-Сибирской равнины.

Успешная разработка четвертого направления исследований – в области математической геологии – изначально была предопределена хорошим физико-математическим образованием, полученным им в Томском государственном университете.

Открывая богатства Сибири

В 1964 году А. Э. Конторович защитил кандидатскую диссертацию на тему «Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности». Пять лет спустя, в 1969 году, Конторовичу была присуждена ученая степень доктора геолого-минералогических наук за диссертацию «Геохимические методы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины)». Еще раньше он начал работу по подготовке аспирантов. В 1972 году Высшая аттестационная комиссия при Совете Министров СССР присвоила ему ученое звание профессора.

В СНИИГГиМСе Алексей Эмильевич Конторович проработал свыше тридцати лет, пройдя путь от инженера до заместителя директора института; из них почти двадцать лет, с 1972 по 1989 год, руководил исследованиями по геологии нефти и газа. За годы работы в СНИИГГиМСе А. Э. Конторович сформировался как крупный ученый, широко известный научными исследованиями в области геохимии осадочного процесса, теории нефтидогенеза, теории и методов прогноза и поиска нефтегазовых месторождений, органической геохимии, математической геологии, региональной геологии и нефтегазоносности крупнейших провинций Сибири. В этот период четко определилась нацеленность его исследований на конечный результат.

Как отмечает академик Лаверов, деятельность А. Э. Конторовича очень высоко



Н. П. Лаверов



В. Д. Наливкин

«Его критиковали...»

«Во второй половине 60-х и в 70-х годах прошлого века, когда освоение нефтяных богатств Среднего Приобья было развернуто в полную силу, встал вопрос, где искать новые крупные нефтеносные районы. Большинство ученых, такие как А. А. Трофимук, Ф. Г. Гурари, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, называли в качестве такого приоритета юру и мел северных районов Западной Сибири. Только А. Э. Конторович со своими учениками опубликовал ряд работ, где доказывал на основании теоретических построений, что эти отложения будут богаты залежами конденсатного газа и в значительно меньшей степени нефтью.

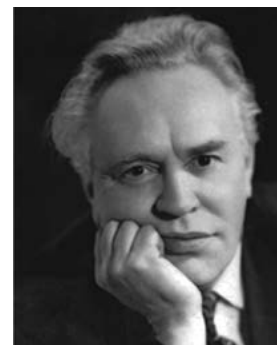
Его критиковали. В то время близкую точку зрения занял только В. Д. Наливкин. Прошли десятилетия. Выполнен гигантский объем геологоразведочных работ. Время подтвердило правоту Конторовича и Наливкина».

Из воспоминаний академика Н. П. Лаверова

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС)



Г. Н. Перозио



В. П. Казаринов

токе существовавших методов исследования в литологии и геохимии. «...Итальянка по национальности, участница Великой Отечественной войны, очень красивая женщина, человек волевой,

Академики  
В. С. Сурков  
и А. А. Трофимук



### «Можешь выполнить прогноз, где в Восточной Сибири крупные месторождения?»

«В 1974 г. в правительстве и Госплане СССР начали готовиться к штурму нефтяных и газовых богатств Восточной Сибири. Было проведено ряд совещаний. Все соглашались, что усиливать поиски нефти и газа в Восточной Сибири нужно. Беспокоило одно, где можно открыть крупные нефтяные месторождения. В. В. Семенович вызвал А. Э. Конторовича. Состоялся разговор:

- Тебя все, в том числе и я, считают хорошим специалистом по прогнозу нефтегазоносности. Можешь выполнить прогноз, где на Сибирской платформе можно найти крупные месторождения нефти?
- Попробую.
- Даю тебе и твоим товарищам полгода.

Через полгода Конторович принес отчет. Он выделил в нем главную зону газонефтеносности на Сибирской платформе. Работу выполнял вместе с учениками. Советовался и обсуждал результаты с А. А. Трофимук и В. С. Сурковым. Прогноз оказался точным. С тех пор прошло более сорока лет, но все нефтяные открытия в Восточной Сибири советские и российские геологи сделали там, где это предсказали ученые СНИИГГиМСа во главе с А. Э. Конторовичем».

