



Российское  
Газовое  
Общество

# ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

№ 3  
•  
2021



- 4 **МЕТАНОВЫЙ ПУТЬ к чистому водороду**
- 10-24 **Безуглеродная «безальтернатива». ПОЗЕЛЕНЕЕМ ВСЕ**
- 36, 42 **ВМСБ: югорская доля, арктические планы**



**Качаем нефть**



**48**

**На рынках гелия**



**54**



**Биржевое дело**

**72**



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



# Территория РГО



Адвокатское бюро «А-ПРО» Москва  
 Администрация муниципального образования город Новый Уренгой  
 Ассоциация предприятий нефтегазового промыслового и бурового оборудования  
 «БЛ ГРУПП МСК» ООО  
 «Водпроектстрой» ООО  
 «Востокарктикнефтегаз» ООО  
 «Газпром автоматизация» ПАО  
 «Газпром ВНИИГАЗ» ООО  
 «Газпром газомоторное топливо» ООО  
 «Газпром газораспределение» АО  
 «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 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» 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 нефть» ПАО  
 «Газпром нефть шельф» ООО  
 «Газпром» 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  
 «Гипрониогаз» АО  
 «Зульцер Хемтех» АГ  
 «Иркутская нефтяная компания» ООО

«Криогаз-Челябинск» ООО  
 «Леманс» ООО  
 «ЛУКОЙЛ» ПАО НК  
 «МИРТЕК» ООО  
 «МИРТЕК-КАСКАД» ООО  
 «Мосгаз» АО  
 «Мособлгаз» АО  
 Московская коллегия адвокатов «ГРАД»  
 «Нефтехиммаш» АО НПСК  
 «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО  
 «ОТП ТЭК» ООО  
 Союз «Арбитражных Управляющих «Правосознание»  
 Представительство компании «ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ»  
 Представительство «Винтерсхалл Дэа Ра-ша ГмбХ»  
 Представительство компании «ОМВ Раша Апстрим ГмбХ» (Австрия)  
 Представительство компании «Электри-сите де Франс» (Франция)  
 Представительство концерна «Тоталь» в России  
 Представительство «Юнипер Глобал Ком-модитиз СЕ»  
 «Премиум Энерджи» ООО  
 «Промышленные технологии» АО НПК  
 «РНГ Газ» АО  
 «Росгеология» АО  
 «Роснефть» ПАО НК  
 «Саратовгаз» АО  
 «СОХО» ООО  
 «СПбМТСБ» АО  
 «Средневолжская газовая компания» ООО  
 «ССПЭБ» ООО  
 «Страховое общество СОГАЗ» АО  
 «Сургутнефтегаз» ПАО  
 «Т Плюс Инвест» ООО  
 «Центрэнергохолдинг» ПАО  
 «Эгида» ООО  
 «Электронная торговая площадка ГПБ» ООО

## СТРАТЕГИЯ

**«Осваивать новые сферы применения нефти и газа и новые энергетические технологии»**

Интервью с президентом Российского газового общества Павлом Завальным

4

## ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ

**Полный ноль к 2050 году  
 Декарбонизация и скороспелые плоды  
 Комментарии к планам достижения углеродной нейтральности МЭА и ЕС  
 Водород: прорывы и сомнения**

10  
13  
16  
24

## РЫНКИ

**Газ: оптимистическая интрига**

Дайджест-анализ. Мировые эксперты о тенденциях на глобальных энергетических рынках

28

**Ценовые индексы**

природного газа и сжиженных углеводородных газов СПбМТСБ

34

## СЫРЬЕВАЯ БАЗА

**Югорский прирост**

Глава ГКЗ Игорь Шпуров о роли ХМАО в приросте запасов углеводородов в 2020 году и развитии МСБ России

36

**Чукотское «далеко»**

Две крупные компании с арктическим опытом объединяют усилия на шельфе Восточной Арктики

42

## НЕФТЕСЕРВИС

**Эффективность как сдерживающий фактор спроса**

Тенденции на рынке оборудования механизированной нефтедобычи в России

48

## ПЕРЕРАБОТКА

**Гелиевый прорыв**

Россия вскоре займет лидерские позиции на мировом рынке гелия... при высокой вероятности его перепроизводства

54

## НА ПЛОЩАДКЕ РГО

**Об охранных зонах**

Рабочая группа РГО разработала меры по сохранению охранных зон и пересмотру минимальных расстояний до трубопроводов

66  
69

**Новые члены РГО**

## ИСТОРИЯ

**Товарные биржи: трансформация предназначений**

От торговли наличным товаром к механизмам выявления индикативной цены

72



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.: +7 495 660-55-80**

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: **Клябугар Махмудбекова**

Подписано в печать: **9.09.2021**

Отпечатано в типографии **ООО «Издательский дом «Граница», [granicagroup.ru](http://granicagroup.ru)**  
 Тел.: **+7 499 259-88-13, +7 495 971-00-75**, Адрес: **Москва, ул. 1905 года, д. 7, стр. 1**

В журнале использованы фотографии компаний «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК», «Газпром нефть», Wintershall, «Татнефть», «Совкомфлот», DLR, Linde, «Росатом», «Русгидро», «Транснефть», СПбМТСБ, «СИБУР», «Нефтегаз-холдинг», Equinor, BP, «Криогаз», Cheniere, Monolith Materials, ИНК, с сайтов правительств субъектов РФ, РГО, авторов статей, открытых источников.

© Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»





**Уважаемые коллеги!**

**От всей души поздравляю вас с нашим главным профессиональным праздником – ДНЕМ РАБОТНИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!**

Вся история становления и развития нефтегазового комплекса России – это история ежедневного трудового подвига. Нефтяники и газовики – особые люди, сильные, ответственные и упорные, профессионалы, преданные своему делу.

Нефтегазовая промышленность была и остается одной из основ экономики нашей страны, она обеспечивает наполнение федерального и регионального бюджетов, возможность реализации социальных и экономических проектов.

Пандемия коронавируса стала огромным испытанием для отрасли, но мы выдержали его с честью, не подвели страну.

Сегодня нам предстоит преодолеть вызовы четвертой мировой промышленной революции, энергетического перехода. Уверен, имеющийся научно-технический потенциал, высокопрофессиональные кадры, способность разрабатывать и внедрять самые современные отраслевые технологии, осваивать новые сферы применения нефти и газа позволят отрасли удержать лидерские позиции на меняющемся мировом энергетическом рынке, устойчиво развиваться на благо экономики нашей страны, ради повышения благосостояния наших граждан.

Желаю вам и вашим близким здоровья, благополучия, успехов и уверенности в будущем, новых профессиональных достижений на благо отрасли и нашей Родины!

**Президент Российского газового общества,  
Председатель комитета Государственной  
Думы 7-го созыва по энергетике  
П.Н. Завальный**



# ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ: «Осваивать новые сферы применения нефти и газа и новые энергетические технологии»

О вызовах декарбонизации, задачах газификации, налогах и людях Севера в интервью с президентом Российского газового общества

## К энергетике чистого водорода ведет метановый путь

**Павел Николаевич, в свете сентябрьского праздника – Дня работника нефтегазовой промышленности – главный вопрос. Что будет с нефтью и газом по мере декарбонизации глобальной экономики? Что делать работникам отрасли?**

– Каменный век ведь закончился не потому, что закончились камни. Век углеводородов длился более века и теперь подходит к концу, но нефть и газ остаются важным экономическим ресурсом.

Все больше стран как в Европе, так и в Азии, в других частях света обеспокоены экологией на планете и ставят перед собой цель отказаться от ископаемого топлива в энергетике. Евросоюз планирует достичь углеродной нейтральности к 2050 году, Китай – к 2060-му. И, судя по динамике развития возобновляемого сектора энергетики, они этой цели достигнут.

Что это значит для нашей страны, для регионов, где экономика сегодня строится в основном на нефти, и что в этой связи делать?

Во-первых, сегодня мы должны максимально эффективно монетизировать имеющиеся запасы, интенсифицировать добычу, рационально и бережно использовать недра, добиваться высокого коэффициента извлечения.

Во-вторых, мы должны осваивать новые ниши для углеводородов, высокотехнологичные, развивать производство продукции высоких переделов, нефтехимию, газохимию.

В-третьих, что очень важно для каждого нефтегазового региона, нужно успеть максимально быстро построить и достроить всю инфраструктуру, дороги, провести благоустройство, газификацию населенных пунктов, построить жилье, реализовать важнейшие социальные проекты, пока есть этот источник дохода. И одновременно, начиная буквально с сегодняшнего дня, проводить реструктуризацию экономики, развивать другие сектора реальной экономики, малый и средний бизнес, технологические стартапы. Тогда нефтегазовый регион продолжит свое устойчивое развитие и «после нефти».

Ну, и, в-четвертых, конечно, наше энергетическое лидерство на мировых рынках с этим не заканчивается. Мы должны научиться производить и предлагать миру другие виды энергии, развивать водородную, ядерную и термоядерную энергетику, ВИЭ, осваивать, разрабатывать новые энергетические технологии.

Не то что мы сильно нуждаемся в этой энергии, она по себестоимости выше традиционной, и мы обладаем большими запасами традиционных источников энергии. Наша задача состоит в наработке необходимых новых компетенций на основе нынешнего углеводородного преимущества, в разработке технологий низкоуглерод-

ной и безуглеродной энергетики, включая ВИЭ, с локализацией на территории России производства оборудования – с ориентиром на экспорт. Чтобы мы могли предложить миру наши компетенции, технологии и оборудование как наиболее востребованный на будущем мировом рынке энергетический продукт. Мы сегодня обеспечиваем свои и мировые текущие потребности в энергии, но наша задача – смотреть в будущее.





около  
**70%**

территории России  
составляют районы Крайнего  
Севера и приравненные  
к ним местности

всего  
**6,5%**

населения страны,  
или 10 млн человек проживают  
на этих территориях

**76%** нефти  
**94,5%** газа  
**30%** ВВП  
**50%** экспорта

дают Родине  
северяне

#### Какие перспективы у природного газа с точки зрения межтопливной конкуренции в энергетике будущего?

– Очень хорошие перспективы! Особенно на ближайший период по метану и метано-водородной смеси. Содержание 10% по массе водорода в газе-метане в два раза снижает выбросы CO<sub>2</sub>, поэтому они будут основой энергетики в ближайшие десятилетия.

Для полной замены метана водородом, которую хотят провести, в частности, в Европе, пройдет немало времени, это сложно технологически. Надо проводить специальные технические мероприятия, защищать стенку трубы и оборудование с учетом свойств водорода, ведь это особое вещество, очень сложное в обращении. Это большая инженерная и техническая работа – подготовка, модернизация, а порой и полная замена или строительство заново объектов инфраструктуры под водород. И пока все эти задачи решаются, у метана и метано-водородных смесей еще на долгие годы есть большая устойчивая ниша. Они могут стать основой базовой генерации, в том числе для Европы, в купе с энергией солнца и ветра.

Можно сказать, что это «метановый путь» к чистому водороду в энергетике.

И в этом отношении у России, как обладателя больших запасов метана и развитой газовой инфраструктуры, очень хорошие перспективы. Но одновременно и большие новые задачи – на основе метана и собственной газификации развивать свою экономику так, чтобы в будущем предлагать миру конкурентоспособную энергию и продукты производства.

#### Иными словами, проводя сегодня газификацию страны, мы работаем на будущее?

– Совершенно верно. Учитывая ресурсную базу страны, наличие больших запасов углеводородов, учитывая и низкую внутреннюю цену природного газа, и его экологичность, можно утверждать, что в ближайшие 20-30 лет именно газ будет оставаться основой нашей энергетики.

Поэтому перед нами сегодня стоит задача максимальной газификации, в том числе с применением СПГ, – обеспечить и население, и производство доступным и дешевым энергоносителем, который позволит решать социальные вопросы, повышать уровень жизни, а также проводить модернизацию производств, реструктуризацию экономики под меняющееся будущее. На мой взгляд, производство и использование СПГ станет переходным этапом к водородной энергетике.

В ближайшей перспективе все, что можно перевести на газ, в том числе СПГ, должно быть переведено на газ во всех его видах.

#### Каковы текущие задачи газификации?

– Предлагаемая новая модель газификации дает нам инструмент для решения задач, теперь нужно ее наполнение, организационное, материальное и финансовое. До 1 ноября должно быть принято больше 30 правовых актов для обеспечения этой работы.

Кроме того, в сжатые сроки предстоит провести всю догазификацию, когда в уже газифицированном населенном

пункте нужно довести газ непосредственно до участка. На это отведено всего полтора года, однако работа предстоит очень масштабная. Изначально считалось, что объем догазификации – порядка 2 млн домовладений. Но после того как каждый регион хорошо подсчитал, сколько домов им надо догазифицировать, оказалось вдвое больше – 4 млн домовладений.

Для этого необходимо найти дополнительные источники финансирования. Это серьезный вопрос, но его нужно решить.

#### Готовы ли регионы по-новому относиться к своему энергообеспечению? В чем заключается изменение концепции региональных топливно-энергетических балансов?

– На ближайшие полгода перед регионами стоит серьезная задача – провести расчет текущего и перспективного энергобаланса по новой методике Минэнерго.

Если раньше ТЭБ был статистическим документом, то сейчас он станет инструментом стратегического планирования. Его нужно рассчитать с учетом социально-экономического развития региона, с учетом всех возможностей по обеспечению различными видами энергии – экономически целесообразным, технологически доступным, социально необходимым и экологически ответственным способом.

Газификация же в этом смысле является основным, но лишь одним из источников энергообеспечения. Он самый доступный по цене и самый экологичный, но достаточно сложный с точки зрения технологической доступности, строим ли мы газопровод или завод по производству СПГ, средства его доставки и регазификации.

Регионам нужно учитывать также ВИЭ и другие возможности – на основе межтопливной конкуренции для данного конкретного региона.

#### В свете обозначенной вами текущей задачи №1 – монетизировать запасы и интенсифицировать добычу – остро стоит вопрос о налогообложении трудноизвлекаемых углеводородов. Отмена льгот по НДС для выработанных месторождений и сверхвязких нефтей поставила под угрозу целый ряд проектов. Вы встречались с представителями органов власти, компаний, регионов, много ездили, обсуждали. Чего удалось добиться?

– Коллективная позиция по этому вопросу, если говорить коротко, сложилась такая. Либо надо вернуться к льготам на НДС для этих групп месторождений, либо максимально ускорить введение в действие НДС. То есть не с 2024 года, а немедленно. К этому взывали представители компаний, которые имеют в структуре своей ресурсной базы много зрелых выработанных месторождений, либо реализуют высокозатратные проекты на высоковязкой нефти.

Приглашали мы на эти совещания представителей Минфина, объясняли важность сохранения дифференцированного подхода к налогообложению недропользования в зависимости от сложностей и специфики. Ведь для повышения эффективности добычи в условиях ухудшения структуры запасов, снижения дебитов и роста себестоимости нужна постоянная донастройка системы налогообложения. Первый шаг к этому был сделан с принятием зако-

нодательства о ТРИЗ, и следующим шагом должно стать расширение эксперимента по введению в нефтяной отрасли налога на добавленный доход – НДС.

В начале августа состоялось первое заседание рабочей группы Экспертного совета при Комитете Госдумы по бюджету и налогам, которая была создана представителями Минфина и Минэнерго по итогам ряда совещаний с руководством ХМАО–Югры. В нее вошли представители двух думских комитетов по бюджету и налогам и по энергетике, профильных министерств, региональных властей и нефтегазовых компаний.

На первом же, установочном, заседании рабочей группы были озвучены предложения нефтегазовых компаний и регионов по корректировке налогового законодательства. Они заключаются в расширении периметра НДС для обводненных месторождений, месторождений с небольшими изначальными запасами нефти, а также в дальнейшей корректировке НДС-ПИ для трудноизвлекаемых запасов, стимулировании геологоразведки, дополнительных мерах поддержки для выработанных месторождений.

#### Удастся убедить представителей финансового блока в необходимости учитывать условия добычи?

– Министерство финансов в ближайшем бюджетном цикле готово рассмотреть небольшое расширение периметра НДС, в том числе для вовлечения в добычу обводненных низкодебитных месторождений. Критерий выбора – на них должна увеличиться добыча и, соответственно, налоговые поступления от них уже в ближайшие три-пять лет.

Надо понимать, что Минфин принципиально не пойдет на такие решения,





которые повлекли бы выпадающие доходы государства.

Поэтому наша текущая задача – совместно разработать такие предложения, которые носят системный характер, и подготовить соответствующий законопроект. Это повысит шансы получить положительный отзыв правительства, а значит – успеть принять его уже в осеннюю сессию Госдумы и, главное, в рамках бюджетного процесса. Поэтому важно сделать все очень оперативно.

Только тогда можно будет говорить, появятся ли с нового, 2022 года, нормальные условия для продолжения работы по сложным проектам и доработке выработанных запасов.

**Это особенно важно для вашего родного региона – ХМАО–Югры?**

– Да, здесь выработанность очень высока, но компаниям надо продолжать рентабельную разработку истощенных месторождений, ведь две трети бюджета ХМАО формируется за счет нефтегазовых компаний.

Всего из недр Югры добыто более 12 млрд тонн нефти и 23 млрд тонн еще остается, из них более 2 млрд тонн запасов готовы к освоению, но не вводятся из-за экономической неэффективности. Если бы этот резерв сейчас использовался, то дополнительная добыча нефти составила бы 80 млн тонн в год, а дополнительные налоговые поступления в консолидированный бюджет страны – около 1 трлн рублей ежегодно.

В Югре добывается более 40% российской нефти. Для самого же округа нефтяная промышленность – это 70% всей экономики, а с учетом связанных с ней отраслей – более 95%.

Кроме того, нефтегазовый сектор Югры – это 600 тысяч рабочих мест, и именно эти люди – главный ресурс, главный капитал отрасли.

В связи с этим я хочу особо сказать о северянах в целом, работающих не только в Югре, но и в других суровых северных регионах...

**...где как раз и добывается основная часть нефти и газа в России...**

– Да. Вклад северян в развитие экономики страны огромен. Они составляют всего 6,5% населения страны, обеспечивая более 30% ВВП. При этом люди работают в суровых, отбирающих здоровье условиях. Все мы, кто живет на Севере (а я отдал ему около 30 лет жизни), знают, как влияют на наше самочувствие холод, нехватка солнца, кислорода, качество воды, как иногда непросто трудиться в таких условиях.

Работа для вовлеченных непосредственно в нефтегазовую отрасль людей вообще – это прежде всего тяжелые условия труда и опасное производство. А такая работа на Севере означает еще более суровые условия.

Жить и работать здесь непросто, возникает большое количество проблем. Решать эти проблемы в интересах людей – важная задача и государства, и работодателей, и самих работников. Труд должен достойно оплачиваться, сопровождаться социальным пакетом, перспективой хорошего пенсионного обеспечения. Только так можно привлечь и удержать людей в наших суровых краях. Вахтовый метод частично решает проблему рабочей силы, но еще интенсивней он отбирает здоровье людей.

**Какие меры можно было бы предложить для улучшения условий жизни и труда в северных нефтегазовых регионах?**

– Сегодня возрастает роль отраслевого социального партнерства. Право на труд и социальные гарантии, взаимоотношения работника и работодателя перешли в категорию рыночных. У них появилась договорная цена, она стала предметом переговоров, но при этом не всегда обсуждаются условия труда, безопасность, возможности для развития. Это, в свою очередь, не позволяет гарантировать и высокую эффективность труда с точки зрения компаний-нанимателей.

Здесь важно установление прозрачных и понятных правил взаимоотношений работодателя и работника, особенно в условиях Севера. Обозначу четыре ключевых момента, важных для работающих в НГК северян и для работающих на Севере нефтегазовых компаний.

Первый касается балансировки рынка труда, спроса и предложения, существующих вакансий и требований к ним, имеющихся кадров, их компетенций и подготовки. Сегодня, с одной стороны, существует дефицит кадров рабочих и инженерных профессий, в то же время спрос на кадры часто не соответствует навыкам ищущих работу специалистов. Следует развивать все возможности профориентации, подготовку рабочих кадров с нужными навыками и нужной квалификации, переквалификации и повышения квалификации рабочих и специалистов, организованную региональную и межрегиональную миграцию кадров.

## Метан и метановодородные смеси будут основой энергетики в ближайшие десятилетия

Второе – совершенствование вахтового метода. Это наиболее эффективный способ освоения Крайнего Севера и шельфа. Но правила вахты сегодня недостаточно четко прописаны в нормативно-правовой базе, к тому же ковидный год подбросил новые проблемы, показал слабые места.

Третья острая тема – пенсионный возраст для северян. Социально-бытовые условия сегодня гораздо более комфортны, чем десятилетия назад. Однако Север все равно требует больше сил, напряжения, быстрее забирает здоровье. Пенсионный возраст для северян стал меньше на 5 лет, чем «на материке», это справедливо и правильно, но это решение должно быть дополнено индивидуальным подходом, с более четким учетом показателей здоровья, профзаболеваний, стажа работы на Севере и условий этой работы.

И, наконец, система северных и полярных надбавок. По моему мнению, она нуждается в корректировке. То, что зачастую сегодня люди получают «на земле» больше, чем на Севере с надбавками, конечно, скорее вопрос рынка труда. Но если еще 20 лет назад зарплата на Севере была почти в четыре раза выше, чем «на земле» и это привлекало и удерживало людей на Севере, то сегодня она выше, например в ХМАО–Югре, всего в 1,55 раза.

Нужно создавать условия для привлечения людей для работы в этих непростых условиях. Это и уровень зарплат, и условия труда, и социальный пакет, и в целом условия и качество жизни, здравоохранения, образования, культурного и спортивного развития. Чтобы с первого же дня работы человека в регионе ему было комфортно работать, жить, развиваться самому, растить и развивать детей. ■

[Вернуться к содержанию](#)

## Северянин по собственному выбору и призванию

Жители Югры знают Павла Завального, депутата Госдумы РФ 6-го и 7-го созывов, прежде всего как руководителя «Тюментрансгаза» (ныне «Газпром трансгаз Югорск»), в котором он проработал почти 30 лет и из них 15 лет руководил предприятием. Родился он в других краях, но, по его словам, с 4-го курса обучения в Бауманке знал – поедет жить и работать на Север. Приводим выдержки из прежних интервью, в которых П.Н. Завальный рассказывает о себе.