*Из воспоминаний академика Н. П. Лаверова*

ценили в министерствах геологии СССР и РСФСР. При этом не все были согласны с его выводами, но время показало их правильность, в частности в отношении нефте- или газоносности севера Западной Сибири.

По поручению Министерства геологии СССР А. Э. Конторович совместно с В. С. Сурковым руководил исследованиями по научному обоснованию геологоразведочных работ с целью формирования сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия).

В 1980-е годы он осуществлял научное руководство разведкой таких крупных месторождений, как Юрубчено-Тохомское, Собинское, Верхнечонское, Талаканское, Дулисьминское, Чаяндинское и др.

### Геологический базис Сибирского отделения РАН

В 1989 году А. Э. Конторовича пригласили на работу в Сибирское отделение АН СССР, где он возглавил исследования по осадочной геологии и геологии нефти и газа в Институте геологии и геофизики (ИГиГ) СО АН СССР в качестве заместителя директора института. В 1990 году он был избран членом-корреспондентом Академии наук СССР, а в 1991-м – ее действительным членом.

В 1990 году ИГиГ СО РАН был реорганизован в Объединенный институт геологии, геофизики и минералогии (ОИ-ГГМ) СО РАН, в состав которого вошли три института Сибирского отделения – Институт геологии, Институт геофизики и Институт минералогии и петрографии. Конторович был назначен заместителем генерального директора Объединенного института и заместителем директора Института геологии СО РАН.



### «Созданы основы сырьевой базы нефтегазовой промышленности Восточной Сибири»

«В конце 70-х–начале 80-х годов прошлого века Министерство геологии СССР было озабочено повышением эффективности и качества разведки нефтяных и газовых месторождений. Для этого Р. А. Сумбатовым и В. В. Семеновичем были сформированы группы ученых и во главе их поставлены известные ученые-лидеры. Такая работа в Восточной Сибири и в Якутии была поручена А. Э. Конторовичу.

Он осуществлял научное руководство разведкой и открытием таких месторождений, как Юрубчено-Тохомское и Собинское в Красноярском крае, Верхнечонское, Дулисьминское, Ковыктинское в Иркутской области, Среднеботуобинское, Чаяндинское, Таас-Юряхское и другие в Якутии.

Собственно в эти годы были созданы основы сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности Восточной Сибири».

*Из воспоминаний академика Н. П. Лаверова*



В 1997 году по инициативе А. Э. Конторовича и А. А. Трофимука в составе Объединенного института был также организован Институт геологии нефти и газа (ИГНГ) СО РАН, который А. Э. Конторович возглавлял в течение десяти лет. ИГНГ СО РАН за короткий срок стал одним из ведущих и наиболее авторитетных научных учреждений в России.

В 2006 году в связи с реорганизацией институтов Сибирского отделения А. Э. Конторович стал директором-организатором Института нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, созданного на базе Института геологии нефти и газа, Института геофизики и Конструкторско-технологического института геофизического и экологического приборостроения СО РАН. С 2007 года А. Э. Конторович стал научным руководителем созданного института.

Фундаментальные исследования ИНГГ СО РАН сконцентрированы на приоритетном направлении РАН «Осадочные бассейны и нафтидогенез: эволюция в истории Земли, закономерности генерации, миграции, аккумуляции и сохранения залежей углеводородов». В институте ведутся ориентированные на практический результат исследования по развитию нефтегазового комплекса Сибири, прогнозу сырьевой базы, рациональному недропользованию, повышению эффективности геологических и геофизических методов поисков и разведки месторождений, интенсификации добычи нефти и газа.

Продолжая активную работу по традиционным направлениям своей деятельности, Конторович одновременно организовал в Сибирском отделении РАН фундаментальные исследования по ряду новых научных направлений. Среди них: геохимия углеводородов-биомаркеров в осадочных породах и нефтях; нефтегазообразование в осадочной оболочке Земли в верхнем протерозое; эволюция нафтидогенеза в истории Земли; теория и практика глобальных прогнозов развития нефтегазового комплекса России в XXI веке; стратегия социально-экономического развития регионов Сибири в связи с развитием нефтегазовых комплексов.

Все проводимые фундаментальные исследования четко ориентированы на конечный результат в интересах России, Сибири и наиболее перспективных крупных регионов. В связи с этим институт постоянно и тесно взаимо-

### НА СТЫКЕ ЭКОНОМИКИ И НАУКИ

– Алексей Эмильевич был очень многосторонним человеком, интересовался и глубоко понимал происходящие процессы в геологии, экономике, политике и смежных областях.

Со своей стороны хотела бы обратить внимание на одну его уникальную черту «говорить со всеми на одном языке». Он часто поучал коллег геологов: «Вы можете говорить с чиновниками только на их языке, экономическом». Именно поэтому в конце 1990-х при ИНГГ СО РАН была создана специальная лаборатория, которая работает и сейчас, – Центр экономики недропользования нефти и газа.

А. Э. Конторович одним из первых осознал важность работ на стыке наук – геологии и экономики. Через показатели коммерческой и бюджетной эффективности, инвестиций Алексей Эмильевич выводил на новый современный уровень фундаментальные исследования в области региональной геологии, бассейнового моделирования, перспектив нефтегазоносности, планирования геологоразведочных работ. Под его руководством было защищено более пяти докторов именно экономических наук.

Результатом стало его активное участие в формировании всех без исключения стратегических национальных и отраслевых документов развития топливно-энергетического комплекса и минерально-сырьевой базы России.

*Профессор И. В. Филимонова*





действовал с органами федеральной власти, администрациями регионов Сибири и Якутии, крупнейшими нефтяными и газовыми компаниями – «Газпромом», «ЛУКОЙЛом», «Сибнефтью», ВНК, «Славнефтью», «Саханефтегазом».

В разные годы институт проводил совместные научные исследования со многими зарубежными научными организациями: Кембриджской программой по изучению арктического шельфа (CASP), Кембриджским университетом (Великобритания), Японской ассоциацией технического содействия (ENAA), Хоккайдским государственным университетом (Япония), Шенлинским научно-исследовательским институтом нефтяной разведки (Китай), Китайским нефтяным университетом, компаниями CGG-PetroSystems (Франция), Amoco (США). Более того, выполнял заказы для ведущих нефтяных компаний и организаций мира: CopocoPhillips, ExxonMobil, Shell, Chevron, BP, CNPC, JNOC (Япония), Petroconsultants (Великобритания), Корейского института геологии и минеральных ресурсов и др.

Научную деятельность А. Э. Конторович успешно сочетал с научно-организационной работой. С 1992 года он состоял членом Бюро Отделения геологии, геофизики, геохимии и горных наук РАН (с 2002 года Отделение наук о Земле РАН), с 1997-го входил в состав Президиума СО РАН. В 2002 году он возглавил Научный совет РАН по геологии и разработке месторождений нефти и газа, являлся главным редактором журналов «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» (с 2003 года), членом редколлегий журналов «Геология и геофизика»



### «Думаю, только он»

«В конце 1998 г. меня пригласил председатель правительства Российской Федерации Е. М. Примаков и задал вопрос: «Скажите, может ли кто-либо из ученых Академии наук дать объективную оценку состояния и перспектив развития нефтегазового комплекса России?». Я не раздумывая назвал ему фамилию А. Э. Конторовича. «Думаю, только он», – сказал я. «Пригласите Конторовича и дайте такое поручение».

Была зима. А. Э. Конторович был в это время в Якутске. Я нашел его и вызвал в Москву. Евгений Максимович дал нам поручение, выполнить работу за 5-6 месяцев. А. Э. Конторович с этой работой справился. К сожалению, в это время президент РФ Б. Н. Ельцин отправил успешно выведшее российскую экономику из кризиса правительство Е. М. Примакова в отставку. Подготовленный документ А. Э. Конторович позднее при встречах передал Евгению Максимовичу и В. В. Путину. По моей рекомендации он сделал доклад на Президиуме РАН.

Работа была опубликована А. Э. Конторовичем, Н. Л. Добрецовым, мною и молодыми учениками А. Э. Конторовича в «Вестнике РАН». Она точно определила направления развития нефтегазового комплекса России на первые десятилетия XXI в. и его роль в современной экономике нашей страны, была учтена при разработке «Энергетической стратегии России».