*«Я родился в Калужской губернии, старинном русском селе Хотьково, в семье председателя колхоза. На*

*себе воспитывал. Семья большая, денег всегда не хватало, поэтому мать всегда работала – кассиром, продавцом, дояркой... Тяжело было. Мать, сколько я помню, больше четырех часов в сутки не спала, практически без выходных и отпусков работала.*

*Школьник я хотел стать летчиком-истребителем, не прошел по здоро-*

*вью, поэтому пошел в инженеры, выбрал специальность «турбиностроение» в МВТУ им. Баумана, чтобы быть поближе к авиации. Это был 1978 год.*

*Первое время учеба давалась очень тяжело, сказывался недостаток школьных знаний, хотел даже бросать, из-за немецкого языка, у нас его в школе практически не преподавали, не было учителя, но стыдно было перед родителями, это и остановило. Первые два года вообще головы не поднимал, занимался без выходных, в итоге с третьего курса у меня были только отличные оценки.*

*С четвертого курса я знал, что поеду на Север, в Западную Сибирь, на стройку века – газопровод Уренгой–Ужгород. Моя специальность является базовой для транспорта газа. У меня был «свободный диплом», дававший право выбора при распределении. Вот я и выбрал романтику Севера. Так что я реально – северянин по собственному выбору и призванию.*

*В 1984-м я начал работать сменным инженером в только что построенном цеху «Уренгой – Центр-1» на КС «Приозерная» в Надымском районе. Через семь месяцев меня назначили сначала старшим диспетчером, затем – начальником цеха. В 1986-м был назначен главным инженером КС «Ныдинская» в Заполярье. В 1989 году генеральный директор «Тюментрансгаза» Григорий Николаевич Поляков предложил мне работу начальника отдела компрессорных станций всего объединения. В 1995-м году я стал заместителем генерального директора предприятия, которое сегодня носит название «Газпром трансгаз Югорск» и является крупнейшей в стране и мире газотранспортной компанией».*





Весной-летом 2021 года вышло два знаменательных пакета документов от Еврокомиссии и Международного энергетического агентства, обозначающих дальнейший путь мира к декарбонизации и решительному совершению энергетического перехода от ископаемого топлива к «зеленой» энергетике. Оба документа предлагают довольно кардинальные шаги и сценарии достижения нулевых выбросов CO<sub>2</sub>, и потому вызвали жаркие дебаты специалистов, аналитиков, представителей бизнеса и институциональных организаций по всему миру. «Газовый бизнес» представляет сжатую информацию по этим документам, а также картину различных точек зрения в формате дайджеста.



## ПОЛНЫЙ НОЛЬ К 2050 ГОДУ

Международное энергетическое агентство (IEA) в мае 2021 года выпустило «Дорожную карту» по достижению углеродной нейтральности энергетическим сектором к 2050», кратко называемую «Net Zero by 2050». При моделировании IEA учитывает более 400 целевых ориентиров, достижение которых обеспечит глобальный переход к нулевым выбросам в установленный срок.

Материалы рубрики подготовлены при участии и с переводом с английского Елены Жук.

Предполагается, что к 2035 году уже не будут продаваться новые легковые автомобили с двигателями внутреннего сгорания. Мировая электроэнергетика достигнет нулевых выбросов уже к 2040 году. К 2050 году мировой спрос на энергию будет примерно на 8% меньше, чем сегодня, причем при двукратном росте экономики и увеличении численности населения на 2 млрд человек. Почти 90% электроэнергии будет вырабатываться из возобновляемых источников, из них 70% придется на ветровые и солнечные ЭС. Большую часть

остальной электроэнергетики представит атомная энергетика.

### Не инвестировать в нефтегаз?!

К мерам по достижению нулевых выбросов к 2050 году относится, в частности, прекращение с данного момента инвестиций в новые проекты поставок ископаемого топлива и отмена принятия окончательных инвестиционных решений (ОИР) для новых мощных угольных электростанций.

Вклад ископаемого топлива в энергоснабжение упадет с поч-

ти 4/5 от общего объема до чуть более 1/5 (с 80% до 20%). Ископаемое топливо будет использоваться в тех секторах, где углерод содержится в производимых материалах (например, пластмассы) или поступает в системы улавливания, а также в секторах, где мало вариантов технологий с низким уровнем выбросов.

Сокращение добычи нефти и природного газа будет иметь далеко идущие последствия для всех добывающих их стран и компаний, отмечается в документе. Отпадает необходимость в новых месторождениях нефти и природного газа, а поставки все больше концентрируются у небольшого числа производителей с низкими издержками. Так, доля ОПЕК в мировых поставках нефти, которые значительно сократятся, вырастет примерно с 37% в последние годы до 52% в 2050 году, что выше, чем когда-либо в истории нефтяных рынков.

### Углерод: откуда, сколько и куда

Около 95% общего количества улавливаемого CO<sub>2</sub> в 2050 году будет храниться в постоянных геологических хранилищах,

остальные 5% – использоваться для производства синтетического топлива.

Структура уловленных CO<sub>2</sub> по источникам выбросов представляется IEA к 2050 году так:

- 40% составят промышленные выбросы, связанные с энергетикой и производством;
- 20% придется на электроэнергетический сектор. Причем из этого объема в свою очередь около 45% будет вклад угольных электростанций, 40% – биоэнергетических и 15% – газовых.

Электростанции, оборудованные системами CCUS, будут генерировать всего 3% от общего производства электроэнергии в 2050 году, но объемы улавливаемого ими CO<sub>2</sub> сравнительно велики. В развитых экономиках газовые электростанции с CCUS будут играть большую роль, обеспечивая диспетчеризацию электроэнергетики по относительно невысокой цене в регионах с дешевым природным газом и существующими сетями.

В 2030 году около 50 ГВт угольных электростанций (4% от общих на тот момент) и 30 ГВт электростанций на природном газе (1%) будут оснащены CCUS. В 2050 го-

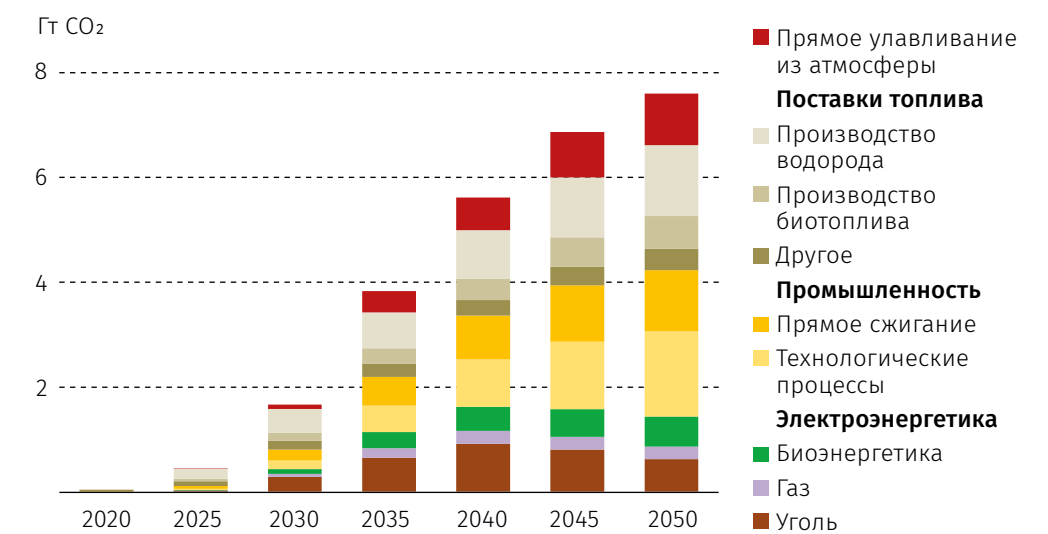
ду эти показатели возрастут до 220 ГВт для угля (почти половина от общих) и 170 ГВт для природного газа (7%);

- 30% CO<sub>2</sub>, уловленного в 2050 году, будет получено в результате преобразования топлива, включая водород, производство биотоплива и нефтепереработку;
- 10%, остальная часть придется на технологии прямого захвата из атмосферы (direct air capture and storage, DACS), которые будут быстро масштабированы с нынешних нескольких пилотных проектов до 90 млн тонн CO<sub>2</sub> в год в 2030 году и чуть менее 1 Гт CO<sub>2</sub> в год к 2050 году.

Около 55% от общего сокращения выбросов, происходящих на CCUS в «дорожной карте», связаны с применением технологий, которые пока находятся на стадии демонстрационных испытаний или прототипа. Если в некоторых промышленных процессах, таких как производство аммиака и переработка природного газа, улавливание CO<sub>2</sub> использовалось в течение десятилетий, во многих других случаях оно еще требует подтверждения эффективности.



### Структура улавливаемого CO<sub>2</sub> в сценарии нулевых выбросов по источникам выбросов

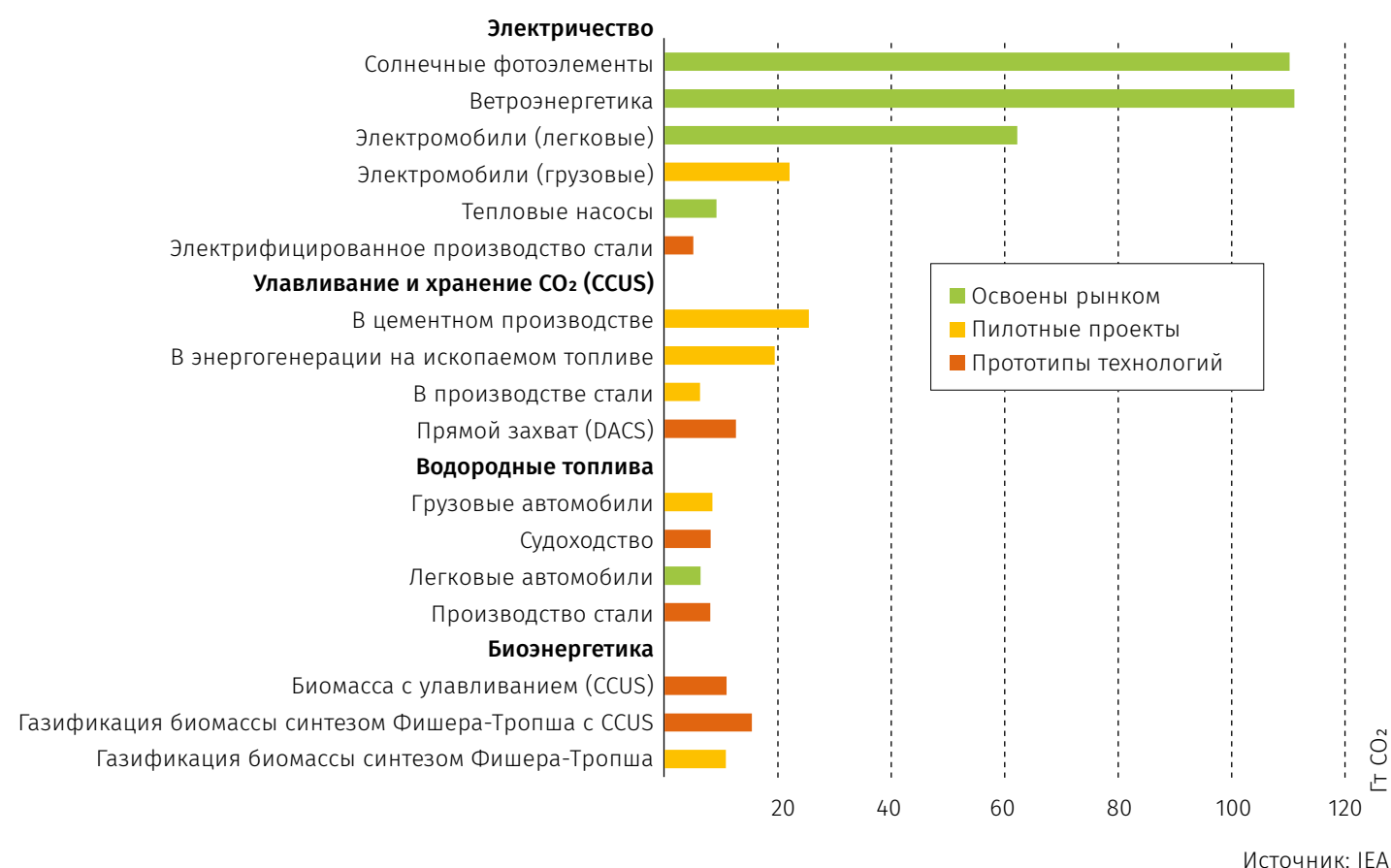


Источник: IEA





Потенциал сокращения выбросов CO<sub>2</sub> отдельных технологий по категориям развитости



**Проблема метана**

Метан составляет около 60% выбросов цепочки поставок угля и природного газа и около 35% выбросов цепочки поставок нефти.

Общие выбросы метана от ископаемого топлива, согласно

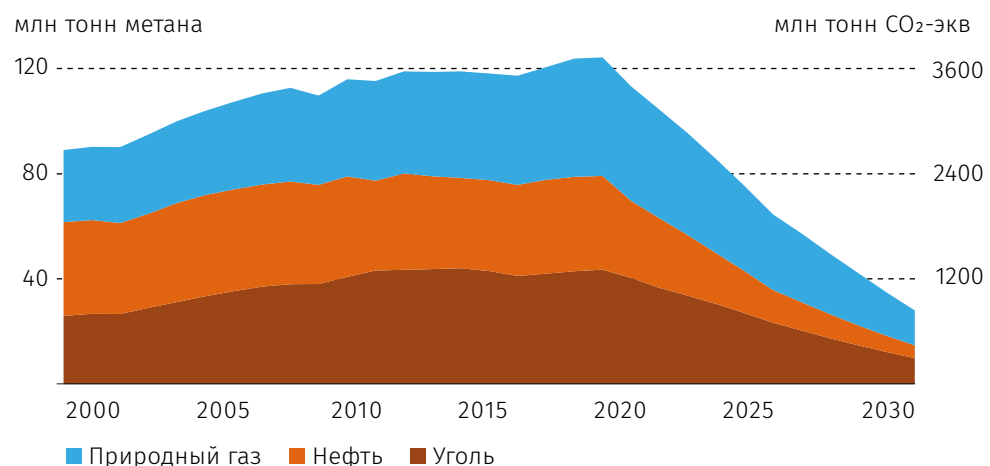
«Дорожной карте» EIA, снизятся примерно на 75% в период с 2020 по 2030 год, что соответствует сокращению выбросов парниковых газов на 2,5 гига-тонны в эквиваленте углекислого газа (Гт CO<sub>2</sub>-экв). Около одной трети этого снижения

станет результатом общего сокращения потребления ископаемого топлива, а большая составляющая – результатом расширенного внедрения мер по сокращению выбросов и технологий, приводящих к ликвидации всех технически предотвращаемых выбросов метана к 2030 году.

Действия по снижению интенсивности выбросов текущих нефтегазовых операций приведут к следующему:

- прекращению сжигания на факелах;
- использованию CCUS с централизованными источниками выбросов (в том числе улавливание естественных источников CO<sub>2</sub>, которые часто извлекаются с природным газом);
- значительной электрификации операций по разведке и добыче (часто с использованием внесетевых ВИЭ).

**Выбросы метана от угля, нефти и природного газа в сценарии нулевых выбросов**



Европейская комиссия 14 июля 2021 года выпустила первую часть пакета законодательных предложений, затрагивающих энергетический сектор, под названием «Fit for 55». Эти предложения имеют межсекторальный характер и касаются обязательств различных отраслей и секторов по энергоэффективности и снижению выбросов. Вторая часть пакета, которая будет в том числе содержать предложения по газовой отрасли, находится в стадии разработки и ожидается до конца года.



# ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ И СКОРОСПЕЛЫЕ ПЛОДЫ

Пакет «Fit for 55», опубликованный в июле, представляет собой комплекс предложений Еврокомиссии по пересмотру и обновлению законодательства ЕС и реализации новых инициатив с целью обеспечения соответствия политики ЕС целям в области климата, согласованным Советом и Европейским парламентом. Эти меры по адаптации секторов и регулирующего законодательства должны привести к сокращению выбросов не менее чем на 55% в 2030 году по сравнению с уровнем 1990 года. Данный целевой показатель юридически закреплён

Европейским климатическим законом, принятым в июне 2021 года, в качестве промежуточного шага к достижению полной углеродной нейтральности к 2050 году. Исполнение его обязательно для всех стран ЕС в соответствии с условиями «Европейского зеленого соглашения», представленного Еврокомиссией в декабре 2019 года.

Предложения пакета «Fit for 55» включают: применение уже действующей системы торговли квотами на выбросы в новых секторах и ее ужесточение; широкое использование возобновляемого сырья; повышение

энергоэффективности; ускоренный вывод на рынок транспортных средств с низким уровнем выбросов, создание инфраструктуры и топлива для них; изменение налоговой политики под цели европейского «зеленого» курса; предотвращение утечек углерода; сохранение и увеличение естественных поглотителей углерода. Ниже ряд отдельных положений.

**Торговля квотами на выбросы**

EU Emissions Trading System (ETS) является сегодня механизмом

[Вернуться к содержанию](#)





ценообразования на углерод (выбросы) в ЕС, ежегодно снижая предельный уровень выбросов в определенных секторах экономики. За последние 16 лет с ее использованием выбросы в электроэнергетике и энергоемких отраслях удалось уменьшить на 42,8%. Сейчас Еврокомиссия предлагает еще больше снизить общий лимит выбросов и увеличить ежегодные темпы их сокращения. ЕК также предлагает постепенно отказаться от бесплатных квот на выбросы для авиации и привести их в соответствие с глобальной схемой компенсации и сокращения выбросов углерода для международной авиации (CORSIA), а также впервые включить в ETS выбросы от судоходства. Чтобы решить проблему недостаточного сокращения выбросов на автомобильном транспорте и в зданиях, создана отдельная новая система торговли выбросами для распределения топлива.



Комиссия также предлагает увеличить размер фондов инноваций и модернизации. Чтобы дополнить существенные климатические расходы в бюджете ЕС, государства-члены должны тратить всю свою выручку от торговли квотами на выбросы на проекты, связанные с климатом и энергетикой.

### Естественные поглотители CO<sub>2</sub>

Регламент о распределении усилий Effort Sharing Regulation устанавливает более строгие цели по сокращению выбросов для каждого государства-члена для зданий, автомобильного и внутреннего морского транспорта, сельского хозяйства, отходов и малых предприятий.

Государства-члены также разделяют ответственность за удаление углерода из атмосферы, поэтому Постановление о землепользовании, лесном и сельском хозяйстве (Regulation on Land Use, Forestry and Agriculture) устанавливает общую цель ЕС по удалению углерода естественными поглотителями в эквиваленте 310 млн тонн выбросов CO<sub>2</sub> к 2030 году.

Лесная стратегия ЕС (EU Forest Strategy) направлена на улучшение качества, количества и устойчивости лесов Евросоюза. Он поддерживает лесоводов и биоэкономику, основанную на лесах, сохраняя при этом

устойчивость лесозаготовок и использования биомассы, сохраняя биоразнообразие и устанавливая план посадки 3 млрд деревьев по всей Европе к 2030 году.

### Директива о ВИЭ

На производство и использование энергии приходится 75% выбросов в ЕС, поэтому ускорение перехода к более «зеленой» энергетической системе имеет решающее значение. Директива о возобновляемых источниках энергии (Renewable Energy Directive, RED) устанавливает повышенную цель – производство 40% энергии из возобновляемых источников к 2030 году. Все государства в составе ЕС должны будут способствовать достижению этой цели: предлагаются конкретные задачи по использованию возобновляемых источников энергии на транспорте, в отоплении и охлаждении, зданиях и промышленности. В директиве уделяется внимание также биоэнергетике и использованию древесной биомассы.

### Энергоэффективность

В целях сокращения общего энергопотребления, сокращения выбросов и решения проблемы энергетической бедности Директива по энергоэффективности (Energy Efficiency Directive, EED) устанавливает более амбициозную обязательную цель по ежегодному сокращению энергопотребления на уровне ЕС. Директива будет определять порядок установления вклада отдельных государств и почти удвоит для них ежегодные обязательства по энергосбережению. Государственный сектор должен будет ежегодно ремонтировать 3% своих зданий, чтобы стимулировать волну реновации, создавать рабочие места и снижать потребление энергии и расходы для налогоплательщиков.



### На транспорте

Для решения проблемы роста выбросов автотранспорта требуется сочетание мер, дополняющих торговлю выбросами, считает Еврокомиссия. Более строгие стандарты выбросов CO<sub>2</sub> для автомобилей и фургонов ускорят переход к средствам передвижения с нулевым уровнем выбросов, поскольку потребуют снижения средних выбросов новых автомобилей на 55% с 2030 года и на 100% с 2035 года по сравнению с уровнями 2021 года. В результате все новые автомобили, зарегистрированные с 2035 года, должны иметь нулевой уровень выбросов.

Чтобы водители могли заряжать автомобили или заправлять их топливом в надежной сети по всей Европе, пересмотренный Регламент инфраструктуры альтернативных видов топлива (Alternative Fuels Infrastructure Regulation) требует от стран-членов увеличения емкости для зарядки и установки точек зарядки и заправки с установленными интервалами на основных автомагистралях: каждые 60 км для электрозарядки и каждые 150 км для заправки водородом.

Авиационное и морское топливо вызывает значительное загрязнение, этот сектор тоже требует целенаправленных действий. Регламент инфраструктуры альтернативных видов

топлива требует, чтобы воздушные и морские суда имели доступ к чистой электроэнергии в крупных портах и аэропортах.

Авиационная инициатива ReFuelEU (ReFuelEU Aviation Initiative) обяжет поставщиков увеличивать долю экологически безопасного авиатоплива в топливных смесях, принимаемых на борт в аэропортах ЕС, включая синтетическое низкоуглеродное, известное как «электронное топливо».

Аналогично Морская инициатива FuelEU (FuelEU Maritime Initiative) будет стимулировать внедрение экологически безопасных видов судового топлива и технологий с нулевым уровнем выбросов путем установления максимального предела содержания парниковых газов в энергии, используемой судами, заходящими в европейские порты.

### Налогообложение

Система налогообложения энергоносителей, согласно плану ЕК, должна защищать и улучшать единый рынок и поддерживать «зеленый» переход, создавая правильные стимулы. В новой редакции Директивы о налогообложении энергетики (Energy Taxation Directive) предлагается привести налогообложение энергоносителей в соответствие с политикой ЕС в области энергетики и климата, продвигая чистые технологии и устраняя устаревшие льготы и сниженные ставки, которые в настоящее время поощряют использование ископаемого топлива. Новые правила нацелены на снижение вредных последствий конкуренции в налогообложении энергетики, помогая обеспечить доходы государств-членов от экологических налогов, которые имеют меньшие негативные последствия для роста, чем налоги на рабочую силу.

### Трансграничное углеродное регулирование

Пакет ЕС «Fit for 55» вводит новый механизм трансграничного углеродного регулирования (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), которым будет установлена цена на выбросы углерода для импорта целевых товаров, чтобы гарантировать, что амбициозные меры по борьбе с изменением климата в Европе не приведут к так называемой «утечке углерода». Таким образом, сокращение выбросов в Европе будет способствовать сокращению во всем мире, вместо того, чтобы вытеснить углеродоемкое производство за пределы Европы. Механизм также направлен на стимулирование активности промышленности за пределами ЕС и международных партнеров в том же направлении.

В течение переходного периода с 2023 по 2025 год CBAM будет распространяться на черную металлургию, производство цемента, удобрений, алюминия и электроэнергетику. В этот период от импортеров потребуют только предоставлять данные об объемах выбросов, которыми сопровождается производство товаров, без уплаты пошлин. В 2026 году с учетом этих данных будет внедрена дополнительная система торговли квотами на выбросы. С этого момента импортеры будут покупать сертификаты в счет платы за выбросы. ■



Первый дальнемагистральный полет на топливе с использованием растительного масла из парижского аэропорта «Шарль-де-Голль» в канадский Монреаль был выполнен 18 мая 2021 года.

### Некоторые целевые показатели пакета ЕС «Fit for 55» к рубежу 2030 года

| Задача/сектор                                | 2030 год                   |
|--|----------------------------|
| <b>Сокращение выбросов:</b>                  |                            |
| • отраслями, охваченными системой ETS        | на 61%                     |
| • с/х, ЖКХ, транспорт                        | до 40%                     |
| • бункеровка судов в европейских портах      | на 6% (на 7% в 2050)       |
| <b>Доля «зеленой» энергии:</b>               |                            |
| • возобновляемое сырье на транспорте в целом | с 14% до 26%               |
| • биотопливо в смеси авиатоплива             | до 5% (63% в 2050)         |
| • синтетическое топливо, вкл. водород        | с 0,7% до 11% (28% к 2050) |
| <b>Энергоэффективность в ЕС</b>              | с 32,5% до 36%             |





# БЕНЕФИС СЕРВИСА И НАДСТРОЙКИ



**Наталья Петрова**  
главный редактор

Документы IEA и ЕС, провозгласившие поэтапные планы достижения углеродной нейтральности, вызвали в нефтегазовом сообществе бурную реакцию, что понятно. Оба документа задевают нерв того бизнеса и государства, благополучие которого зиждется на сложившемся за сто лет главенстве углеводородного топлива в мировой экономике.

Раздражителем стал призыв IEA немедленно прекратить инвестиции в новые нефтегазовые проекты, что, согласуясь, звучит шокирующе. Еще более нервно было воспринято предложение Еврокомиссии возложить финансовую нагрузку на поставщиков товаров в Европу, названное русскоязычными СМИ «углеродным налогом».

В этом номере «ГБ» мы представили различные мнения по этим документам в целом и по отдельным вопросам – с разных сторон, от представителей разных стран и видов деятельности. Мне же здесь хотелось бы коснуться двух моментов. Оба относятся к разряду вопросов «Что теперь будет?»

## Перемен мы ждем... перемен...

Итак, сомнений уже нет. На наших глазах совершаются сразу две революции, кардинально меняющие мир, нашу деятельность и наше сознание. Четвертая промышленная революция ведет к тотальной автоматизации и цифровизации на уровне искусственного интеллекта. Климатический курс на декарбонизацию вплоть до полного отказа от ископаемого топлива, взятый энергодефицитными высокотехнологичными странами (уже само по себе говорящее сочетание), неуклонно подводит к пониманию, что всем нам придется привыкать жить по-другому.

Еще не так давно было: у кого в руках скважина, тот правит бал. Незаметно управление скважиной перешло к высокотехнологичному нефтесервису, и у кого, собственно, во владении скважина, стало вторым вопросом. Четыре гигантских кита крепко держат в своих руках всю мировую нефтегазовую отрасль, без их услуг не обходится ни одна относительно крупная добывающая компания.

Сегодня эти киты жестко конкурируют. Не между собой и не с сугубо специфическим сервисом или собственными компетенциями крупных «добытчиков». Сегодня они борются за то, чтобы остаться у дел в новой безуглеродной действительности – в той, когда их технологии нефте(собственно)сервиса будут востребованы отраслью, скатывающейся из партера в задние ряды.

## За идеи!

Исторически успех этих компаний обеспечивался неустанным поиском технологий, постоянным просеиванием частым гребнем идей и людей – от студентов до патентов и бизнесов. Эти компании еще раньше айтишников ответили себе на главный вопрос философии: что первично – идея или материя? Конечно, идея! Материю вам сделаем по заказу.

Вполне логично, что вчерашний нефтесервис сегодня перетекает в нечто большее – в сервис по транспортировке и обращению с водородом и смесями, в сервис по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub>. Наконец, в сервис по такому трудному, но поворотному для всей энергетической революции вопросу, как технологии накопления и хранения энергии.

## Метановый переход или метановая проблема?

Второе. Как-то не слишком заметно прошла, на мой взгляд, очень важная часть предложений, относящаяся к метановой проблеме. Не к тому, что метан обеспечит благоразумный плавный переход к полностью водородной энергетике. Имеются в виду выбросы метана, которые, по последним отчетам, являются куда большей климатической проблемой. Эти предложения означают для экспортеров энергопродукции необходимость не только модернизации инфраструктуры, но и полного и постоянного раскрытия информации о технологических и прочих утечках метана в атмосферу, чтобы отстаивать свое право на поставки. На мой взгляд, именно этот пункт планов декарбонизации доставит гораздо большую головную боль всему российскому нефтегазу, и прежде всего, конечно, «Газпрому».

## Кому будет жить хорошо

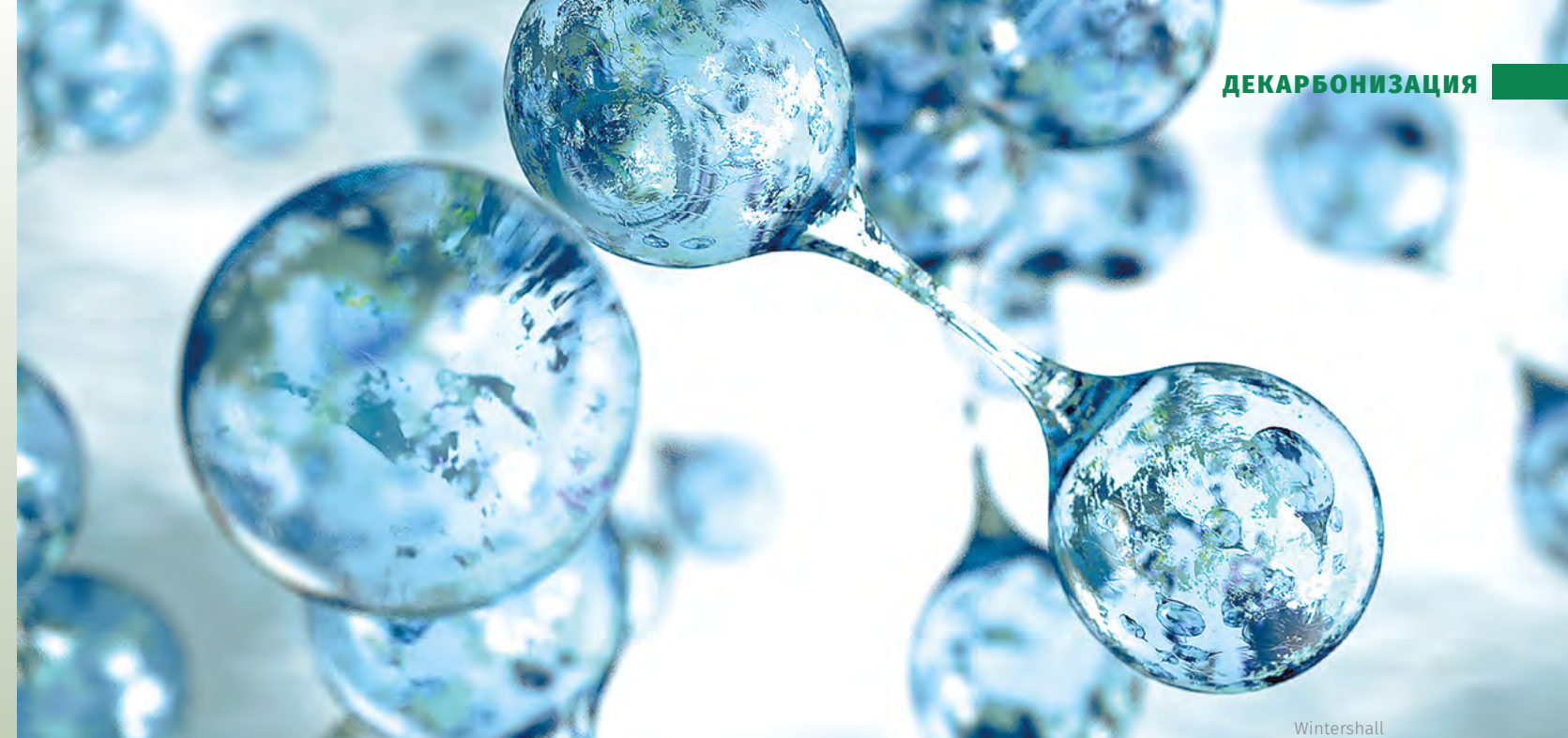
Следуя главнейшему детективному закону «смотри, кому это выгодно», поставим вопрос – кто выигрывает в новой реальности, в каких сферах деятельности ожидается настоящий бум, востребованность в кадрах и высокие зарплаты против повышенных затрат контрагентов?

Взять хотя бы такой механизм, как обложение пошлиной товара, поставляемого в «зону зеленой жизни». Пока предложение ЕС по трансграничному углеродному регулированию многим кажется поводом для межправительственных переговоров, арбитражных судов, упреков в протекционизме и недобросовестной конкуренции, призывов к нормам ВТО и так далее.

Но неизбежно все это будет сведено к стандартизации – к выработке методики объективной оценки углеродного следа. Без этого в будущем безуглеродном мире – никуда.

А значит, будет новый обширный сектор рынка услуг: консалтеров, сертификационных фирм, сервиса по установке и обслуживанию измерительных устройств, составлению отчетности, верификации данных, аудиту, разрешительным процедурам и т. д. и т. п. Перепадет немного и производителям измерительно-контрольного оборудования. Но главный бал будет править надстройка. ■

[Вернуться к содержанию](#)



Wintershall

## Eurogas: Углеродный налог нужно использовать правильно



**Джеймс Уотсон**

Джеймс Уотсон, генеральный секретарь европейской отраслевой газовой ассоциации Eurogas, прокомментировал «Газовому бизнесу» одно из положений пакета «Fit for 55» – механизм трансграничного углеродного регулирования (CBAM), часто называемого

в российских СМИ «углеродным налогом».

«Мы всецело поддерживаем усилия Европейской комиссии по разработке пакета «Fit for 55». Такое обновление законодательной базы крайне необходимо для достижения целей климатической нейтральности на 2030 и 2050 годы. Однако на данный момент мы все еще проводим анализ этого законодательства.

Пограничный углеродный налог (механизм трансграничного углеродного регулирования CBAM. – Прим.ред.) может стать важным инструментом в борьбе с текущей неблагоприятной экологической ситуацией, если его правильно использовать. Необходимо, чтобы

он не противоречил правилам ВТО, был приемлемым для наших партнеров за пределами Европы, а также мог снизить административную нагрузку. Важно, чтобы сырьевые товары были исключены из этого механизма во избежание ненужных дополнительных затрат для потребителей на территории ЕС.

Европа является мировым лидером движения по борьбе с изменениями климата и должна принять соответствующие меры для декарбонизации промышленности, что крайне необходимо для Европы на глобальном уровне. Газ должен сыграть свою роль, так как он послужит для этого процесса как топливом, так и сырьем».

## Eurogas: Газ как часть энергетического перехода

Директор по политике Eurogas Андреас Гут прокомментировал предложения Еврокомиссии в статье, размещенной на сайте организации под названием «Low hanging fruit in Fit for 55» («Низко висящие плоды в «Fit for 55»). Как писал S&P Global

Platts, насчет ожидающейся в конце года второй части пакета, которая будет посвящена газовой отрасли, Еврокомиссия намекала, что сначала будет нацелена на «низко висящие плоды» (low hanging fruit). Иными словами (здесь) – назревшие вопросы, решения по которым

достаточно очевидны и их легко принять. К ним, пишет Platts, относятся законодательные акты об обнаружении утечек метана, измерении, отчетности и ремонтах.

Андреас Гут из Eurogas, похоже, распространил это выражение в том числе на первую



часть обнародованного пакета, возможно, и не без коннотации «скороспелые плоды» или «непродуманные решения». В частности, Гут пишет: «В пересмотренной Директиве по энергоэффективности Европейская комиссия предлагает исключить энергию, сэкономленную от использования прямого сжигания ископаемого топлива, из обязательств по энергосбережению. Применяя это положение с 2024 года, ЕК лишает государства-члены ЕС возможности достичь гораздо более значительных климатических целей на 2030 год, собирая «низко висящие плоды».

К сожалению, комиссия не применила более дифференцированного подхода, как это сделано, например, в Директиве о налогообложении энергетики или в пересмотренном Руководстве по государственной помощи (*другие составляющие пакета «Fit for 55»*). – Прим. ред.) Эти документы четко различают природный газ и другие ископаемые виды топлива с более высокой степенью загрязнения окружающей среды».

«Если предложение будет принято в его нынешней недифференцированной форме, – пишет далее Андреас Гут, – это значительно усложнит для ЕС достижение целей на 2030 год. Во-первых, уменьшатся стимулы для стран-членов ЕС, зави-

сящих от угля и нефти, к принятию мер по отказу от этих видов топлива. Это может значительно продлить срок их использования, особенно в тех случаях, когда альтернативы нерентабельны. Во-вторых, остается неясным, как будут квалифицированы меры политики, продвигающие возобновляемые и низкоуглеродные газовые виды топлива в сочетании с прямым сжиганием газа. В итоге это может также иметь непредвиденные последствия в виде увеличения выбросов в энергосистеме. Дело в том, что ограничения не распространяются на косвенное использование ископаемого топлива, которое дает значительную дополнительную мощность выработки электроэнергии, необходимую для питания электрической системы отопления в холодные зимние месяцы».

«К счастью, – заключает директор по политике, – растет



понимание того, что газ (природный, возобновляемый и низкоуглеродный) должен стать частью энергетического перехода. Поэтому Eurogas с нетерпением ждет остальной части пакета «Fit for 55» и возлагает большие надежды на «пакет рынка водорода и декарбонизированного газа». Он должен стать ключевым фактором трансформации и декарбонизации газового сектора до 2050 года. Помимо решения этих задач, он предоставит возможность сократить выбросы в секторе за счет усовершенствования обнаружения и устранения утечек, а также мониторинга, проверки и отчетности. Сложный выбор в области регулирования и политики еще предстоит сделать. В этом направлении следует руководствоваться опытом, накопленным за последние тридцать лет построения очень успешного и эффективного рынка природного газа».

## Wood Mackenzie: О трансграничном углеродном регулировании и углеродном налоге

Джеймс Уайтсайд, глава отдела исследований товарно-сырьевых рынков в Wood Mackenzie, комментируя представленные Еврокомиссией предложения по Механизму трансграничного углеродного регулирования (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)

в пакете «Fit for 55», отмечает: «CBAM, который не охватывает значительную часть производственной цепочки, будет способствовать утечке углерода, вытесняя выбросы за пределы ЕС или перемещая конкуренцию между производителями из ЕС и стран, не входящих в ЕС,

на следующий этап цепочки создания стоимости». По сути, надбавка к цене в ЕС будет только на уровне, достаточном для привлечения низкоуглеродного производства в блок стран, но не для стимулирования декарбонизации за его пределами.



Джеймс Уайтсайд

«Только если другие страны примут политику, аналогичную CBAM, это может повлиять на глобальные выбросы. США и Китай движутся в этом направлении, хотя до успешного развертывания еще несколько лет, – добавил Уайтсайд. – В конечном счете, если промышленность успешно декарбонизируется, потребность в CBAM отпадет».

С другой стороны, Уайтсайд отмечает позитивные намерения, которые разработчики стремились отразить в документе, и его важность в целом: «В то время как большая часть экологической повестки дня ЕС ориентирована на внутренние потребности, механизм CBAM задуман с целью предотвращения утечки углерода и в результате на поощрение остального мира к сокращению выбросов. Этот механизм создаст равные условия в отношении затрат на выбросы для компаний, экспортирующих товары в ЕС,

и производителей ЕС, уже подпадающих под действие ETS».

С помощью ETS (*система торговли квотами на выбросы углерода в Европе*. – Прим.ред.) ЕС попытался подтолкнуть компании к постепенному сокращению выбросов, чтобы минимизировать стоимость квот на выбросы, которая выросла с 8 евро за тонну в начале 2018 года до более 50 евро за тонну в начале мая 2021 года. Недавний рост цен отражает настроения рынка, что более амбициозная цель по выбросам на 2030 год и предстоящая реформа ETS приведут к росту стоимости загрязнения в ЕС.

Уайтсайд также отметил: «CBAM, вероятно, примет форму углеродного налога, аналогичного ETS ЕС. Брюссель, похоже, предпочитает этот вариант ввозной пошлины или налога на потребление углерода, учитывая опасения, что они могут поставить под угрозу совместимость с ВТО, а в налоговом вопросе также потребуются единомышленная поддержка со стороны 27 государств-членов».

## Между здравым смыслом и кошмаром

«Однако реализация этого может оказаться логистическим кошмаром. Отсутствует прозрачность в отношении выбросов углеро-

да, связанных с товарами. Определить страну происхождения товаров тоже может оказаться проблематично. Для эффективного администрирования трансграничных налогов необходимо принять и соблюдать надежные схемы сертификации».

Комиссия указала, что первоначально она сосредоточит внимание CBAM на меньшем количестве углеродоемких и торговых отраслей. Отчасти это сделано для того, чтобы минимизировать бюрократическую нагрузку: проще определить выбросы для такого сырья или исходных материалов, чем для более сложных товаров на последующих этапах производственно-сбытовой цепочки.

Wood Mackenzie и ее дочерняя компания, консультирующая по политическим рискам Verisk Maplecroft, ожидают, что ЕС будет постепенно наращивать систему CBAM, чтобы охватить все отрасли, в настоящее время подпадающие под действие системы торговли квотами ETS. Согласно документам ЕС, в первую очередь, скорее всего, пострадают сталь, цемент, химикаты и удобрения. Однако этот список может расширяться. В начале февраля межпартийная группа членов парламента ЕС призвала комиссию включить в систему CBAM весь импорт продуктов и товаров, подпадающих под действие ETS ЕС.

## Wintershall Dea: Принцип технологической нейтральности

Чтобы внести свой вклад в переход к «зеленой» экономике, компания Wintershall Dea поставила перед собой амбициозные цели: в частности, сократить выбросы парниковых газов в производственной деятельности (как собственной, так и совместной с партнерами) до нуля к 2030 году. Компания обязуется поддерживать интенсивность выбросов метана на уровне не выше 0,1% уже с 2025 года. Чтобы сократить выбросы от использования до-

бываемого газа и нефти, компания работает над новыми решениями в области CCS (улавливания и хранения углерода) и водородными технологиями.

В отношении опубликованного Еврокомиссией пакета законодательных предложений по декарбонизации в Европе «Fit for 55», высказывается генеральный директор Wintershall Dea Марио Мерен: «Нельзя терять время. Как и Европейская комиссия, мы видим острую необходимость в быстрых действиях для дости-



Марио Мерен

жения климатических целей. Это включает производство электроэнергии из природного газа вме-



сто угля и использование новых технологий».

Исследования показывают, что климатическая нейтральность Европы может быть достигнута с более приемлемыми затратами скорее за счет технологической нейтральности, чем за счет политики, основанной в первую очередь на ВИЭ. Согласно исследованию Hydrogen4EU, до 2050 года это позволит ежегодно экономить 70 млрд евро, в общей сложности – более 2 трлн евро.

Совет, комиссия и парламент должны сделать принцип технологической нейтральности руководящим стандартом для производственных проектов, в сочетании с целевым ориентиром по затратам на снижение выбросов CO<sub>2</sub>, считает Марио Мерен.

Газообразные источники энергии необходимы и устойчивы, отмечает при этом он; наряду с электричеством газ должен быть второй гибкой опорой европейского энергетического перехода.

Глава Wintershall DEA Марио Мерен также прокомментировал конкретные элементы пакета «Fit for 55».

### Торговля квотами на выбросы ETS

«Мы рассматриваем ценообразование CO<sub>2</sub> в качестве ключевого элемента успешного европейского энергоперехода. Европейская система торговли квотами на выбросы внесла решающий вклад в рентабельное сокращение выбросов CO<sub>2</sub> и, более того, подтолкнула к переходу с угля на газ. Переход с угля на газ в генерации энергии может внести важный вклад в защиту климата и в будущем. Укрепление этой системы может еще больше усилить функцию ETS как движущей силы защиты климата».