*Из воспоминаний академика Н. П. Лаверова*

## ИДЕОЛОГ РАЗВИТИЯ РЕГИОНОВ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПОТРЕБНОСТЕЙ НАСЕЛЕНИЯ

– На протяжении многих лет центром интересов А. Э. Конторовича были регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока. Богатейший природный потенциал этой территории создает предпосылки вовлечения сырьевой базы нефти и газа в хозяйственный оборот.

Уже скоро 25 лет ведутся дискуссии на уровне правительства РФ и компаний о местах размещения производственных объектов и последовательности ввода в разработку месторождений углеводородов. К настоящему времени построены два крупнейших магистральных трубопровода – нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» и газопровод «Сила Сибири», ориентированные преимущественно на экспорт. В то время как вопросы надежного энергоснабжения населения и промышленности этих регионов еще остаются на стадии решения.

Именно Алексея Эмильевича по праву можно назвать идеологом стратегии освоения регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, направленной на первоочередное удовлетворение потребностей населения и промышленности этих регионов в нефти и газе, развитии перерабатывающих и химических производств, способных вывести Россию в лидеры не столько по уровню экспорта, сколько по уровню самообеспечения потребления товарами высоких переделов, с высокой добавленной стоимостью.

*Профессор И. В. Филимонова*

(с 1992 года – зам. главного редактора), «Геология нефти и газа», «Морская геология» (КНР) и других периодических изданий.

В том числе с начала учреждения он возглавлял редколлегию «Научного журнала Российского газового общества».

лучило название «геологоразведочный фильтр» (А. Э. Конторович, В. И. Шпильман). Однако для перспективного планирования развития нефтегазодобывающей промышленности и ее сырьевой базы в нефтегазоносных бассейнах знания одного этого факта недостаточно, необходимо также знать законы проявления этого фильтра и научиться предсказывать масштабы новых открытий.

Так логика привела Конторовича к необходимости найти методы прогноза выявляемости различных по запасам месторождений и на их основе разработать методы имитационного моделирования ГРП. Созданные в ходе этого исследовательского цикла методики позволяют выполнить для конкретного региона научное обоснование уровней прироста запасов и необходимых объемов ГРП на нефть и газ.

### Патриот Сибири. Программы и Стратегии

Вопросами стратегии развития нефтегазового комплекса, перспективного планирования геологоразведочных работ на нефть и газ А. Э. Конторович начал заниматься еще в 70-е годы. С 1990-х годов он в наибольшей степени сосредоточился на проблемах стратегии развития нефтегазового комплекса как важнейшем компоненте стратегии социально-экономического развития России.

Согласно практике геологоразведочных работ обычно на первых этапах изучения нефтегазоносных бассейнов выявляются наиболее крупные месторождения, благодаря чему эффективность ГРП растет. Это явление по-





ло-Ненецкого, Ханты-Мансийского, Эвенкийского автономных округов, Томской, Тюменской, Омской и Новосибирской областей, Республики Саха (Якутия). Эффективно участвовал в совершенствовании системы недропользования в России.

По всем этим вопросам он выступал на заседаниях Президиумов РАН и СО РАН, Совета Сибирского федерального округа, Координационного совета межрегиональной ассоциации «Сибирское соглашение» (МААС), на многих международных, всероссийских и региональных конгрессах, съездах и конференциях, а также по радио и телевидению, на страницах научных и популярных изданий.

Авторитетное мнение известного сибирского академика было учтено при разработке трассы нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). По рассказу Лаврова, Конторович указывал на три больших недостатка первоначальной трассы, предложенной «Транснефтью»: опасная близость к берегу Байкала, что создавало угрозу экологической безопасности уникального озера, также угроза прорывов из-за прохождения по наиболее сейсмоопасным районам и отдаленность от важнейших восточносибирских месторождений. Маршрут был скорректирован с учетом предложения Конторовича и полномочного представителя президента в Сибирском федеральном округе А. В. Квашнина, которое было рассмотрено рабочей группой, возглавляемой Лавровым.

«Патриот Сибири» – так называл его академик Лавров.

### Память о коллегах. Память коллег

А. Э. Конторович является автором более 1000 научных трудов, в том числе 55 монографий и 25 нефтегеологических карт; имеет 4 авторских свидетельства и 5 патентов на изобретения.