### Пересмотр Директивы о ВИЭ (RED II)

На электроэнергию приходится лишь небольшая доля конечного энергопотребления в Европе, и в частности в Германии (20%). Поэтому пересмотр RED II должен быть шире и учитывать потенциал декарбонизированных газов. Важным предварительным условием для реализации этого потенциала является введение торгуемых гарантий происхождения (источника выработки) на основе «системы

учета и претензий». В этой системе должны быть задействованы как возобновляемые, так и экологически чистые газы, иначе фрагментация помешает созданию развитого и ликвидного европейского рынка водорода.

### Пересмотр Директивы об энергоэффективности (EED)

«Меры по дальнейшему повышению энергоэффективности имеют важное значение, если мы хотим достичь европейских климатических целей. Но повышение энергоэффективности – не самоцель, а инструмент сокращения выбросов CO<sub>2</sub>, который конкурирует с другими инструментами защиты климата.

Поэтому мы критически относимся к принципу «эффективность прежде всего». Энергоэффективность не следует понимать исключительно как цель абсолютной экономии.

Следует также учитывать, например, общую цель сокращения выбросов парниковых газов и необходимость гибкости в связи с увеличением доли ВИЭ», – считает Марио Мерен.

## СКОЛКОВО: Не жалуйтесь, а снижайте выбросы!



Ирина Гайда

Ирина Гайда, директор Центра энергетической школы Сколково, в ходе «Летней энергетической школы СКОЛКОВО-2021» высказалась так по мере к ЕС обложить дополнительной финансовой нагрузкой импортеров товаров в Европу «по углеродному следу»:

«Одним из наиболее действенных рычагов, задействованных в борьбе с антропогенной эмиссией парниковых газов, являются сборы или налоги на выбросы CO<sub>2</sub>. Большинство стран мира уже поставило перед собой достаточно серьезные цели по сокращению выбросов и стимулирует бизнес к переходу на низкоуглеродный путь развития через введение дополнительного налогообложения. 46 государств из 32 регионов запустили или запустят в ближайшем будущем национальные системы торговли CO<sub>2</sub>, углеродные налоги и т. п.

Даже в тех областях, где налоговое и регуляторное давление отсутствует, наблюдается изменение поведения отраслей-потребителей. Многие компании уходят от ископаемых источников энергии и энергоносителей. И авиакомпании, и энергокомпании, и логисты автомобилестроения, и энергоемкие тяжелые индустрии постепенно принимают на себя обязательства по выходу на углеродную нейтральность.

Кроме того, финансовое сообщество начинает иначе относиться к финансированию углеводородных источников энергии и проектов с высокой эмиссией. За последние пять лет проектный спред изменился – для проектов ВИЭ снизился, а проекты тепловых электростанций или добычи угля, наоборот, стали более дорогими в плане проектного финансирования. Декарбонизация становится все более важным элементом стратегии и уже является неотъемлемым элементом финансовой отчетности, появились «климатические» стандарты отчетности – TCFD.

Предстоящее введение пограничных налогов сделало климатическую повестку еще более актуальной для российской аудитории. Достаточно очевидно, что они существенно повлияют на энергоемкие отрасли. Некоторые экспертные оценки показывают, что значительное снижение прибыльности ожидается по нефти (-20%), стали (-40%), целлюлозе (-65%) и многим другим сегментам.

Климатическая повестка все чаще звучит и в риторике российских органов власти. В послании Федеральному Собранию 2021 года говорилось о квотировании выбросов

в атмосферу, о необходимости мониторинга и снижения выбросов парниковых газов, связанных с антропогенной деятельностью на территории России. Чтобы выйти на траекторию повышения температуры не более чем на 2 градуса, позволяющую надеяться на то, что мы избежим катастрофических климатических последствий, необходимо в мировом масштабе сократить эмиссии ТЭК до 70%.

Недавно МЭА предложило один из возможных сценариев выхода на полную углеродную нейтральность (NET Zero by 2050. – Прим. ред.). Если говорить о решениях, которые необходимо было бы принять, чтобы пойти по этому пути, то сегодня нужно не строить угольные электростанции без захвата и захоронения CO<sub>2</sub>, не разрабатывать новые нефтегазовые месторождения и не расширять добычу угля. Понятно, что многие страны, в том числе Норвегия, не готовы придерживаться столь радикального пути. Вместе с тем очевидно, что давление приходит с нескольких сторон – со стороны регуляторов, финансовых рынков и потребителей, и ТЭК не может остаться в стороне».

## Argus: Защита европейских компаний от конкурентов

«Обновленная стратегия Евросоюза по достижению углеродной нейтральности к 2050 году предполагает ужесточение регулирования целого ряда отраслей, что сильно ограничит спрос на нефть и газ в регионе в ближайшее десятилетие, – пишет Argus Media в своем аналитическом выпуске. – Однако противодействие предусмотренным мерам может возникнуть как внутри самих стран-членов ЕС, так и за пределами региона».

Сокращение вредных выбросов на 55% к 2030 году приведет к снижению импорта природно-

го газа в ЕС на 13-19%, нефти – на 23-25% (относительно уровня 2015 года); к 2050 году импорт газа сократится на 58-67%, нефти – на 78-79%.

«Если внутри ЕС есть согласие по поводу расширения мер по борьбе с изменениями климата, то намерение союза ввести механизм трансграничного углеродного регулирования, который предусматривает взаимные сборы с ряда энергоемких товаров, вызывает протесты со стороны их партнеров. Такие сборы вынудят поставщиков продукции с углеродным следом нести дополнительные расходы.

Защищая местные европейские компании от конкурентов с доступом к более низким ценам на углеродные квоты или вовсе не подпадающим под такие меры, власти Евросоюза рискуют вызвать недовольство со стороны основных торговых партнеров, таких как Китай, Индия и США», – заключают аналитики Argus. Агентство также считает возможным появление внутреннего сопротивления плану СВМ со стороны сферы производства и оборота печного и традиционного моторного топлива, включая конечных пользователей».





## Минэкономразвития: Российские компании конкурентоспособны по следу CO<sub>2</sub>



Максим  
Решетников

Позиции России по планируемому введению механизма трансграничного углеродного регулирования (ТУР) в конце августа ТАСС рассказал глава Минэкономразвития Максим Решетников. В частности, он заявил,

что в последние годы российские предприятия модернизировали производство и след CO<sub>2</sub> для них – конкурентоспособный. «Важно, чтобы он объективно и непредвзято считался, чтобы производители из ЕС или других стран не получили неоправданные преимущества», – отметил министр. По его словам, для России важно, чтобы этот механизм позволял предприятиям направлять эти деньги на сокращение выбросов CO<sub>2</sub> внутри страны. Тогда это будет самым эффективным решением.

На вопрос ТАСС, не похожа ли эта история на протекционизм, М. Решетников ответил: «Пока это похоже на приглашение к диалогу. С одной сто-

роны, коллеги пытаются форсировать выработку реальных экономических механизмов реализации Парижского соглашения. Это климатический аспект. С другой стороны, у наших коллег закончились собственные углеводородные запасы и ресурсы, и они много вложили в возобновляемые источники электроэнергии. Теперь, опираясь на климатическую повестку, они пытаются «застолбить» за собой экономические преимущества и технологии».

«Многие эксперты считают, что жесткая реализация скорее «застолбит» разрыв между развитыми и развивающимися странами», – добавил глава ведомства.

## Wood Mackenzie: Углеродный след СПГ и его конкурентоспособность

В контексте повестки сокращения выбросов на 55% к 2030 году газ сохранит устойчивые позиции, считает Wood Mackenzie, развивая эту мысль в работе «Horizon – Fast and furious: Europe's race to slash emissions by 2030». По мере сокращения внутренней добычи зависимость Европы от импорта газа будет увеличиваться. По оценкам Wood Mackenzie, доля СПГ в поставках газа к обозначенному сроку составит 27%.

Цель ЕС по сокращению выбросов CO<sub>2</sub> по всей цепочке создания стоимости потенциально за счет использования такого рыночного механизма, как CBAM (трансграничное углеродное регулирование, или т. н. «углеродный налог»), подтолкнет участников рынка к сокращению углеродного следа. Трубопроводный газ может получить преи-

мущество перед СПГ, и тогда относительная конкурентоспособность игроков СПГ изменится.

В сценариях Wood Mackenzie на 2030 год газ выделяется среди видов ископаемого топлива благодаря его устойчивости. Он может способствовать ускоренному отказу от угля, а также улучшить ситуацию в других секторах, которые трудно декарбонизировать. Однако в более долгосрочном будущем компании, переходящие на газ, должны заняться производственно-сбытовой цепочкой выбросов и добиться прогресса в расширении CCS.

Расчеты Wood Mackenzie по выбросам углерода СПГ показывают, что дополнительные расходы для его декарбонизации могут быть на уровне \$1 за 1 млн БТЕ при условии цены за тонну углерода ниже \$65. Даже се-

годняшняя стоимость углерода в некоторых случаях добавит \$0,6/млн БТЕ. Партии СПГ с нулевым выбросом углерода, в настоящее время набирающие обороты в Азии, скоро станут особенностью европейского рынка.

Чтобы у газа было будущее и после 2030 года, крупномасштабные технологии CCS должны стать реальностью для газовых электростанций и отраслей промышленности, где сложно бороться с выбросами. Компании Equinor, Shell и Total стали партнерами в норвежском проекте Northern Lights CCS, который со временем может стать центром аккумуляции CO<sub>2</sub> в Северо-Западной Европе. Параллельно EBN и Gasunie в 2022 году планируют принять ОИР для проекта Porthos в Роттердаме; потенциал улавливания CO<sub>2</sub> в Нидерландах оценивается на уровне 2%. ■

[Вернуться к содержанию](#)



ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС #3 / 2021



# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

26-29 апреля 2021 г.  
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

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

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2020



26-29 апреля 2021 г.  
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

Реклама

12+



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



РСНП



РОССИЙСКОЕ  
ГАЗОВОЕ  
ОБЩЕСТВО



VDMA

ЭКСПОЦЕНТР  
МОСКВА

Messe  
Düsseldorf



# ВОДОРОД: ПРОРЫВЫ И СОМНЕНИЯ

## • GIE: Закачка чистого водорода в пласт – это реально?

До настоящего времени хранение водорода в чистом виде на истощенных газовых месторождениях не осуществлялось, однако ряд операторов выразили уверенность в своей технической способности сделать это при подходящих геолого-минералогических условиях. Gas Infrastructure Europe (GIE) при поддержке Guidehouse сделал опрос операторов в рамках исследования «Picturing the value of underground gas storage in the European hydrogen system», опубликованного в июне 2021 года.

Пласты-коллекторы природного газа потенциально могут быть хранилищами водорода, поскольку уже подтвердили способность хранить газ в течение миллионов лет, аргументируют исследователи. Изучением этих возможностей занимается несколько операторов хранилищ. В пилотном проекте «Underground Sun Storage», реализованном оператором по хранению газа RAG Austria в 2014-2021 годах, испытывалась система хранения смеси 10% водорода и 90% метана в истощенном газовом коллекторе – проблем с примесями выявлено не было. Итальянский оператор хранения газа STOGIT, австрийская вертикально-интегрированная компания OMV и испанский газовый дистрибьютор Enagás планируют изучить вопросы хранения широкого спектра смесей водорода и метана в различных соотношениях, вплоть до чистого водорода, в серии полевых испытаний. Кстати, в 1950-х годах городской газ, получаемый из угля и на 50% состоящий из водорода,



да, хранился в некоторых истощенных газовых месторождениях Европы.

### Утечки

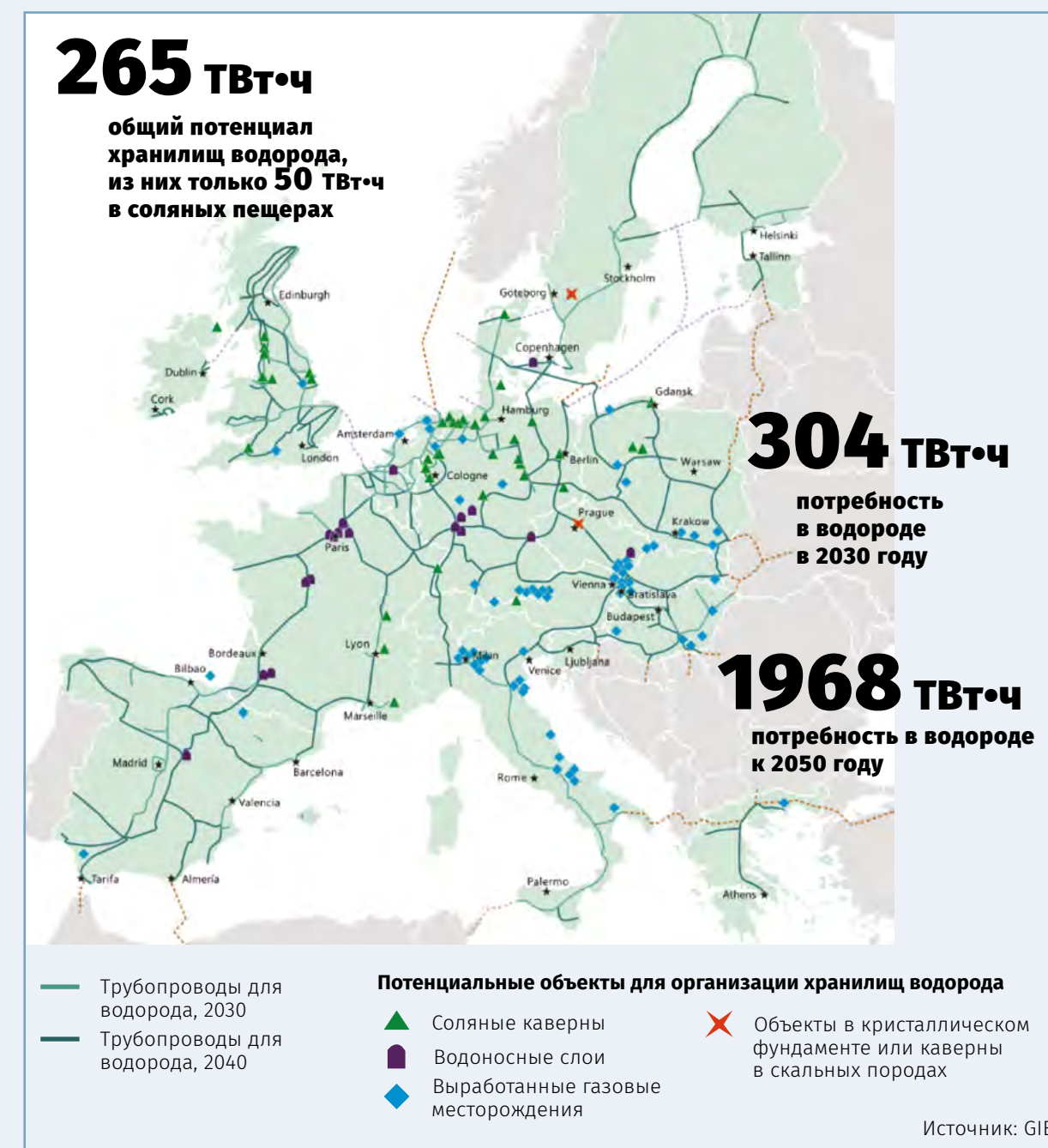
Возможные проблемы хранения водорода в пластах истощенных газовых месторождений связаны с более высоким коэффициентом сжимаемости, диффузией и более низкой вязкостью по сравнению с природным газом-метаном. Компьютерное моделирование показало, что диффузия водорода через покрывающий пласт незначительна и возможная утечка с наибольшей вероятностью пойдет через скважины, как это обычно на ПХГ. Хранение водорода на истощенных газовых месторождениях не является

проблемой, но требует экспериментального подтверждения при перепрофилировании определенного месторождения под хранение водорода.

### Химические реакции

Еще одна важная характеристика водорода, отличающая его от природного газа, – химическая активность. В присутствии сульфатвосстанавливающих бактерий водород реагирует с сульфатсодержащими минералами с выделением сероводорода, являющегося загрязнителем при использовании со сжиганием и в топливных элементах. Он также реагирует с CO<sub>2</sub> и карбонатсодержащими минералами в присутствии метаногенных бактерий с образованием метана.

Потенциал водородной инфраструктуры в ряде стран Европы с возможным перепрофилированием в 2030-2050 годах



Коллекторы необходимо оценивать в каждом конкретном случае для определения степени, в которой возникают эти реакции, и понимания, можно ли с ними справиться.

Очистка газа от примесей является стандартной частью операции хранения, поэтому примеси являются проблемой только ввиду увеличения эксплуатационных расходов. По данным операторов хранилищ, минера-

логия истощенных газовых месторождений относительно однородна по всей Европе, и месторождения, уже прошедшие испытания, доказали свою пригодность в этом смысле.

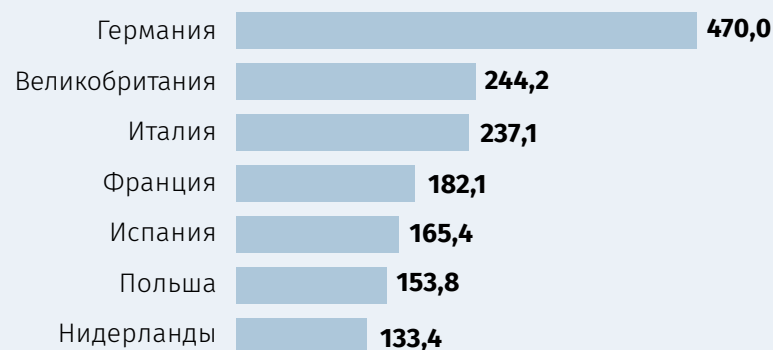
### До какого разбавлять?

Операторы истощенных газовых месторождений, опрошенные для исследования, указали, что изучалось краткосроч-

ное и среднесрочное хранение смеси природного газа и водорода. Смеси менее склонны к реакции с полезными ископаемыми, для них подходит и существующая инфраструктура. Предельную долю содержания в смеси водорода, превышение которой потребует замены инфраструктуры, еще предстоит определить. И скорее всего, она будет определяться индивидуально в каждом конкрет-



Топ-7: потребности в водороде к 2050 году, ТВт·ч



Топ-7: потенциал создания хранилищ водорода, ТВт·ч



Источник: «Газовый бизнес» по данным анализа и прогноза GIE

ном случае. Возможно, будет храниться смесь метана с водородом, предназначенная для разделения на чистый метан и чистый водород после извлечения из ПХГ.

**Лучше соляных пещер**  
Для определения того, какая именно инфраструктура требуется, и оценки экономической эффективности нужны дополнительные исследования.

ния, отмечается в отчете. Положительный результат исследований может стать полезным уже в краткосрочной перспективе, пока потребность в водороде слишком мала и хранить большие объемы чистого водорода во всем бывшем газовом месторождении нет необходимости.

Преимущества истощенных газовых месторождений в качестве хранилищ водорода заключаются в том, что они больше соляных пещер по объему и их геология уже хорошо изучена на примере природного газа. В отличие от разработки новых соляных пещер инфраструктура скважин для природного газа уже имеется и часть ее может быть переоборудована или перефилирована для использования водорода. Газовые месторождения также более широко распространены, чем соляные пещеры.

Первое действующее хранилище чистого водорода на истощенном газовом месторождении ожидается в 2030 году у оператора RAG Austria, отмечают авторы исследования.

Насколько зелен «голубой» водород?

При использовании «голубого» водорода для отопления с его сжиганием выбросы парниковых газов более чем на 20% выше, чем при аналогичном использовании традиционного природного газа. Такой неожиданный вывод делают авторы отчета «How green is blue hydrogen?» группы исследователей из двух авторитетных университетов США – Корнеллского (Итака, штат Нью-Йорк, входит в Лигу Плюща) и Стэнфордского (Калифорния).

В резюме исследования, опубликованного 12 августа 2021 года ресурсом Energy Science&Engineering, отмечается, что впервые были предприняты попытки изучения выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла «голубого» водорода с учетом как выбросов углекислого газа, так и неконтролируемых выбросов несгоревшего метана. Вывод исследователей: выбросы парниковых газов при производстве «голубого» водорода не только не низкоуглеродные, но и объемы их довольно велики, особенно из-за составляющей метана.

При допущении уровня выбросов метана из природного газа на уровне 3,5% и 20-летнего потенциала глобального потепления эквивалентные общие выбросы диоксида углерода для «голубого» водорода всего на 9–12% меньше, чем для «серого» водорода, отмечают ученые. Хотя выбросы углекислого газа для «голубого» водорода ниже, чем для «серого», выбросы метана – выше из-за расширенного использования природного газа для энергообеспечения улавливания углерода.

Как ни парадоксально, говорится в отчете, выбросы парниковых газов в случае «голубого» водорода более чем на 20% выше, чем при сжигании природного газа или угля для обогрева, и примерно на 60% выше, чем при сжигании дизельного топлива для обогрева, при том же допущении.

При анализе модели, в которой уровень выбросов мета-

на из природного газа снизили до 1,54%, выбросы парниковых газов для «голубого» водорода по-прежнему остались выше, чем при простом сжигании природного газа, и всего на 18–25% меньше, чем для «серого» водорода. Анализ предполагает, что захваченный углекислый газ может храниться неограниченное время, что является оптимистичным и недоказанным предположением. Но даже в этом случае использование «голубого» водорода трудно оправдать в свете климатических аспектов, отмечается в резюме статьи.

Что дешевле

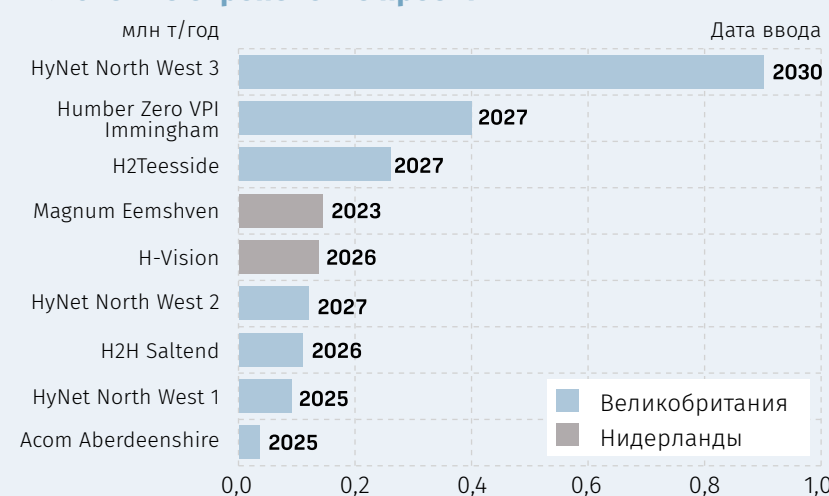
S&P Global Platts, анализируя данную статью ученых, отмечает, что уровень улавливания CO<sub>2</sub> для производства «голубого» водорода составляет 85%, и приводит факт, что в 2021 году в коммерческой эксплуатации находились только два объекта по производству «голубого» водорода. Equinor, реализующая один из первых в мире крупномасштабных проектов по производству «голубого» водорода H2H Saltend в Великобритании, заявляет о планах производить его по технологии автотермического реформинга с эффективностью 80% и улавливанием

углерода минимум 95%. Еще один крупный проект в Великобритании в Тиссайте разрабатывает компания BP.

В исследовании отмечается, что выбросы для «голубого» водорода можно сократить, задействовав возобновляемую электроэнергию. Тем не менее значительные неконтролируемые выбросы метана из природного газа сохранятся, а общие выбросы парниковых газов по-прежнему составят почти половину выбросов от сжигания природного газа. Ученые полагают, что возобновляемую электроэнергию лучше использовать для производства «зеленого» водорода с помощью электролиза.

Между тем незадолго до публикации статьи американских университетов S&P Global Platts оценило стоимость производства возобновляемого водорода с помощью щелочного электролиза в Европе в 6,02 евро/кг (\$7,1) (Нидерланды, включая капитальные затраты). Производство «голубого» водорода путем парового реформинга метана (включая углерод, CCS и капитальные затраты) составило 3,28 евро/кг, а водород из ископаемых видов топлива, полученных без улавливания и хранения углерода, в 2,98 евро/кг.

Ключевые европейские проекты



Источник: Future Energy Outlooks. S&P Global Platts Analytics

RAG Austria: полевые опыты

Австрийский оператор хранилищ газа RAG Austria AG летом 2021 года сообщил, что вместе с партнерами до 2025 года будет проводить межотраслевые научно-технические исследования в реальных условиях на небольшом бывшем коллекторе природного газа в Верхней Австрии (муниципалитет Гамперн).

Проект под названием «Underground Sun Storage 2030» (USS 2030), единственный в своем роде в мире, подразумевает, что чистый водород будет получаться электролизом с использованием солнечной энергии и храниться в чистом виде в бывших месторождениях природного газа.

«Водород – это недостающий элемент пазла для полностью нейтральной по отношению к выбросам CO<sub>2</sub> энергетической системы: его можно производить без негативного воздействия на климат, использовать непосредственно в промышленности, производить экологически чистое тепло и электричество и рассматривать как топливо будущего. Но решающим фактором является его крупномасштабное хранение и возможность транспортировки в существующей практически подземной газовой инфраструктуре. Только так у нас будет достаточно «зеленой» энергии, ориентированной на спрос и доступной даже в периоды недостатка солнца и ветра», – говорит генеральный директор RAG Маркус Миттереггер, подчеркивая важность хранения энергии в геологических коллекторах газа и ее распределения.

[Вернуться к содержанию](#)



# ГАЗ: ОПТИМИСТИЧЕСКАЯ ИНТРИГА

Контент-анализ и перевод Елена Жук

## IEA: Спрос на газ растет за счет промышленности



Q3-2021 including Gas 2021 – Analysis and forecast to 2024».

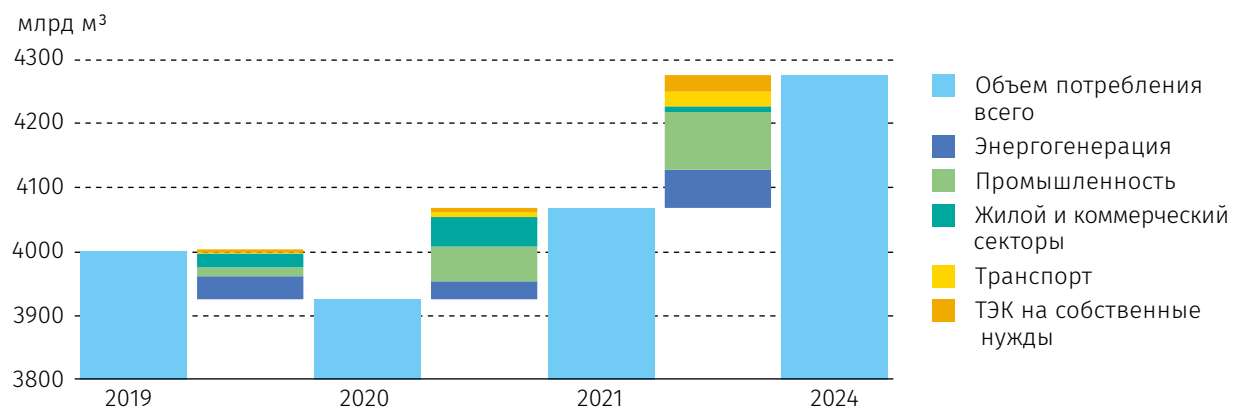
На промышленность придется около 40% от общего прироста спроса на природный газ в период с 2020 по 2024 год, считает IEA. В этот сегмент спроса входит использование газа в промышленных процессах и в качестве сырья для химикатов и удобрений.

По прогнозу агентства, в период с 2020 по 2024 год спрос на природный газ вырастет на 350 млрд м<sup>3</sup>. Прирост мог быть еще больше – на 80 млрд м<sup>3</sup>, если бы не меры по повышению энергоэффективности и замене газа другими видами топлива. Причем из увеличения на условные 430 млрд м<sup>3</sup>, которые можно рассматривать как совокупный валовой прирост спроса на газ за этот период, почти две трети (270 млрд м<sup>3</sup>) обусловлено повышением экономической активности, а остальные 160 млрд м<sup>3</sup> – замещением природным газом угля и, в меньшей степени, нефти.

Значительное увеличение потребления природного газа в 2021 году в основном является результатом восстановления мировой экономики после кризиса, связанного с COVID-19. Рост спроса на газ в 2022–2024 годах в равной степени будет обеспечиваться за счет экономической актив-

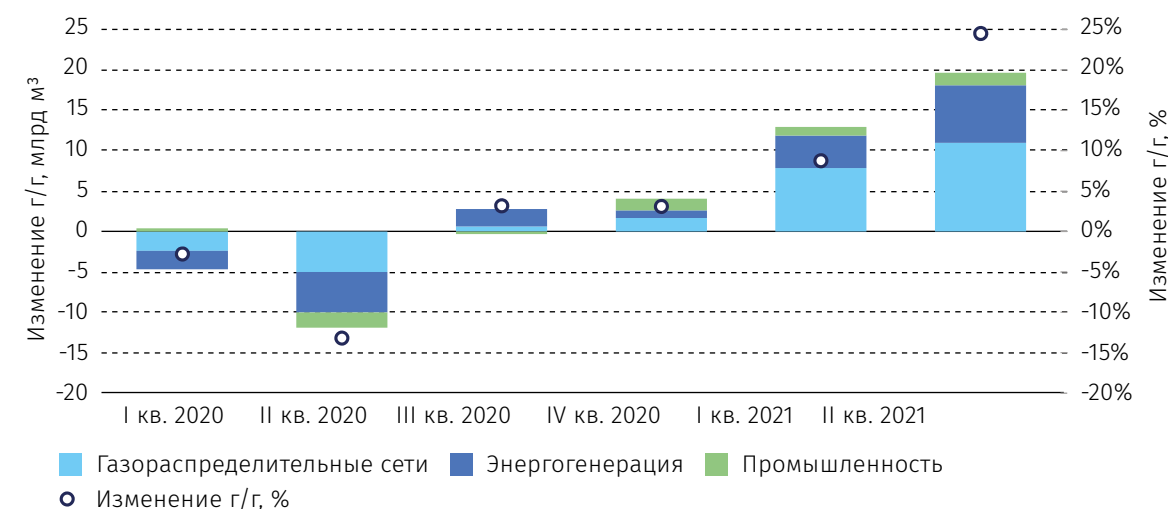
ности и замещения газом других видов топлива. В то же время сдерживающими факторами будет дальнейшее повышение энергоэффективности и замещение, в свою очередь, газа другими видами топлива (например, ВИЭ). Такой прогноз IEA дает в расширенном квартальном отчете «Gas Market Report».

### Прогноз мирового роста спроса на природный газ по секторам потребления



Источник: EIA

### Изменение квартального потребления газа в Европе по секторам



Источник: IEA по данным Enagas, ENTSOG, Gaspool, NCG и EPIAS

### Холодная весна 2021 года

В первой половине 2021 года рост потребления газа в Европе был обусловлен низкими весенними температурами и восстановлением экономики. Во втором квартале потребление выросло примерно на 25% – это самый большой квартальный рост по сравнению с аналогичным периодом прошлых лет начиная с 1985 года. Такому быстрому восстановлению способствовало сочетание продолжительного отопительного сезона из-за более низких температур, большого сжигания газа в энергетическом секторе и восстановления экономической активности до уровней, близких к имевшим место до COVID-19.

Спрос на газ, связанный с распределительными сетями, увеличился почти на 35% по отношению к аналогичному периоду 2020 года, и на его долю пришлось более половины общего роста потребления газа. Согласно данным метеорологической станции De Bilt в Нидерландах, апрель 2021 года был самым холодным апрелем с 1986 года, в то время как количество градусо-суток отопительного сезона в мае 2021 года было самым высоким с 2010 года для этого месяца.

Помимо отопления, дополнительную поддержку спроса на газ, связанному с распределительными сетями, оказало постепенное восстановление активности в коммерческом секторе и секторе услуг.

Эти же факторы способствовали и увеличению на 10% (г/г) потребления электроэнергии, что привело к росту тепловой генерации, в том числе на газовых электростанциях – их выработка увеличилась более чем на 25% (г/г). Большая часть роста по газу для удовлетворения спроса на электроэнергию пришлась на апрель – на 65% (г/г).

Резкий рост цен на газ постепенно снижал конкурентоспособность генерации электроэнергии на газе по сравнению с генерацией на каменном и буром угле, несмотря на то, что цены на углерод (на квоты на выбросы. – Прим. ред.) достигли новых максимумов и находятся в диапазоне 50-55 евро за тонну CO<sub>2</sub>-экв. Тем не менее производство электроэнергии на газе в мае продолжало расти (на 20%) и в июне оставалось близким к уровню прошлого года. На одну только Турцию пришлось более половины дополнительного сжигания

газа в электроэнергетическом секторе во втором квартале (рост более чем в три раза по сравнению с аналогичным периодом прошлого года). Этому способствовало снижение доступности гидроэнергетики вкупе с восстановлением экономики.

### После локдаунов

Потребление газа в промышленности на ключевых рынках во втором квартале 2021 года сильно выросло по сравнению со вторым кварталом 2020 года, когда большинство европейских стран ввело локдауны и другие ограничительные меры, что негативно сказалось на экономической активности. Так, в Италии оно увеличилось на 20%, во Франции – на 8%, а в Испании в апреле и мае – более чем на 25% (г/г).

В результате прогноз спроса на газ в Европе в 2021 году пересмотрен и поднят до 6%, причем с большей частью роста в первом полугодии. Рост спроса в значительной степени обусловлен промышленным сектором. При этом ожидается, что высокие цены на газ повлияют на спрос на него в электроэнергетике.



## OIES: Цены на углерод и межтопливная конкуренция в Европе



Можно было ожидать, что рост европейских цен на природный газ, отражающий жесткий глобальный баланс спроса и предложения, приведет к потере конкурентоспособности газа на рынке генерации энергии. Однако этого не произошло, пишет в своем квартальном отчете по газу Оксфордский институт энергетических исследований (OIES).

В начале 2019 года цены на газ упали значительно ниже скорректированной цены на уголь, и эта тенденция про-

должилась в следующем году под воздействием пандемии COVID-19, оказавшей серьезное понижающее давление на цены. В результате в 2019 и 2020 годах произошел значительный переход с угля на газ, в том числе некоторый переход с бурого угля на газ в Германии.

Резкий рост цен на хабе TTF прошлой зимой, который продолжился летом, мог привести к значительной потере конкурентоспособности газа по сравнению с углем. Однако цены на уголь также резко выросли, хотя и меньше, чем газовые на TTF, и в то же время они выросли и в EU ETS (системе торговли квотами на выбросы ЕС), обеспечив дальнейшее повышение цен на уголь с учетом выбросов углерода. Таким образом, газ сохранил свои конкурентные позиции с поддержкой спроса на него в Европе.

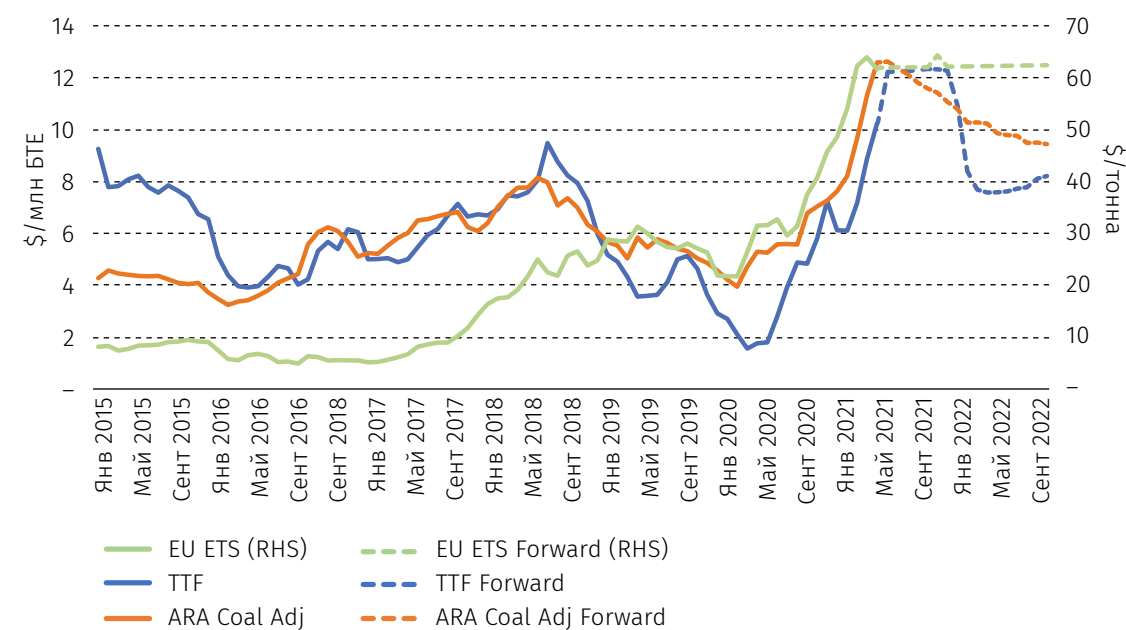
OIES сравнивает цены на газ на TTF с ценами на уголь и углерод (выбросы). Цена угля (ARA) скорректирована с учетом сравнительной эффективности газо-

**Газ может сохранить позиции, отвоеванные угля в Европе**

вых и угольных электростанций, а также более высокой составляющей цены на выбросы углерода для угля.

Форвардные кривые показывают, что конкурентоспособность газа вполне может сохраняться в течение большей части 2022 года, если цены на газ и уголь будут снижаться соответственно. Если газ останется конкурентоспособным при скорректированной цене на уголь, это поддержит спрос на газ в Европе в будущем, по крайней мере пока доля каменного и бурового угля в энергобалансе будет оставаться значительной.

Цены на газ (TTF), уголь\* (биржа Роттердама) и выбросы углерода (ETS)



\* Скорректирована с учетом цены на углерод.

Источник: OIES по данным Argus Media и ICE

## ENAGAS: Испания ждет высокого спроса и затора СПГ-автоцистерн

Оператор испанской газотранспортной системы Enagas ожидает, что потребление газа в октябре 2021 года будет значительно выше средних показателей за последние годы, сообщает Argus Media.

Совокупный спрос в октябре в сценарии «нормального спроса» Enagas определяет в 1,01 ТВт·ч/сут, тогда как за три последних года среднее для этого месяца значение составляло 935 ГВт·ч/сут. Прогнозируемое увеличение почти полностью обусловлено традиционным потреблением совместно домашних хозяйств и промышленности, возросшим с 680 до 745 ГВт·ч/сут.

На прогнозах значительного роста ВВП испанский газовый дистрибьютор Enagas ожидает высокого спроса на СПГ в малотоннажном сегменте (налив в автоцистерны). Прошлой зимой, например, такой спрос привел к возникновению заторов на погрузочно-разгрузочных площадках Испании. А испанский орган по регулированию энергетики CNMC ожи-

дает, что спрос на налив в автоцистерны будет расти на 6,2% в год до 2025 года (по сравнению с 4,2% в год в 2015-2019 годах).



дает, что спрос на налив в автоцистерны будет расти на 6,2% в год до 2025 года (по сравнению с 4,2% в год в 2015-2019 годах).

Сжигание газа в энергетическом секторе по «нормальному» сценарию Enagas вырастет до 258 ГВт·ч/сут. по сравнению с трехлетним средним значением 254 ГВт·ч/сут. Данный сценарий исходит из недоступности одного атомного реактора, низкой выработки энергии ветра и нетто-импорта энергии в стране.

В своем сценарии «высокого спроса», который предполагает более активную производственную деятельность, Enagas прогнозирует традиционное потребление на уровне 803 ГВт·ч/сут. Но хотя промышленная активность повысилась еще с марта, дальнейший рост может зависеть от того, в какой степени возобновление распространения пандемии COVID-19 будет сдерживаться без введения новых локдаунов.

## EIA: США экспортируют больше СПГ, чем трубопроводного газа



EIA US (Управление энергетической информации США) в краткосрочном прогнозе развития энергетики (STEO), выпущенном в августе 2021 года, отмечает, что экспорт природного газа из США по итогам года может превысить его импорт в среднем на 11 млрд кубических футов в сутки (311,5 млн м³/сут.; далее цифры пересчитаны в м³), что почти на 50% больше, чем в среднем в 2020 году –





Крупнейший в США производитель СПГ Cheniere Energy в 2022 году введет 6-ю линию завода Sabine Pass в Луизиане и доведет его мощность до 30 млн т/г. Мощность другого завода компании – Corpus Christi в Техасе – составляет 15 млн т/г.

212,4 млн м<sup>3</sup>/сут. Драйвером этого роста является увеличение экспорта газа (сжиженного и трубопроводного) из США в Мексику.

Ожидается, что впервые с начала экспорта СПГ из континентальных штатов США в 2016 году годовой экспорт СПГ превысит экспорт трубопроводного газа. Разница оценивается на уровне около 17 млн м<sup>3</sup>/сут. Это связано с увеличением экспортных

мощностей и расширением географии поставок.

Впервые, отмечает управление, экспорт СПГ в исчислении за месяц превысил экспорт газа по трубопроводам в ноябре 2020 года. По итогам 2021 года он будет на уровне в среднем 269 млн м<sup>3</sup>/сут., впервые в годовом исчислении превысив импорт природного газа по трубопроводам, который составит 252 млн м<sup>3</sup>/сут.

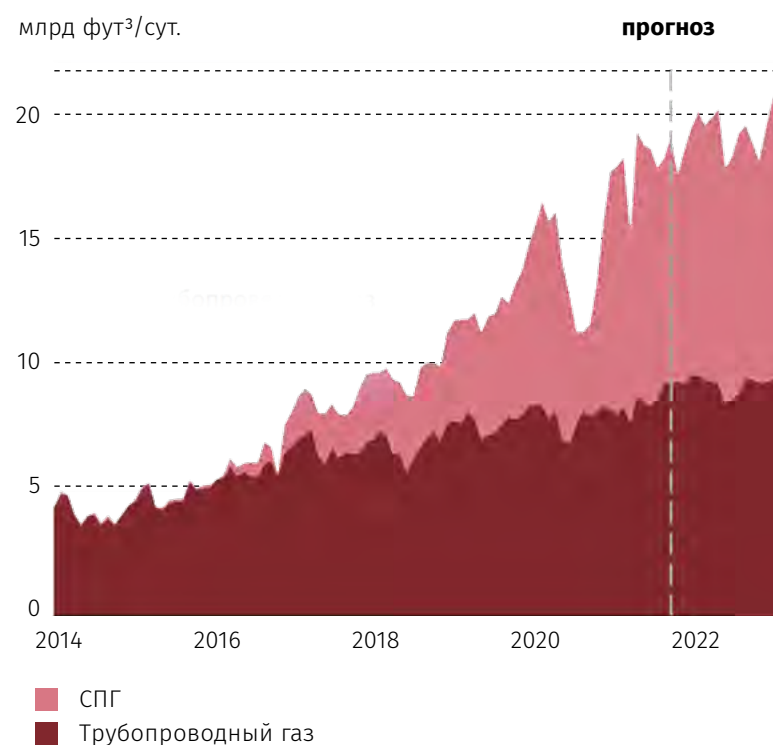
В 2020 году экспорт природного газа составил 23% от общего объема экспорта энергоносителей США в энергетическом эквиваленте.

EIA прогнозирует, что общий экспорт природного газа из США продолжит расти, превысив прошлогодний рекорд в 407,8 млн м<sup>3</sup>/сут., и составит в 2021 и 2022 годах 518,2 млн и 546,5 млн м<sup>3</sup>/сут. соответственно.