Алексей Эмильевич вел большую педагогическую работу в Новосибирском государственном университете: в качестве профессора с 1982 года и заведующего кафедрой месторождений полезных ископаемых с 1988-го (с 2006 года кафедра месторождений нефти и газа) геолого-геофизического факультета.

На основе статистического анализа связи между ВВП и потреблением энергии на душу населения он построил теоретическую схему для прогноза потребления в стране нефти, газа, угля и других энергоносителей и обосновал уровни их добычи в России на многие десятилетия.

Конторович принимал активное участие в разработке первой и второй версий «Энергетической стратегии России», «Стратегии экономического развития Сибири», был одним из руководителей и активным участником концепций и стратегий социально-экономического развития ряда регионов Сибири – Яма-



Под его научным руководством защитили кандидатские диссертации более 70 человек. Многие выпускники кафедры работают в крупных российских и западных компаниях, стали ведущими специалистами своих организаций, докторами наук, избраны членами-корреспондентами РАН и членами национальных академий.

Академик Лавров отмечал, что ему *«очень импонирует еще одна черта А. Э. Конторовича – его внимание к истории науки, забота о сохранении научного наследия наших ведущих ученых, память о них».*

Конторович – автор многочисленных статей о научном творчестве М. Т. Абасова, И. С. Грамберга, Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринова, В. Д. Наливкина, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, Н. Н. Ростовцева, В. Е. Савицкого, В. Н. Сакса, Ф. К. Салманова, Б. С. Соколова, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, Э. Э. Фотиади, В. И. Шпильмана, А. Л. Яншина и многих других выдающихся ученых.

Под его редакцией вышли многотомные собрания сочинений А. А. Трофимука, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, В. Н. Сакса, Б. С. Соколова, Э. Э. Фотиади, А. Л. Яншина.

А. Э. Конторович много занимался вопросами истории геологической науки и геологоразведочной практики при поисках нефти и газа в Сибири. Вместе с Трофимукон он был инициатором выпуска серии сборников «Из истории отечественной геологии нефти и газа» (1998). В 2001 году под редакцией Грамберга и Конторовича был опубликован сборник воспоминаний «В. Н. Сакс – выдающийся исследователь Арктики», под редакцией Добрецова и Конторовича – воспоминания об академике А. Л. Яншине.

Много писал он о творчестве своего учителя – академика А. А. Трофимука; являлся главным редактором его «Избранных трудов», материалов Первых Трофимукон-

ских чтений, сборника воспоминаний о нем.

Научная школа академика Алексея Эмильевича Конторовича в области геологии и геохимии нефти и газа широко известна и пользуется профессиональным признанием в России и во многих странах мира. А. Э. Конторович избран почетным профессором Томского государственного университета, Томского политехнического университета, ВНИГРИ, Китайского нефтяного университета и Академии общественных наук провинции Хэйлунцзян (Китай).

Многогранная деятельность А. Э. Конторовича получила высокую оценку. Он награжден орденами Трудового Красного Знамени, Почета, «За заслуги перед Отечеством» IV степени, III степени, II степени, медалями «За трудовое отличие», «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», межотраслевым знаком «Горняцкая слава» III, II и I степени, «Ветеран труда»; Лауреат премии «Глобальная энергия»; ему присвоены почетные звания «Заслуженный геолог России», «Заслуженный работник нефтяной промышленности», «Почетный работник газовой промышленности».

Он является лауреатом Государственной премии РФ, премии правительства РФ, премии имени А. Н. Косыгина, премии РАН имени И. М. Губкина, премии Общества инженеров-нефтяников России «Золотой Росинг», региональной отраслевой премии имени В. И. Муравленко, Демидовской премии и др. Академик Конторович награжден золотой, серебряной и бронзовой медалями ВДНХ, золотыми медалями РАЕН имени П. Л. Капицы, имени Петра I, имени А.Эйнштейна. Алексей Эмильевич Конторович отмечен Благодарственным письмом президента РФ за большой личный вклад в развитие фундаментальной науки и научно-технического потенциала Сибири и Дальнего Востока. ●





# Новые горизонты

## международной деятельности РГО в интересах российской газовой промышленности



**Н**аряду с постоянной законодательной работой Российское газовое общество продолжает организационно-конгрессную деятельность, усиливая данное направление и расширяя его географию. Результатом этого стали новые деловые связи представителей отечественного и зарубежного бизнеса, установленные на площадке РГО, а сама организация только за осень 2023 года пополнилась 16 новыми членами.