При этом, согласно прогнозу, вырастет в 2021 году и импорт природного газа в США – на 6% по сравнению с предыдущим годом, составив 209,5 млн м<sup>3</sup>/сут., но в 2022 году он снизится до 195,4 млн м<sup>3</sup>/сут. Почти весь импортируемый природный газ поступает из Канады в западную и северо-западную часть США. С 2008 года импорт трубопроводного газа в США ежегодно снижался, но в 2021 году ожидается его увеличение из-за относительно низкого уровня добычи сухого природного газа в США и несколько более высокого его потребления.

Экспорт трубопроводного газа, который почти в полном объеме направляется в Мексику, в 2019 году начал превышать валовый импорт трубопроводного газа в годовом исчислении. В 2020 году превышение составило 31,1 млн м<sup>3</sup>/сут., и ожидается, что в 2021 и 2022 годах он вырастет до 48,1 млн и 70,8 млн м<sup>3</sup>/сут. соответственно.

### Динамика экспорта СПГ и трубопроводного газа из США



За месяц с января 2014 по декабрь 2022

Источник: EIA US

[Вернуться к содержанию](#)



# 25 НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2021

Дальневосточный Энергетический Форум



28–30 сентября 2021 | Бизнес-Центр «Столица», Южно-Сахалинск



## 25-й Юбилейный Дальневосточный Энергетический Форум

### «НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2021» –

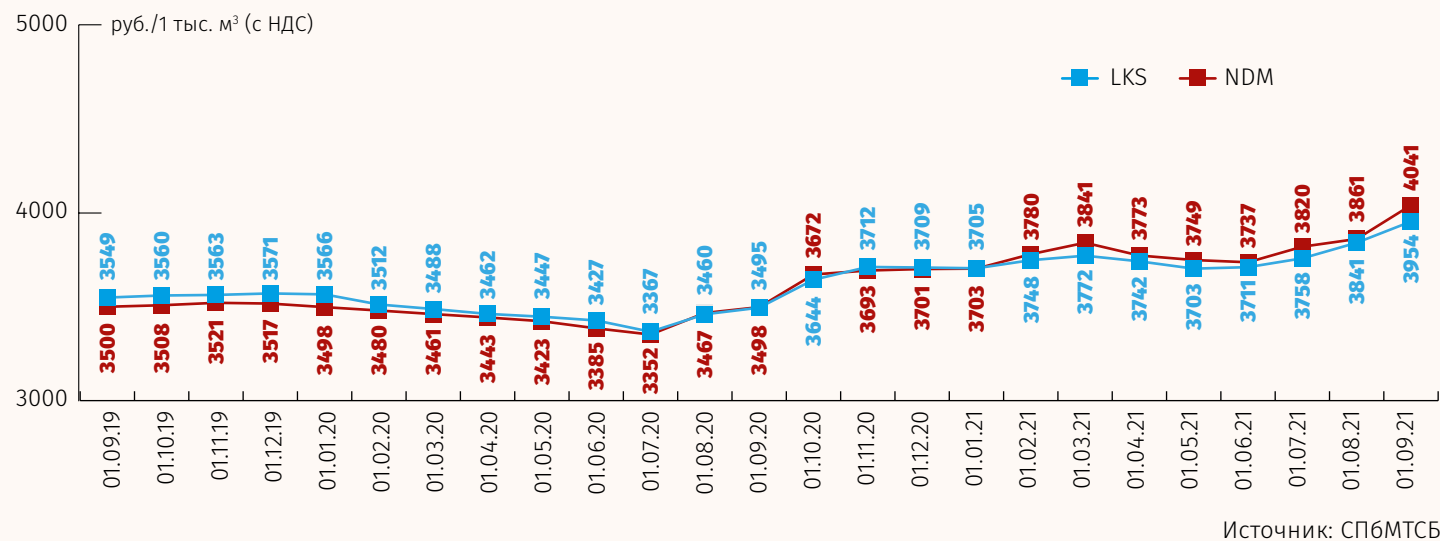
платформа для развития деловых контактов, собирающая руководителей высшего звена нефтегазовой отрасли на протяжении четверти века.

[WWW.SAKHALIN-OIL-GAS.COM](http://WWW.SAKHALIN-OIL-GAS.COM)

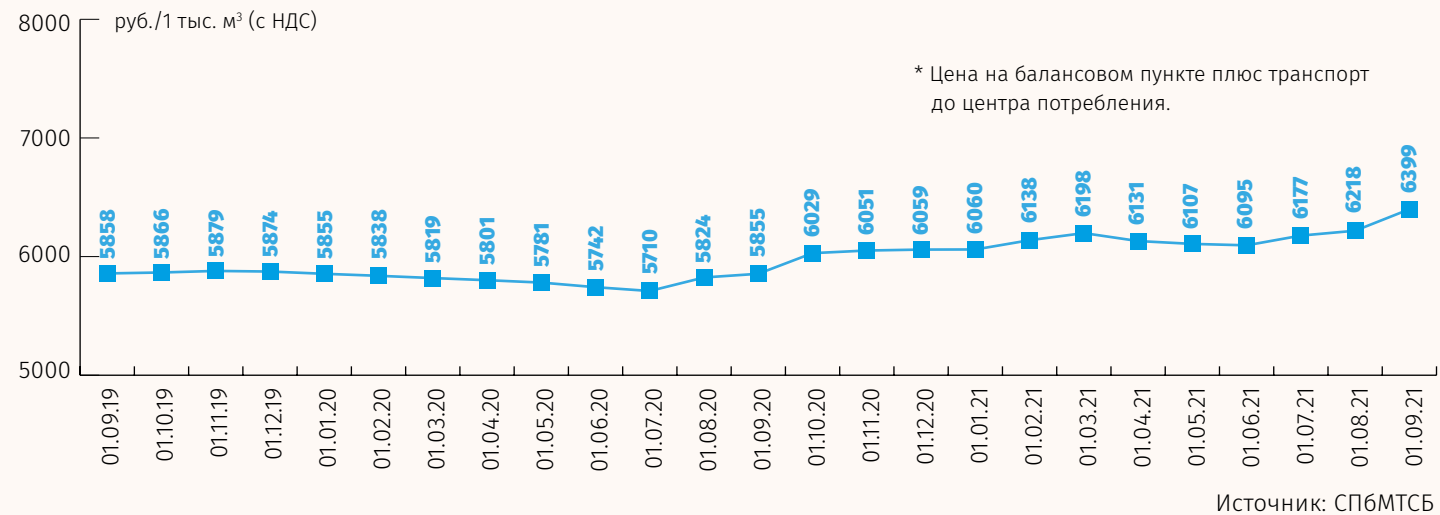


# ГАЗ • БИРЖА • ЦЕНЫ

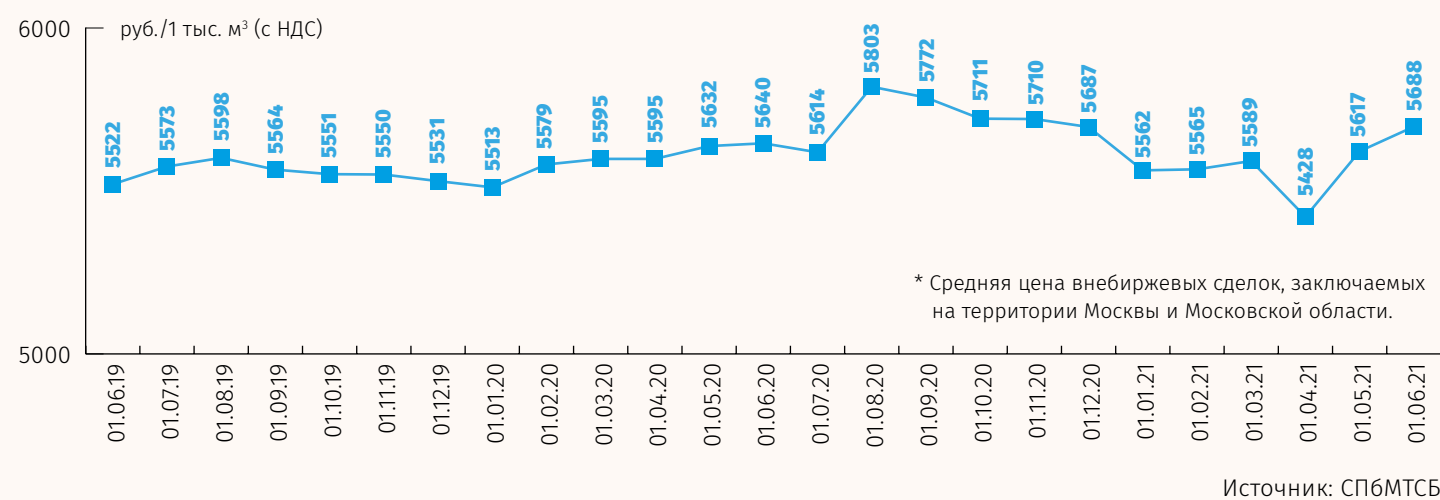
Сводные биржевые цены природного газа на балансовых пунктах Локосово и Надым



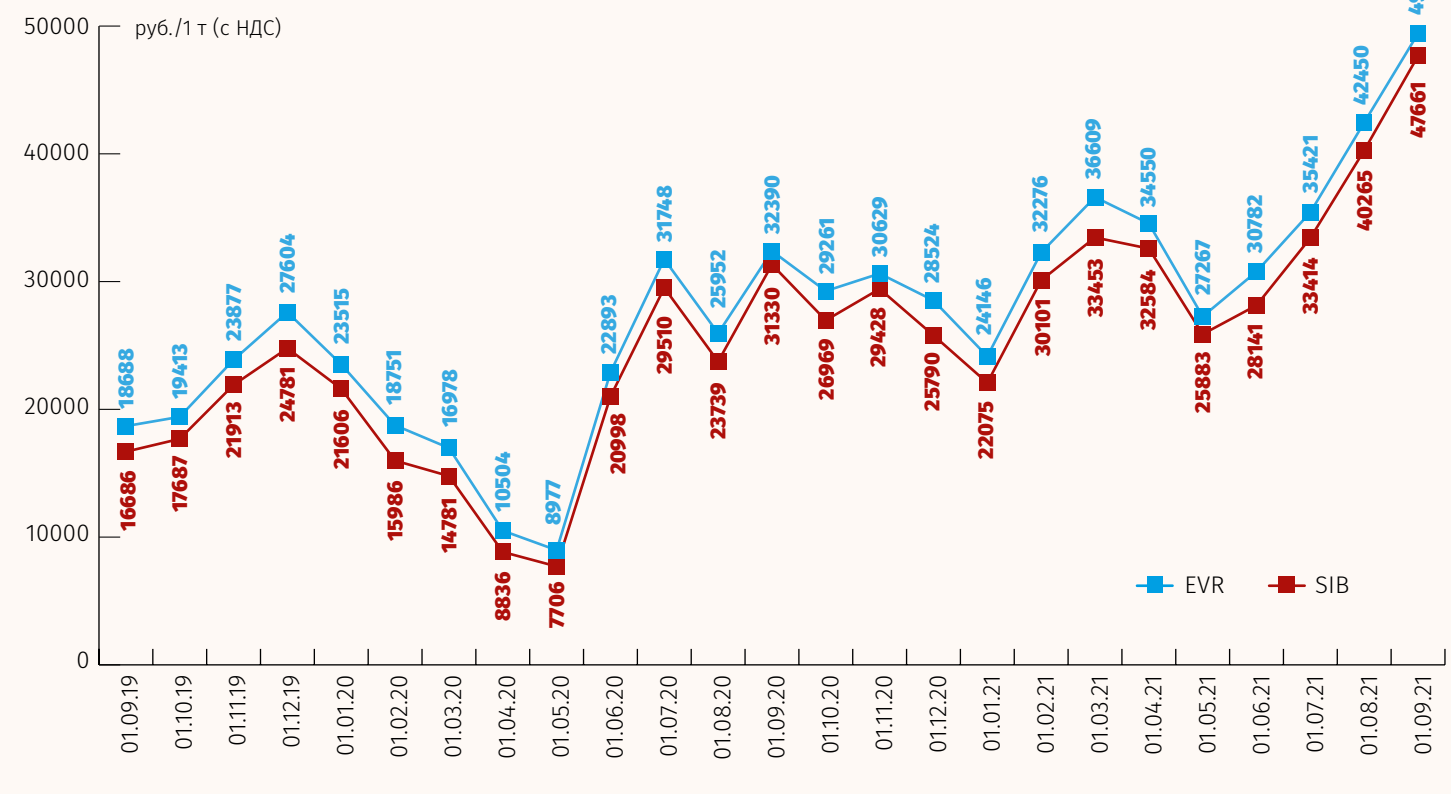
Биржевой региональный индекс природного газа для Московского региона\*



Внебиржевой региональный индекс природного газа для Московского региона\*



Территориальные биржевые индексы цен СУГ\*



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

[Вернуться к содержанию](#)





# ЮГОРСКИЙ ПРИРОСТ

## Глава ГКЗ Игорь Шпуров о роли ХМАО в приросте запасов углеводородов в 2020 году и развитии МСБ России



«В 2020 году получены лучшие за много лет результаты по приросту запасов нефти», – сказал журналу «Газовый бизнес» генеральный директор Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) Игорь Шпуров. Это был сложный год для нефтегазовой отрасли, как и для всех вообще.

Более половины общего прироста запасов нефти России в этот сложный год обеспечил Западно-Сибирский регион, и в первую очередь ХМАО–Югра. Львиная доля прироста пришлась на доразведку Приобского месторождения. Свой вклад внесли также и новые открытия, хоть и более скромные по запасам: из шести новых месторождений Западной Сибири четыре открыты именно в Югре.



Газпром. Нефть

### Игорь Викторович, какие цифры сложились по приросту запасов в 2020 году в России и Западной Сибири?

– Для начала хочу сказать, что, вопреки опасениям ряда экспертов относительно состояния геологоразведки, в течение последних 15 лет в России происходит полное воспроизводство запасов углеводородов. То есть все эти пятнадцать лет мы открываем и ставим на баланс не меньше, чем добываем из недр. Это очень важный показатель.

В 2020 году прирост доказанных технологически извлекаемых запасов нефти по результатам геологоразведочных работ достиг 1,003 млрд тонн, газа – 756,5 млрд м<sup>3</sup>, а конденсата – 36,4 млн тонн.

По Западной Сибири в прошлом году прирост нефти за счет геологоразведочных работ составил 587 млн тонн – 58,5% от общего прироста по стране.

Получены лучшие за много лет результаты по всей России, и Западной Сибири в том числе. Этому способствовало три фактора. Во-первых, компании очень активно и успешно проводили геологоразведочные работы. Во-вторых, государство последнее десятилетие эффективно планировало региональные ГРП, которые четко выполнялись подрядчиками по госконтрактам. В-третьих, государство активно проводило лицензирование.

### Были ли опасения, что в геологоразведке будет провал из-за всех проблем, связанных с коронавирусом и повсеместным снижением экономической активности?

– Конечно, опасения из-за событий 2020 года были, трудно было спрогнозировать, насколько эффективны и в каком объеме будут проведены ГРП. Ведь пандемия существенно затруднила все работы. Зачастую геологические партии не могли попасть на участки, если кто-то один из членов команды заболел. Кроме того, превентивные меры распространения инфекции, переход на дистанционные общение и согласования, прочие правила также затрудняли все рабочие процессы.

Тем не менее добывающие и сервисные компании справились со сложными задачами. Объем геологоразведочных работ в России остался примерно на том же уровне, что и в 2019 году, а приросты – за счет эффективности их проведения – оказались даже выше предыду-

## Крупнейшие открытия 2020 года

В России в 2020 году открыт ряд новых месторождений, среди которых можно выделить пять крупнейших: 75 лет Победы (Скуратовское) на шельфе Карского моря с извлекаемыми запасами газа категорий С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> в объеме 202,5 млрд м<sup>3</sup> (свободный и газовая шапка), Новоогненное, расположенное на территории ЯНАО и Красноярского края (20,8 млн тонн нефти), Западно-Даниловское в Иркутской области, месторождение им. И.М. Меньшикова в Республике Саха (Якутия) с запасами 24,3 млрд м<sup>3</sup> газа и 378 тыс. тонн конденсата, а также Западно-Иркинское в Красноярском крае (510,9 млн тонн нефти).

щих лет. В основном, хочу подчеркнуть, очень эффективно отработали сами компании-недропользователи.

### Где именно были получены самые большие приросты запасов?

– Значительные результаты получены по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Здесь удалось прирастить за счет геологоразведочных работ, по предварительным данным, доказанные рентабельные запасы на 411 млн тонн нефти.

Значительные приросты технологически извлекаемых запасов нефти приходятся на месторождения Уральского федерального округа – около 334 млн тонн, из которых половина (167 млн тонн) выпадает на долю Приобского месторождения, расположенного в ХМАО. Увеличение запасов на Приобском произошло за счет разбуривания краевых залежей.

Активно развивается северная часть Мессояхской группы месторождений в ЯНАО.

Также очень хорошие результаты зафиксированы в прошлом году на Таймыре. Например, на Пайяхском месторождении запасы категории С<sub>1</sub> увеличились почти на 160 млн тонн.

Месторождения, расположенные в Приволжском федеральном округе, тоже внесли свой вклад в общий прирост запасов нефти – порядка 200 млн тонн.

### Что можно сказать об открытии новых месторождений?

– В 2020 году в России открыто 49 новых месторождений углеводородного сырья. Из них большая часть – 30 месторождений – расположены в Приволжском федеральном округе. Это Самарская и Оренбургская области, Башкортостан, Пермский край, Удмуртия.

В Западной Сибири в прошлом году открыто шесть месторождений с общими запасами категорий С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> около



Компании активно вели ГРП, в том числе разведочное бурение



# 411

## МЛН ТОНН

**нефти составили доказанные рентабельные запасы по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции**

вительства РФ в 2019 году и завершившаяся в прошлом году, дала нам очень важную сводную и конкретную информацию. Результаты инвентаризации позволили создать такую модель, которая дает возможность в различных экономических условиях оценивать эффективность и рентабельность запасов.

По нашим расчетам, согласно макроэкономическим параметрам начала 2020 года (которые, кстати, сейчас очень близки к актуальным показателям), получилось, что в России из общих 28,9 млрд тонн запасов нефти на госбалансе рентабельны для разработки 65%.

**В каком регионе самые выгодные для разработки запасы?**

– Оказалось, что в Приволжском федеральном округе: по параметрам на начало прошлого года – 86% рентабельных извлекаемых запасов. Для Сибирского и Уральского округов этот показатель составляет 69% и 64% соответственно. Причем Приволжье, где нефтяные запасы по-прежнему велики, демонстрирует очень хорошую устойчивость к изменениям макроэкономических показателей. При ухудшении ситуации на мировом рынке нефти, как в середине прошлого года, рентабельность приволжских запасов может снизиться до 40%. В качестве сравнения, для сибирских запасов этот показатель может упасть до 13%.

Разработка шельфа, конечно, наиболее уязвима с экономической точки зрения: здесь всего 29% рентабельных запасов, даже при хорошей конъюнктуре.

25 млн тонн, из которых четыре расположены в ХМАО. Кроме того, на государственный баланс «Газпром» и «Роснефть» поставили три месторождения (два уникальных и одно крупное), открытых в Карском море, с общими запасами порядка 1,5 трлн м<sup>3</sup> газа и 53 млн тонн конденсата.

В Красноярском крае также открыто одно уникальное месторождение нефти с технологически извлекаемыми запасами по категориям C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> – 511 млн тонн.

**В 2020 году завершилась инвентаризация российских месторождений нефти. Что она показала?**

– Инвентаризация запасов нефти в России, начавшаяся по поручению пра-

**Прирост МСБ УВ по Западной Сибири в 2020 году по результатам ГРП**

| Вид УВС                  | A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> | B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> | A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> +B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub> |
|--------------------------|----------------------------------|--------------------------------|--|
| Нефть, млн тонн          | 587                              | -34                            | 553  |
| Газ, млрд м <sup>3</sup> | 238                              | -31                            | 207  |
| Конденсат, млн тонн      | 31                               | 10                             | 41   |

Источник: ГКЗ РФ

**Новые месторождения, открытые в Западной Сибири в 2020 году**

| Регион                        | Месторождение                         | Извлекаемые запасы C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>             |
|-------------------------------|---------------------------------------|---|
| ХМАО – Югра                   | Северо-Западно-Пылинское              | 183 тыс. тонн нефти   |
| ХМАО – Югра                   | Ново-Салымское (тюменская свита)      | 1318 тыс. тонн нефти  |
| ХМАО – Югра                   | Солхэм (баженовские отложения)        | 420 тыс. тонн нефти   |
| ХМАО – Югра                   | Восточно-Ольховское (тюменская свита) | 1979 тыс. тонн нефти  |
| Томская область               | Северо-Мыльджинское                   | 110 тыс. тонн нефти   |
| ЯНАО, Красноярский край       | Новоогненное                          | 20855 тыс. тонн нефти   |
| Карское море                  | 75 лет Победы (Скуратовское)          | 202,5 млрд м <sup>3</sup> газа                                |
| Карское море                  | Им. Маршала Жукова                    | 800 млрд м <sup>3</sup> газа                                  |
| Карское море                  | Им. Маршала Рокоссовского             | 513,7 млрд м <sup>3</sup> газа, 52467 тыс. тонн конденсата    |
| <b>Всего</b>                  |                                       |   |
| <b>Западная Сибирь (суша)</b> |                                       | <b>24,9 млн тонн нефти</b>                                    |
| <b>Карское море</b>           |                                       | <b>1,5 трлн м<sup>3</sup> газа и 52,5 млн тонн конденсата</b> |

Источник: ГКЗ РФ

**Насколько выросла в России доля трудноизвлекаемых запасов? Они ведь еще более уязвимы для разработки при изменении макроэкономических параметров?**

– Основная доля запасов нефти в России сейчас относится к трудноизвлекаемым. То есть к тем, для которых необходимы дорогостоящие технологии, дополнительные исследования и разработки. Новые открытия «уходят» на север, в малодоступные районы, где, помимо отсутствия инфраструктуры, достаточно тяжелая геология, хрупкая экология, требующая особого подхода, и запасы здесь надо разрабатывать не в ущерб окружающей среде.

Такие запасы уже с самого начала становятся трудноизвлекаемыми с точки зрения экономики. Сейчас примерно 28% российской добычи нефти приходится на ТРИЗ.

**Удалось ли создать методику подсчета запасов ТРИЗ, в частности по бажену?**

– Над методикой по подсчету запасов бажено-абалакских отложений группа под руководством Александра Шпильмана работала около двух лет. Сейчас оценки чрезвычайно разнятся. Так, по разным оценкам, в них содержится от 5 млрд до 500 млрд тонн извлекаемых ресурсов, это слишком большая «вилка».

На госбалансе пока стоит примерно 600 млн тонн таких запасов.

Принятие разработанной методики станет серьезным шагом к тому, чтобы компании могли уже в 2021 году провести переоценку запасов нефти по бажено-абалак-



Морская геологоразведка в Карском море привела к трем открытиям в 2020 году

скому комплексу. Очень важно понимать потенциал месторождений, которые занимают большую долю в российской МСБ, важно правильно принимать решения об инвестициях в них.

Но надо признать, по-прежнему технологий, которые позволяли бы эффективно разрабатывать бажен и могли бы применяться масштабно, «стандартно» (за исключением единичных, не универсальных, «местных» решений), в России пока нет. ■

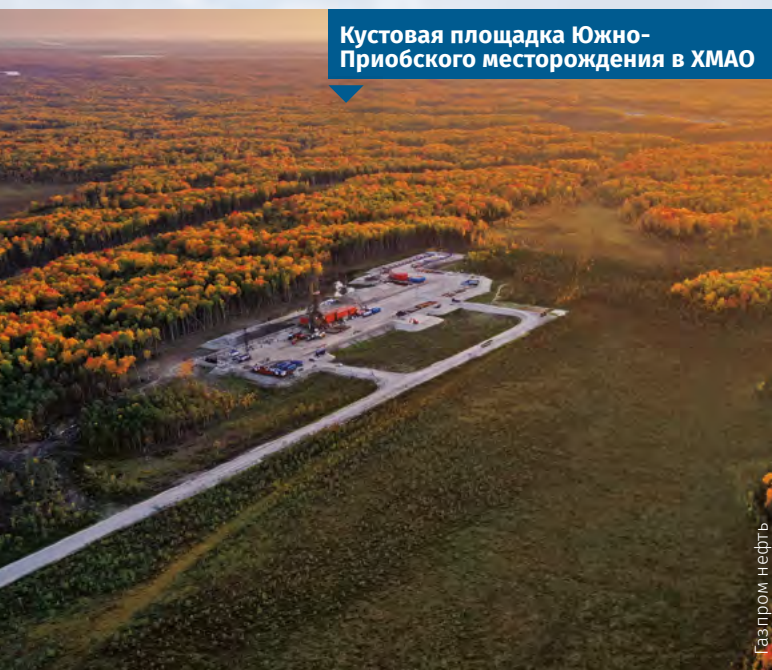
[Вернуться к содержанию](#)





## Две стороны Приобского

Кустовая площадка Южно-Приобского месторождения в ХМАО



Приобское нефтегазовое месторождение расположено в 65 км восточнее Ханты-Мансийска в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий. По величине извлекаемых запасов относится к категории уникальных, по геологическому строению – к сложным и многопластовым.

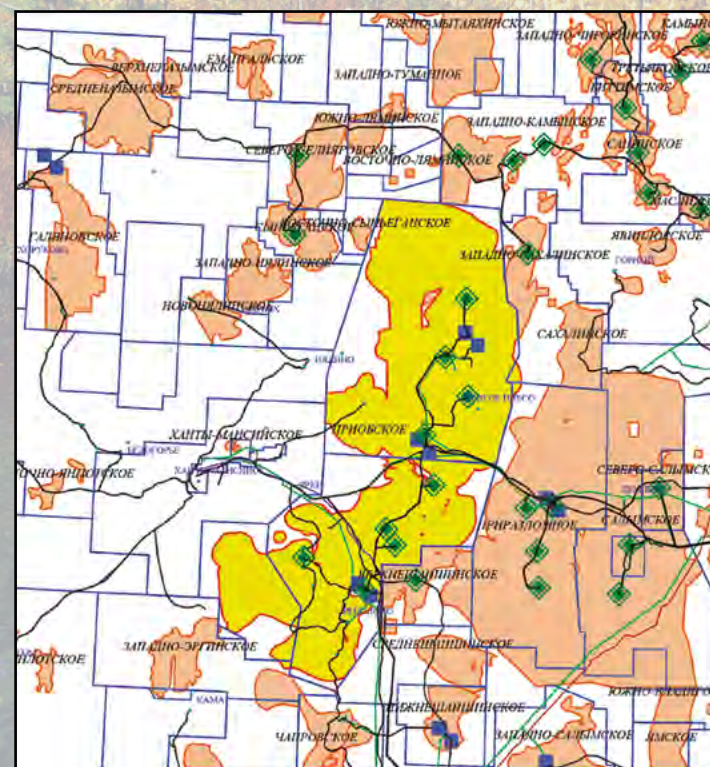
Месторождение было открыто в 1982 году, разрабатывается с 1988 года. Разработка ведется в рамках нескольких лицензионных участков. Основные недропользователи – «Роснефть» на Северной территории и «Газпром нефть» на Южной территории Приобского месторождения. Общий фонд добывающих скважин на 2018 год составлял 6703 ед., нагнетательных – 2877 (данные НАЦ РН им. Шпильмана). Обводненность продукции скважин составляет 63,9%, выработанность запасов – 31%, кратность запасов – 34 года. Накопленная добыча нефти Приобского месторождения превысила 490 млн тонн.

В марте 2021 года «Роснефть» сообщила, что по результатам пересчета запасов «РН-Юганскнефтегазом» и государственной экспертизы начальные геологические запасы в пределах участков компании на Приобском увеличились на 280,5 млн тонн, начальные извлекаемые запасы нефти – на 41,6 млн тонн. Прирост запасов достигнут в результате разведочного и эксплуатационного бурения: в 2020 году было введено 260 новых скважин. По результатам подсчета запасов также выявлены перспективные районы для дальнейшего изучения ТРИЗ баженовской и тюменской свит.

Ранее «Роснефть» сообщала, что ее лицензионный участок обладает начальными извлекаемыми запасами 1,6 млрд тонн, текущими извлекаемыми запасами (на 1 января 2019 года) – 1,2 млрд тонн. Накопленная добыча – более 430 млн тонн нефти; ежегодная добыча – около 25 млн тонн, или 4,5% от общероссийской добычи.

«Газпромнефть-Хантос», занимающаяся разработкой Южной территории Приобского месторождения, сообщила в конце февраля 2021 года, что значительно нарастила ресурсную базу по своим активам за счет геологоразведочного и эксплуатационного бурения и прирезки запасов нижележащих пластов своей части Приобского (или Южно-Приобского месторождения, как называет тот актив компания). В 2020 году предприятие получило лицензию и приступило к разработке глубоких горизонтов, расположенных на глубине более 3 тыс. метров. Это открыло доступ к тюменской и ачимовской толщам и баженовской свите. За счет новых залежей «Газпромнефть-Хантос» нарастила запасы на 10,4 млн тонн н. э.

Ранее, до постановки новых запасов на госбаланс, «Газпром нефть» называла геологические запасы Южной лицензионной территории – 1,6 млрд тонн нефти, из них начальные извлекаемые – 465 млн тонн. Основная доля начальных запасов (70%) – трудноизвлекаемые, подчеркивает компания.



Источник: НАЦ РН им. В.И. Шпильмана

[Вернуться к содержанию](#)

# МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА В ЮГРЕ. 21-25 СЕНТЯБРЯ 2021 СУРГУТ.

## XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2021 22-24 СЕНТЯБРЯ 2021

Организатор:

окружной выставочный центр

\* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ \*

При поддержке:



Россия, ХМАО-Югра, г. Сургут  
 sngexpo.ru  
 +7(3462)94-34-54



# ЧУКОТСКОЕ «ДАЛЕКО»

Две крупные компании с арктическим опытом объединяют усилия на шельфе Восточной Арктики

**Виктор Аникеев**, журналист  
**Наталья Светлова**, аналитик

«Газпром нефть» и «НОВАТЭК» будут совместно изучать и осваивать Северо-Врангелевский участок в восточной части арктического шельфа России. Такова объявленная цель вхождения «НОВАТЭКа» в число акционеров компании «Газпромнефть-Сахалин», держателя лицензии. Прогнозные геологические ресурсы обширного участка внушительны, но они всего лишь прогнозные и представлены, скорее всего, в основном газом. Участок расположен вблизи маршрутов Севморпути, но удален от материка минимум на 200 км. Слабо изучен, характеризуется сложными ледовыми условиями и полным отсутствием инфраструктуры в прилегающем регионе.

На фоне очевидной отдаленности перспектив добычи и всех сложностей, включая неясные прогнозы спроса и рентабельности чукотскоморских углеводородов, проект может дать косвенные дивиденды как обеим компаниям, так и государству.

В июле 2021 года завершилась сделка по приобретению «НОВАТЭК» и «Газпром нефти» за 1,66 млрд рублей 49% ООО «Газпромнефть-Сахалин», держателя ряда шельфовых лицензий. Целью этого объединения были объявлены разведка и разработка Северо-Врангелевского участка, расположенного в восточной части Восточно-Сибирского и западной части Чукотского морей. По площади – 117 тыс. км<sup>2</sup> – Северо-Врангелевский больше территории Болгарии или Исландии и чуть меньше Чехии и Нидерландов вместе взятых.

Считается, что на участок, называемый Северо-Врангелевским, претендовали «Газпром» и «Роснефть», однако на презентационных картах-схемах этих компаний границы участков не совпадают («роснефтьевские» 1-й и 2-й одноименные участки к востоку от о. Врангеля, только в Чукотском море). Так или иначе, в конце 2013-го правительство поручило выдать лицензию на Северо-Врангелевский участок газовому концерну, который в 2014 году передал ее «Газпромнефть-Сахалину». В 2015 году компания провела на Северо-Врангелевском участке аэрогравиметно-разведку, а в 2018-2019 годах – сейсморазведку 2D объемом 13,5 тыс. пог. м.

На момент лицензирования прогнозные геологические ресурсы Северо-Врангелевского по категории D<sub>2</sub> составляли около 1,8 млрд тонн нефти, 210 млн тонн конденсата и около 1 трлн м<sup>3</sup> газа. Глубины моря в пределах участка варьируются от 80 до 250 м. По некоторой информации (не подтвержденной акционерами), в результате прошлогодней переинтерпретации данных оценка ресурсов многократно выросла – до 16,6 трлн м<sup>3</sup> газа и 900 млн

тонн конденсата. «Газпром нефть» на своем сайте пока указывает, что прогнозные геологические ресурсы оцениваются более чем в 3 трлн тонн н.э.

Как сообщил в июньском интервью ТАСС гендиректор ООО «Газпром нефть шельф» Игорь Рустамов, продолжающаяся интерпретация данных позволит партнерам актуализировать геологическую модель участка и определить дальнейшую программу ГРП. Согласно лицензионным обязательствам, первую скважину на Северо-Врангелевском предстоит пробурить в 2027 году, вторую – в 2029-м, после чего недропользователь должен принять решение о целесообразности продолжения работ.

## Выгоды партнерства

Для освоения участка изначально планировалось привлечь солидного партнера. Еще в 2013 году «Газпром» подписал меморандум с Royal Dutch Shell относительно совместной добычи на российском арктическом шельфе в Восточно-Сибирском, Чукотском и Карском морях; предполагалось, что взамен российский концерн получит опцион на вхождение в южноафриканский проект Shell. Однако после ввода западных санкций против России эти планы не были реализованы.

С «НОВАТЭКом» компанию «Газпром нефть» связывает многолетний опыт разработки газоконденсатных сухопутных месторождений ЯНАО в рамках паритетных СП «Арктикгаз» и «Нортгаз». О намерении расширить сотрудничество на шельф стороны впервые заявили еще в 2019 году. Как отмечали в «Газпром нефти», лишь 10% шельфовых проектов разрабатываются операторами самостоятельно. По словам главы компании Александра Дюкова, «партнерства позволяют

## Оператор шельфовой разведки

ООО «Газпромнефть-Сахалин» было создано в 2002 году для разработки Лопуховского участка на сахалинском шельфе. Сегодня предприятие является оператором геологоразведочных работ на шельфовых активах «Газпром нефти». Наряду с Северо-Врангелевским участком это Долгинское месторождение и Северо-Западный лицензионный участок в Печорском море, Хейсовский участок в Баренцевом море и Аяшский участок в Охотском море.

Ранее сообщалось, что после приобретения «НОВАТЭКом» доли в «Газпромнефть-Сахалине» партнеры займутся освоением всех шельфовых активов нефтяной компании. Однако позднее глава «Газпром нефти» Александр Дюков не подтвердил эту информацию, отметив, что пока сотрудничество в рамках СП ограничится Северо-Врангелевским участком.

объединить не только финансовые возможности, но и отраслевую экспертизу, материальные, кадровые и логистические ресурсы участников».

Новое СП существенно расширяет географию присутствия обеих компаний в Арктическом регионе, где они уже обладают значительными компетенциями. Так, «Газпром нефть» за последнее десятилетие реализовала крупные проекты по разработке Приразломного, Восточно-Мессояхского и Новопортовского месторождений. «НОВАТЭК» добывает газ и производит СПГ на Ямале, реализует и планирует новые проекты дальше к востоку в Арктике.

Взаимные приобретения от партнерства (помимо расширения географии и инвестирования) для каждой из компаний тоже есть. Напри-







связана с газом), а также логистические планы, включающие Чукотку.

### По Севморпути

Определенное логистическое преимущество Северо-Врангелевского участка может заключаться в близости к рынкам стран АТР, по крайней мере по сравнению с тем же Ямалом, откуда сейчас вывозят свои углеводороды обе компании.

По мере развития арктических СПГ-проектов «НОВАТЭКа» все большую роль в его бизнесе будет играть Чукотка. «После выхода Морского перегрузочного комплекса сжиженного природного газа в Камчатском крае и проекта «Арктик СПГ 2» на полную мощность танкеры с СПГ будут проходить вдоль арктического побережья Чукотского автономного округа в течение всего года и практически ежедневно», – отметил председатель правления ком-

пании Леонид Михельсон. Соглашение, подписанное в 2019 году с правительством региона, предусматривало, в частности, строительство «НОВАТЭКом» в чукотском порту Певек терминала СПГ для бункеровки судов, следующих по Севморпути.

Если береговая инфраструктура на Чукотке будет создана, она, конечно, даст гораздо более широкий синергетический эффект. Она также позволит обеспечить материально-техническую и логистическую поддержку сложной и затратной геологоразведки отдаленного Северо-Врангелевского участка.

### Сложно, дорого и долго...

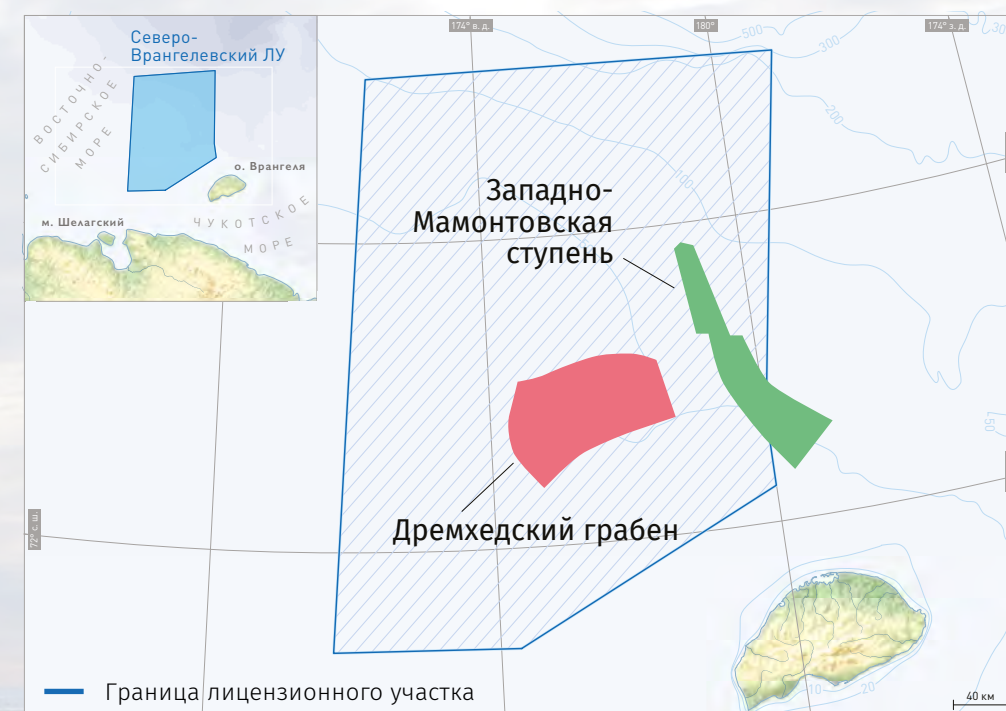
А теперь о сложностях. Большинство экспертов считают разработку будущих месторождений участка технически непростой и дорогостоящей из-за труднодоступности региона

и сложной ледовой обстановки, ограничивающей время проведения работ (по крайней мере на этапе разведки и освоения) тремя месяцами в году.

При этом участок расположен довольно далеко от материка. Его только южная граница лежит примерно на одной широте с южной стороной острова Врангеля и отстоит от побережья в районе Певека как минимум на 200 км. При том что весь регион практически пуст и не имеет никакой инфраструктуры: материковый Певек с населением 4,5 тыс. человек является, по сути, отрезанным «островком цивилизации» наряду с немногочисленными такими же, разбросанными на 1-1,5 тыс. км друг от друга. Вместе с тем в Певеке имеются избыточные энергопотенциалы – стоящая у его побережья плавучая АЭС «Академик Ломоносов» на 70 МВт могла бы снабжать и 100-тысячный город (подробнее об экономике арктического побережья см. статью Ю. Ампилова «Хроника арктической экспедиции» в «Газовом бизнесе» №4-2020 и №1-2021).

Возьмем, например, для сравнения норвежскую Арктику. В гораздо более теплой и малоледной норвежской части Баренцева моря новое месторождение Johan Castberg, которое планировалось ввести в эксплуатацию в будущем году, отстоит на 100 км от давно разрабатываемого месторождения Snøhvit («Белоснежка») и на 240 км от развитой инфраструктуры в Хаммерфесте (см. «Норвежский Крайний Север»).

Недавно срок ввода проекта Johan Castberg ведут речь только о добыче нефти, вывоз которой не требует таких сложных решений, как для газа – протяженный подводный газопровод или сжижение на плаву или на побережье.



Географические, климатические и инфраструктурные условия Северо-Врангелевского участка несравнимо сложнее. Поэтому при впечатляющем потенциале актива, на данный момент еще неразведанного, его возможная разработка – дело весьма отдаленного будущего. Трудно предсказать, какими будет спрос и цены на углеводороды за горизонтом 2030 года, чтобы добыча их

в далекой точке Чукотского моря была рентабельной.

### ... но надо

Проект изучения и геологоразведки Северо-Врангелевского участка арктического шельфа можно назвать для компаний «Газпром нефть» и «НОВАТЭК» стратегическим, если не непосредственно для их upstream-бизнеса, то в пла-

## Ледовитые моря

Восточно-Сибирское море почти весь год покрыто льдом. В восточной части моря даже летом сохраняются плавучие многолетние льды. Температура воды низкая, на севере и зимой и летом близка к  $-1,8^{\circ}\text{C}$ .

Чукотское море более мелкое. Через Берингов пролив в него заходит относительно теплое Тихоокеанское течение, повышающее температуру поверхностной части воды на юге моря от  $-1,8^{\circ}\text{C}$  до  $+2-7^{\circ}\text{C}$ . Зимой море полностью замерзает, а летом около четырех месяцев (июль-октябрь) в разной степени свободно ото льда. Чукотское море характерно частыми сильными штормами, осенью волны достигают 7 метров. Также отмечаются сильные стонно-нагонные явления, когда под влиянием ветров значительно повышается уровень моря – на 3 метра и более.

Во льдах Восточно-Сибирского и Чукотского морей обитают белые медведи. Водятся в этих морях также тюлени, моржи, киты. Разделяющий эти моря остров Врангеля является одним из основных мест размножения белых медведей и моржей в регионе.





## Изученность слабая и неравномерная

Шельф Восточно-Сибирского моря находится на региональной стадии изучения, при этом наименее изучена сейсмическими исследованиями его восточная часть. Именно на востоке Восточно-Сибирского моря расположен Северо-Врангелевский лицензионный участок «Газпромнефть-Сахалина».

Специалисты НТЦ «Газпром нефти» провели комплексные геолого-геофизические исследования в Восточно-Сибирском море в пределах Северо-Врангелевского участка, результаты которых опубликовали в 2017 году. По итогам работ были определены зоны наиболее вероятной аккумуляции углеводородов на Северо-Врангелевском участке. Это Западно-Мамонтовская ступень и бортовые зоны Дремхедского грабена, где могут быть обнаружены скопления как жидких, так и газообразных углеводородов, в основном в верхнемеловом и кайнозойском комплексах. Геологи назвали углеводородный потенциал участка значительным и рекомендовали дальнейшее изучение с применением комплексных геофизических методов (гравимангниторазведки и сейсморастворки), сейсмостратиграфического анализа, седиментационного и бассейнового моделирования с тем, чтобы оценить геологические риски и повысить достоверность прогноза.