В декабре пройдет традиционное мероприятие РГО «Российский газовый форум». Традиционное же участие РГО в Петербургском международном газовом форуме в качестве соорганизатора деловой программы осенью 2023 года прошло в расширенном формате: две научно-практические конференции и пять круглых столов по самым актуальным темам. Обсуждаемые темы нашли отражение в этом номере «Газового бизнеса»: газификация, развитие биржевых механизмов и конкурентной среды на внутреннем рынке газа, взаимодействие естественных монополий по инфраструктурным вопросам, космические технологии на службе газовой отрасли, синергия совместных проектов по утилизации ПНГ с дата-центрами.

РГО оказывает содействие в установлении деловых контактов между предприятиями и организациями газовой отрасли России и потенциальными зарубежными партнерами. В целях продвижения интересов российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках представители Российского газового общества регулярно принимают участие и выступают на между-

народных мероприятиях, приглашают иностранных партнеров в Россию, организуют деловые поездки за рубеж представителей российского нефтегазового сообщества.

В 2023 году РГО активно занималось проработкой восточных и азиатских направлений развития международной деятельности.

### Китай

Были расширены контакты с исполнительным комитетом по торгово-экономическому обмену с евразийскими предприятиями в составе Китайской ассоциации международной торговли (CAIT).

Китайские коллеги выразили большую заинтересованность возможностями, доступными для участников РГО.

В августе состоялась поездка делегации РГО в КНР с рабочим визитом. Были проведены встречи с руководством ряда китайских нефтегазовых компаний, среди которых крупнейшая инженеринговая компания China Energy China, осуществляющая контрактные работы на Амурском ГПЗ, China Overseas Engineering Group (COVEC), China National Fuel Corporation, корпорация «Сюань Юань» (XY Group), крупнейший инвестор российского бизнеса. С китайскими коллегами обсудили вопросы логистики, инфраструктуры, инвестиций, технологического сотрудничества, обратного инженеринга и локализации производства для решения задач импортозамещения.

Также были проведены встречи и переговоры с представителями административных органов регионов КНР. Особое внимание было уделено портовым районам Китая; делегация посетила и провела переговоры о сотрудничестве с руководством портов Чаофейдянь, Янчен и Янкоу.

Кроме того, обсуждалась перспектива совместной работы на рынке газовых заправочных станций и в сфере СПГ-решений.

По итогам встречи был составлен меморандум о взаимопонимании, закрепляющий основные направления взаимодействия в сфере инвестиций в ТЭК, импорта оборудования

и технологий. Взаимодействие будет продолжено с выходом на прямые двусторонние отношения между российскими и китайскими компаниями нефтегазовой отрасли.

В рамках достигнутых договоренностей прорабатывается вопрос об организации в 2024 году совместного делового форума «Россия – Китай» и Центра сотрудничества в топливно-энергетическом комплексе.

По консолидированному решению присутствовавших Российское газовое общество стало единой площадкой для коммуникации между российскими нефтегазовыми компаниями и китайскими компаниями, представленными исполнительным комитетом CAIT.

### Иран

В последнее время все более динамичный характер приобретает взаимодействие России и Ирана в области энергетики. РГО стало соорганизатором деловой программы в части энергетической повестки на Международной промышленной выставке Expro – Russia Iran-2023 (Тегеранский бизнес-форум), который состоялся в Тегеране 10-12 октября.

Представители Российского газового общества и отечественного бизнеса приняли участие в деловой программе в качестве делегатов пленарной сессии, а также в двусторонних встречах с представителями ведущих иранских компаний. В рамках сессии были рассмотрены вопросы:

- повышения эффективности взаимодействия;
- сотрудничества в области электроэнергетики, добычи нефти, газа, переработки и нефтехимии, производства СПГ;
- совместной деятельности по освоению месторождений углеводородов на территории Ирана;
- технологического сотрудничества.

Технические встречи и консультации дали возможность заинтересованным компаниям презентовать свои компетенции. Среди участников двусторонних встреч, достигших определенных договоренностей с российскими коллегами, были представители компаний Euroturbine, Mapna Group, Baron Group, Parson Group, IGDC (Iranian Gas Engineering and Development Company), Asis Behin Barq Co, Hirbodan и другие.

В завершение деловой поездки и серии успешно проведенных переговоров были подписаны меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве между РГО и Ассоциацией производителей промышленного оборудования Ирана SATSA и меморандум о взаимопонимании между РГО и Baron Group об основных направлениях сотрудничества.

Позднее, в рамках Петербургского международного газового форума (ПМГФ-2023), РГО организовало приезд делегации представителей ведущих компаний Ирана. На площадке ПМГФ были организованы деловые встречи, презентации, серии двусторонних переговоров с представителями российских компаний с коллегами из иранских Baron Group, Energy Rastak, Rojin Sanat, OroTurbine, AbsunZolal, Asia Behin Barq, Roein Sazeh, AAC.

### АТЭФ, Бангкок

По приглашению Минэнерго России и ФГБУ «РЭА» представители РГО были включены в состав российской деле-

гации Азиатско-Тихоокеанской энергетической недели (и третьего Азиатско-Тихоокеанского энергетического форума, АТЭФ) в Бангкоке (Таиланд) 16-20 октября. Форум прошел под девизом «Построение безопасного, устойчивого и взаимосвязанного энергетического будущего для Азиатско-Тихоокеанского региона».

Представители РГО приняли участие во всех российских параллельных мероприятиях АТЭФ: «Укрепление потенциала отдельных государств-членов ЭСКАТО ООН в области устойчивого и гармоничного управления природными ресурсами», «Партнерства для продвижения устойчивой энергетики: регионы России и бизнес», региональном молодежном форуме, «Развитие распределенной генерации в удаленных и изолированных районах Азиатско-Тихоокеанского региона: роль государства и бизнеса».

С участием представителей РГО на АТЭФ прошли заседания Рабочей группы по вопросам всеобщего доступа к современным энергетическим услугам, ВИЭ, энергоэффективности и более экологичного использования ископаемых видов топлива. Отдельно стоит выделить участие в «политическом диалоге» по вопросам роли природного газа в энергетическом переходе.

### Вьетнам

Российское газовое общество также выступило соорганизатором деловой программы в части энергетической повестки на Международной промышленной выставке Expro – Russia Vietnam-2023 (Вьетнамский бизнес-форум), который проходил в Ханое 6-8 декабря.

Основная тема организованного РГО круглого стола – «Актуальные вопросы сотрудничества России и Вьетнама в области энергетики, топливно-энергетического комплекса и энергосберегающих технологий». Мероприятие проводилось совместно с департаментом нефти, газа, угля и департаментом энергоэффективности и устойчивого развития Министерства промышленности и торговли Вьетнама.

Планируются двусторонние встречи для определения векторов взаимодействия в 2024 году с участием РГО как основной связующей площадки. ●

В начало





# БИЛЬЯРД | Теплые встречи на «свободной пирамиде»



Традиционный бильярдный турнир Российского газового общества на полях ПМГФ до сих пор проводился как отдельное мероприятие на сторонних специально подготовленных к бильярду площадках в Санкт-Петербурге. В 2023 году он стал частью большой бильярдной программы, которую впервые провел организатор ПМГФ компания «ЭФ-Интернэшнл», причем здесь же, в конгрессно-выставочном комплексе «Экспофорум».

Все дни работы Петербургского международного газового форума был открыт бильярдный клуб Winline, а 1 ноября состоялся турнир по бильярду спорту «Winline Кубок Президента Российского газового общества» в дисциплине «свободная пирамида».

РГО ежегодно приглашает руководителей и топ-менеджеров нефтегазовых компаний принять участие в турнире по «свободной пирамиде» с целью расширения взаимодействия между руководителями компаний нефтегазовой отрасли, популяризации и профессионального, и любительского направления этого вида бильярда, повышения мастерства игроков и привлечения молодежи к активному занятию спортом.

Общее руководство турниром осуществляют РГО, ЭФ-Интернэшнл и Федерация бильярдного спорта России. Сотрудники «Экспофорума» провели огромную работу, подготовив простор-



ное и очень комфортное помещение со специальными зонами для фуршета, награждения и работы судей. Наблюдать за ходом турнира можно было с трибун, имеющих прекрасный обзор на два стола.

Турнир проводился в соответствии с действующими правилами соревнований по пирамиде, по олимпийской системе. Судейский корпус возглавляла спортивный судья всероссийской категории Мария Хомина.

Президент РГО и Федерации бильярдного спорта России Павел Завальный открыл турнир символическим ударом. «Бильярд – это симбиоз тела и души и лучший способ общения в неформальной обстановке», – сказал он участникам и зрителям, пожелав интересной борьбы и хорошего отдыха.

Ключевое участие в организации и проведении турнира уже не первый год принял вице-президент, исполнительный директор РГО Николай Исаков, победитель самого первого бильярдного турнира в рамках ПМГФ.

Особую роль в проведении мероприятия сыграл чемпион мира по бильярду мастер спорта России международного класса Никита Володин.

Генеральный директор компании «Вариант Групп» Антон Сергеев оказался главным фаворитом турнира, продемонстрировав серьезную подготовку и большой опыт. Но победа далась ему нелегко: его достойным соперником был прошлогодний победитель турнира декан нефтегазового факультета Санкт-Петербургского горного университета Дмитрий Тананыхин.

- Тройка лидеров сложилась так:
- Антон Сергеев, генеральный директор ООО «Вариант Групп»;
  - Олег Шайтан, директор программ по развитию системы здоровья сотрудников





ПАО «Газпром нефть» (Олег, кстати, был серебряным призером и на прошлогоднем турнире);

- Никита Яценко, заместитель директора правового департамента ПАО «Транснефть». Победитель и призеры по-

лучили памятные кубки, кии ручной работы и сертификаты от Центра бильярда PLAYPOOL. Награждение провели Николай Исаков, президент Федерации бильярдного спорта Санкт-Петербурга Юрий Дроздов и вице-президент ФБС Санкт- Пе-

тербурга Александр Пухленко.

Турнир выдался поистине зрелищным и закончился уже в ночь. Российское газовое общество надеется на столь же интересную встречу лучших бильярдистов нефтегазовой отрасли в следующем году. ●

В начало



# Атлас нефти

Иллюстрированная история поиска, разведки, добычи и использования нефти от эпохи правления императора Петра Великого до современности! История нефти, объединившая 10 регионов России!

Стоимость издания:  
4500 рублей экземпляр;  
7500 рублей – экземпляр в подарочной упаковке



## Атлас газа

Живая история природного газа – от первых находок и начала использования человеком до открытия уникальных месторождений и развития сложных технологий добычи! Артефакты из 7 стран СНГ, 26 регионов России, собранные воедино!

Подарочный набор «Атлас нефти» + «Атлас газа» - 12 000 рублей

По вопросам приобретения –  
Анна Салькина, тел. +7 (912) 514-42-95



# ПРОМПРИБОР-Р

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ  
ГАЗАНАЛИЗАТОРОВ



16 ЛЕТ ОПЫТА С ТОЧНОСТЬЮ ДО АТОМА

8 (800) 500 71 25  
+7 (495) 663-16-25  
+7 (495) 580-17-36

office@prompribor-r.ru  
www.pribor-r.ru



18+

## ДО ВСТРЕЧИ ОСЕНЬЮ 2024 ГОДА!

### XIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



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

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ  
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ  
В TELEGRAM-КАНАЛЕ  
@GASFORUMSPB



GAS-FORUM.RU





# XXI Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2023

Российское Газовое Общество



500+  
УЧАСТНИКОВ



15 ДЕКАБРЯ 2023



RADISSON COLLECTION  
HOTEL MOSCOW

ключевая тема форума

## ТРАНСФОРМАЦИЯ И НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ

Организатор мероприятия:



Российское Газовое Общество

При поддержке:



Комитет Государственной Думы  
по энергетике

Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ  
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ  
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЕРТИКАЛЬ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

По вопросам участия:

E-mail: [verara@gazo.ru](mailto:verara@gazo.ru) / [journal@gazo.ru](mailto:journal@gazo.ru) (для СМИ)  
Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

[WWW.GAZO.RU](http://WWW.GAZO.RU)