Одно из старейших буровых судов Canmar Explorer III, работавшее в разные годы под другими именами, в том числе Jasper Explorer, пробурило 5 скважин на американском шельфе Чукотского моря. Пару лет назад это судно перестало существовать

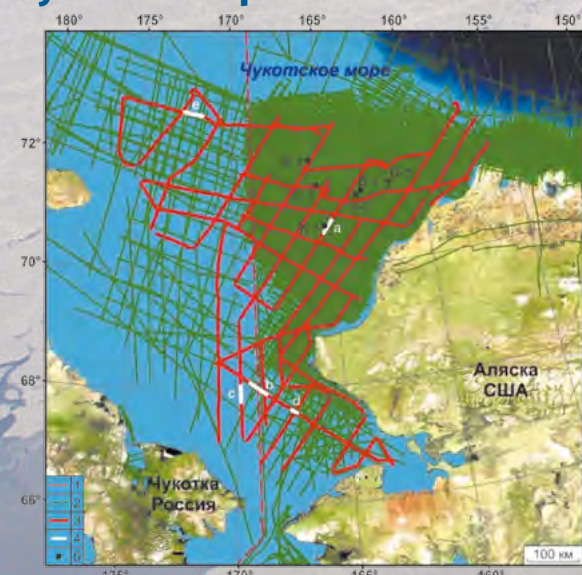
Чукотское море также изучено неравномерно. В американской части изученность сейсмической в 20 раз больше, чем в российской. При этом бурение в российской части не проводилось вообще, тогда как в американской в 1989-1991 годах было пробурено пять скважин (4 – компанией Shell и одна – Chevron). Практически во всех скважинах обнаружено присутствие углеводородов, а одной открыто газоконденсатное месторождение Burger (Shell), считавшееся крупным. Правда, доразведка в 2012-2015 годах с неуспешным бурением показала гораздо меньшие результаты, и, признав возможные извлекаемые запасы некоммерческими, Shell прекратила здесь работы.

Технически извлекаемые ресурсы углеводородов в американском секторе Чукотского моря оцениваются, поданным 2006 года, в 29 млрд баррелей (4,6 млрд м<sup>3</sup>) нефтяного эквивалента. Воодушевление американских геологов в отношении Чукотского моря связано с доказанной нефтегазоносностью прилегающей суши – Аляски, где на Северном склоне давно ведется добыча, в том числе на одном из крупнейших американских месторождений Prudhoe Bay, открытом еще в 1968 году. На шельфе соседнего моря Бофорта также открыто несколько месторождений. Соответственно, при нехватке данных по западной части Чукотского моря российские исследования углеводородного потенциала также базируются в основном на материалах исследований его восточной части – аляскинской.

По Чукотскому морю за последние годы вышел ряд научных работ, касающихся газогидратов, в том числе российских ученых. Также отмечают высокую газонасыщенность его недр и наличие опасных газонасыщенных объектов с аномально высоким пластовым давлением, с которыми связывают значительные выбросы газа в атмосферу. Данные явления встречаются в некоторых других акваториях Мирового океана, они могут угрожать судоходству и хозяйственной деятельности на море.

Кроме того, считается, что на шельфе Чукотского моря имеются промышленные запасы россыпного золота.

### Степень изученности акватории Чукотского моря



1 – морская граница между Россией и США; 2 – сейсмпрофили МОГТ; 3 – проанализированные профили USGS; 4 – участки с рассмотренными аномалиями; 5 – шесть скважин: K-1 – Klondike-1, P-1 – Popcorn-1, B-1 – Burger-1, B-J – Burger-J, C-1 – Crackerjack-1, D-1 – Diamond-1

Источник: Богоявленский В.И., Кишанков А.В., Арктика: экология и экономика, 2020

## Норвежский Крайний Север



не ответственности компаний перед государством.

Своим первоочередным проектом в Арктике, от которого можно получить быструю отдачу, «Газпром нефть» называет Южно-Обский участок с ожидаемыми геологическими запасами более 400 млн тонн нефти. Участок расположен в Обской губе Карского моря – акватории, уже достаточно освоенной компанией. По словам Игоря Рустамова, в 2021-2023 годах здесь запланированы морские сейсморастворочные работы 3D и поисково-разведочное бурение. Разрабатывать Южно-Обский

компания, видимо, намерена самостоятельно – за счет его интеграции в уже существующую инфраструктуру Новопортовского кластера на Ямале.

Первоочередные бизнес-интересы «НОВАТЭКа» тоже известны – новые СПГ-мощности на Гыданском полуострове, по другую сторону Обской губы, и наращивание поставок сжиженного газа на мировые рынки.

Что же касается чисто затратной разведочной деятельности на обширном участке в Восточно-Сибирском и Чукотском морях, то, вполне возможно, она даст обеим компаниям косвенные дивиденды.

От месторождения Johan Castberg в Баренцевом море по нормали к линии побережья значительно ближе, чем до промышленного центра Хаммерфест, который выбран участниками проекта в качестве основной промышленной береговой базы. В конце 2019 года стало известно, что партнеры по проекту в результате долгих расчетов и обсуждений отказались от вложений в создание заново берегового нефтетерминала в ближайшем к месторождению местечке Вейднес на крайнем севере страны – в фюльке Финнмарк, решив использовать имеющуюся инфраструктуру Хаммерфеста.

Финнмарк, самый северный и удаленный район Норвегии на побережье Баренцева моря, насчитывает около 75 тыс. жителей, проживающих в небольших поселках, отстоящих друг от друга на 30-40 км. От Вейднеса, где хотели изначально построить терминал, до Хаммерфеста порядка 100 км. И лишь 300 км отделяют его от города Тромсё (77 тыс. жителей.) с многочисленными офисами и производственными базами нефтегазовых, сервисных и инженеринговых компаний.

### Участки «Газпромнефть-Сахалина»



Северный морской путь

[Вернуться к содержанию](#)





Schlumberger

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ КАК СДЕРЖИВАЮЩИЙ ФАКТОР СПРОСА

## Тенденции на рынке оборудования механизированной нефтедобычи в России

Новая реальность, обусловленная последствиями пандемии и снижения спроса на нефть, оказала существенное влияние на российскую отрасль механизированной добычи нефти и потребление нефтепромыслового оборудования. Для анализа сектора механизированной добычи необходимо учитывать общую характеристику месторождений, условия эксплуатации которых определяют формирование спроса на те или иные разновидности нефтепромыслового оборудования.



**Антон Троицкий**  
ведущий аналитик  
консалтинговой группы  
«Текарт»

Традиционно выделяют две основные группы способов эксплуатации продуктивных нефтяных скважин — фонтанную и механизированную добычу. Фонтанный способ применяется при высоком пластовом давлении в залежи, нефть извлекается из скважин самоизливом. При невозможности обеспечения подачи за счет природной энергии прибегают к механизированным способам. Механизированная добыча, в свою очередь, подразделяется на газлифтный (за счет энергии сжатого газа, вводимого в скважину) и насосный методы.

В силу ряда эксплуатационных ограничений по фонтанному и газлифтному методам эксплуатационных ограничений (фонтанный способ применяется только на первоначальном этапе эксплуатации скважины, газлифт предполагает высокие первоначальные капитальные затраты и повышенный расход насосно-компрессорных труб) суммарно данные технологии в течение последних десяти лет использовались всего в 2-3% действующих скважин в России.

Основным же методом добычи нефти в РФ являются насосные способы эксплуатации; при этом наибольшее приме-

нение нашли центробежные и штанговые насосы. Выбор того или иного вида насосного оборудования обусловлен спецификой внешней среды и характеристиками перекачиваемых сред (плотность, температура, наличие примесей).

### Кризис, добыча, скважины

2020 год стал одним из самых сложных для нефтяной индустрии. Катализатором кризиса выступили пандемия коронавируса и ограничительные меры, введенные большинством стран. Данные факторы вызвали падение деловой активности и сокращение объемов потребления углеводородов.

По итогам 2020 года общероссийский показатель нефтедобычи сократился до 512,7 млн тонн (-8,6% к уровню предыдущего года). Помимо этого соблюдение условий сделки ОПЕК+ заставило производителей снизить объемы добычи. По данным ЦДУ ТЭК, нефтедобыча в январе-мае 2021 года в стране снизилась на 6,3% против аналогичного периода прошлого года и составила 212,2 млн тонн.

Более 84% производства нефти в стране обеспечивают одиннадцать ВИНК. Наибольший объем выработки в 2020 году пришелся на компании «Роснефть» (34,6%), «ЛУКОЙЛ» (15,1%), «Сургутнефтегаз» (10,7%), «Газпром нефть» (7,6%).

Для российской нефтедобывающей отрасли на протяжении нескольких последних лет было характерно увеличение фонда действующих эксплуатационных скважин – с 144 тыс. в 2013 году до 155 тыс. в 2018-2019 годах. Со-

“  
**Основными методами добычи нефти в РФ являются насосные**

сокращение нефтедобычи в 2020 году вынудило производителей оптимизировать фонд скважин с учетом рентабельности, что привело к рекордному увеличению доли неработающего фонда – до 24%. Количество действующих скважин на конец 2020 года составило 136,5 тыс. ед. Последний раз данный показа-

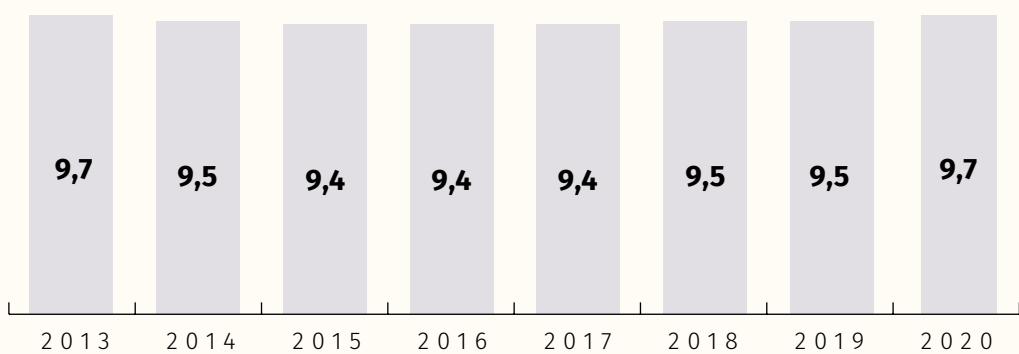
### Российский фонд действующих нефтяных скважин



Источник: «Текарт» по данным ЦДУ ТЭК



**Средний дебит российских нефтяных скважин, тонн/сут.**



Источник: «Текарт» по данным ЦДУ ТЭК



**Если в российской механизированной добыче УЭЦН доминируют, то в мировой – занимают 16%, работая на 150 тыс. скважин**

тель достигал подобного уровня в 2010-2011 годах.

В 2020 году на российских месторождениях было введено в эксплуатацию 7,0 тыс. скважин, что уступает показателям трех предыдущих лет, находящимся в диапазоне 7,9-8,2 тыс. ед. Многие вводимые в эксплуатацию скважины располагаются в основном в труднодоступных, заболоченных районах с вечномерзлыми грунтами. Бурение скважин на таких территориях ведется, как правило, наклонно-направленным и горизонтальным способами, эксплуатация которых штанговыми насосами затруднительна.



Большинство российских месторождений характеризуется высокой степенью выработанности, что ведет к уменьшению добычи нефти. Естественное ухудшение ресурсной базы привело к снижению среднего дебита скважин в России в течение 2014-2019 годов до 9,4-9,5 т/сут. (в 2008-2012 годах этот показатель составлял 9,9-10,0 т/сут.). Произшедшее в 2020 году увеличение среднего дебита до 9,7 т/сут. объясняется тем, что нефтедобывающие компании концентрировали свои усилия на поддержании деятельности на наиболее рентабельных активах.

Обводненность нефтяных скважин, еще один показатель, влияющий на подбор оборудования для механизированной добычи, из года в год меняется незначительно: последние пять лет она находится на уровне 85,0-86,5%.

Другой характеристикой, определяющей спрос на насосы по глубине спуска и напору, является глубина эксплуатируемых скважин. Постепенное ухудшение структуры и доступности разрабатываемых запасов выражается тенденцией к увеличению глубины скважин. Следовательно, возрастает спрос на высоконапорное оборудование. В 2020 году рост средней глубины вводимых в эксплуатацию скважин продолжился, показатель достиг 3164 м против 3103 м годом ранее.

**Тенденции насосных технологий**

Как было сказано выше, двумя приоритетными технологиями эксплуатации скважин в России являются центробежные (ЭЦН) и штанговые насосы (ШГН). При этом рынок механизированной добычи уже достаточно давно движется в направлении увеличения потребления первых и снижения спроса на вторые. В 2020 году данный переход даже ускорился – центробежные насосы за год увеличили свою долю на 2,2 процентных пункта, до 70,2%.

УЭЦН превалируют не только в оснащении новых скважин, но и действующий фонд активно переводится с УШГН (т.н. «качалок») на УЭЦН как более эффективный способ интенсификации добычи нефти. Основные преимущества центробежных установок заключаются в лучшей приспособленности к актуальным условиям добычи нефти, в возможности подбора установок и эффективной технологии добычи нефти для широкого диапазона осложняющих факторов пластово-скважинных характеристик. Замена оборудования на высокопроизводительное в процессе интенсификации нефтедобычи, а также замена изношенного оборудования на новое осуществляется преимущественно с использованием данной технологии.

Отметим, что вытеснение ШГН происходит не только за счет центробежных насосов. Все более широкое распространение находят прочие насосные технологии (винтовые, диафрагменные, струйные насосы и т.д.).

**Рынок УЭЦН**

Потребление центробежных насосов в последние годы находится на уровне 24-26 тыс. ед. в год (под потреблением в данном случае понимается разность объемов произведенных и вывезенных из России насосов,

суммированная с объемом их импорта).

Предложение на рынке обеспечивается не более чем десятком компаниями, среди которых ведущие роли занимают «Борец», «Новые технологии», «Ал-нас», «Новомет-Пермь», в совокупности выпускающие более 80% всего оборудования.

Описанные выше преимущества технологии центробежных насосов, способствующие вытеснению ими других способов эксплуатации, с другой стороны, уравновешиваются общеотраслевой тенденцией к снижению потребности в частой замене насосов по причине улучшения характеристик оборудования (увеличения межремонтного периода), а также развитию спроса в сегменте сервисного обслуживания. Производители УЭЦН в силу конкуренции постоянно увеличивают межремонтный период – с 721 сут. в 2015 году до 885 сут. в 2020 году. Потребители же, со своей стороны, стремятся к тому же, добиваясь повышения эффективности операционной деятельности в добыче. Так, наиболее уверенные показатели увеличения межремонтного периода эксплуатации УЭЦН демонстрируют «Газпром нефть» (1348 сут.) и «Сургутнефтегаз» (1205 сут.). В результате этого динамика рынка УЭЦН носит достаточно сдержанный характер.

Структура потребления центробежных насосов находится в прямой зависимости от особенностей организации фонда эксплуатации скважин российскими ВИНК. Крупнейшими заказчиками на данном рынке выступают «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «Газпром нефть», причем у последних двух компаний доля центробежных насосов в структуре эксплуатации превышает 90%.

**Сегмент «качалок»**

Преимущественное использование ШГН на территории Татар-

стана и Башкортостана обуславливает лидерство «Татнефти», «Роснефти» (за счет активов «Башнефти») и «ЛУКОЙЛа» среди потребителей штанговых насосов.

Объем спроса на штанговые насосы ежегодно сокращается и в настоящее время составляет 8-9 тыс. ед. Среди производителей данное направление в большей степени развито у компаний «Ижнефтемаш» и «Эл-кам-Нефтемаш», на продукцию которых суммарно приходится около 80% всего рынка ШГН.

Подобно сегменту центробежных насосов, показатель среднего межремонтного периода работы ШГН также отмечается стабильным прогрессом. Если в 2015 году он составлял 803 сут., то в 2020 году уже 926 сут. Наилучшие показатели среди эксплуатирующих компаний зафиксированы у «Башнефти» (1115 сут.), «Роснефти» (1040 сут.) и «Татнефти» (1003 сут.).

**Импорт минимален**

Отдельно стоит отметить снижение роли импортного обо-

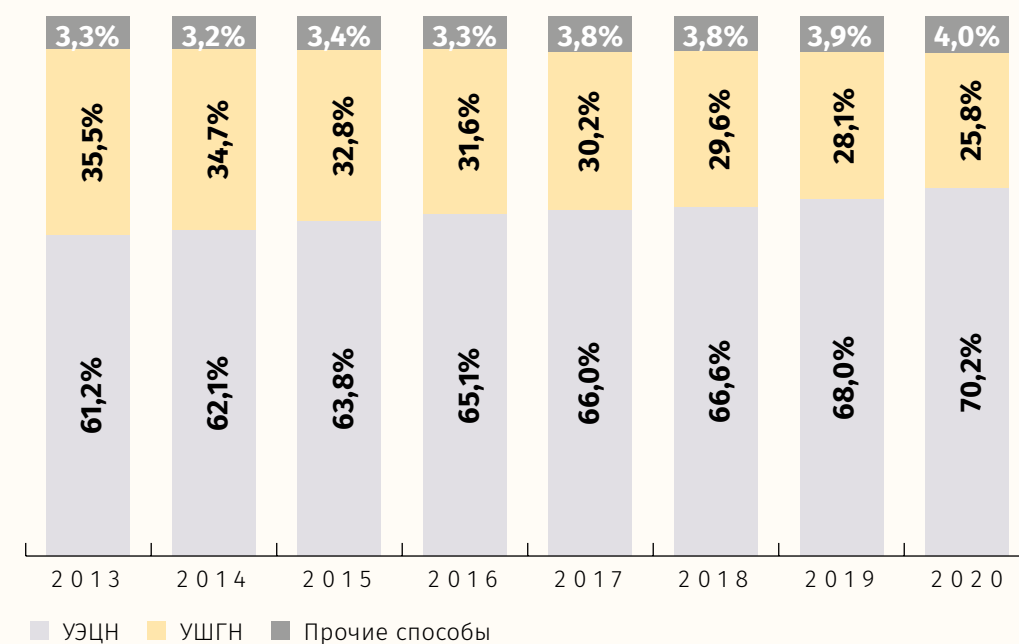


рудования на рынках насосов для механизированной добычи нефти, вызванное организацией собственных производственных площадок на территории России одними производителями (в том числе в рамках «локализации» производств крупнейшими международными сервисными компаниями) и уходом с рынка – других. Текущая доля присутствия зарубежного оборудования (произведенного вне России) на рынке центробежных насосов не превышает 2%.

В сегменте ШГН импортные поставки носят единичный характер и не оказывают существенного влияния на распределение рыночных долей.

Таким образом, спрос на насосы в России практически пол-

**Структура российского фонда действующих нефтяных скважин по технологиям добычи**



Источник: «Текарт» по данным ЦДУ ТЭК





ностью удовлетворяется за счет продукции, произведенной на территории страны. Производители, как правило, представляют собой крупные производственные предприятия, обладающие большим опытом работы с нефтепромысловым оборудованием.

### Влияние на отрасль

Развитие рынка механизированной добычи определяется влиянием комплекса факторов, среди которых группа политических, экономических, технологических и социальных детерминант.

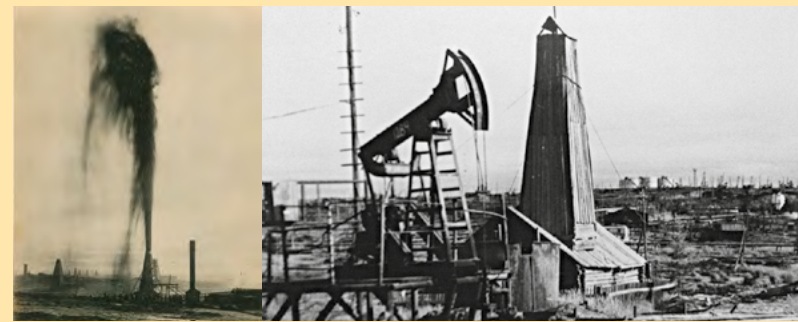
Непосредственное влияние государства на сегмент производства нефтедобывающего оборудования можно оценить как незначительное. Косвенным образом стимулирование отрасли обеспечивается за счет регулирования НДС и экспортных пошлин для добывающих компаний.

Группа экономических факторов включает в себя динамику цен на нефть Urals, конъюнктуру нефтедобывающей отрасли и капиталовложения ВИНК в добычу, транспортировку и переработку углеводородов.

В технологическом аспекте на состояние рынка механизированной добычи влияют два направления: технологии особого воздействия на скважину и разработки по повышению адаптивности насосного оборудования к условиям эксплуатации и работе в сложных условиях.

В качестве социальных факторов подразумевается наличие квалифицированного инженерного и управленческого персонала, сотрудничество с образовательными учреждениями, готовящими специалистов отрасли. Тенденция по увеличению спроса на технологически сложные и дорогие насосные системы, требующие индивидуальных инженеринговых решений, повышает значимость системы подготовки кадров. ■

## Из истории механизированной добычи нефти



Примерно в середине XIX века бакинский инженер Иваницкий создал погружной насос для выкачивания нефти из скважин. В конце века сразу несколько насосов предложил известный российский изобретатель Владимир Шухов: «шнуровой», насос типа «эрлифт» (поднимающий нефть с помощью сжатого воздуха), инерционный поршневого насос. Различные конструкции для насосной нефтедобычи предлагали и другие инженеры (А. Эрстов, В. Герлич, Ф. Пржецеховский, Н. Соколовский, А. Арутюнов).

Однако в те времена в Российской империи инженерная мысль опережала потребности нефтепромышленников – ни одно из изобретений не было оценено на практике. Пока на каспийских промыслах били фонтаны, предприниматели не видели смысла вкладывать капиталы, чтобы «помогать» нефти подниматься на поверхность. К началу XX века фонтаны стали иссякать и нефть из скважин стали примитивно «таргать» – вытаскивать при помощи цилиндрической посуды – «желонки». Тут бы прогрессивные технические решения нашли свое место... Однако в условиях Первой мировой войны, затем революции и полного разрушения экономики с целью построения «нового мира» внедрять нефтяные скважинные насосы стало некому и не на что.

В США, где нефтяники в конце XIX века также столкнулись со старением месторождений и снижением дебитов, не только изобретали, но активно применяли и совершенствовали оборудование, в том числе поршневые и центробежные погружные насосы. Во всех конструкциях в скважину погружалась только насосная часть, а двигатель и привод оставались на поверхности: так работает традиционный станок-качалка (ШГН). И именно в США получил первое практическое применение электрический центробежный агрегат А. Арутюнова, у которого электродвигатель и насос погружаются в скважину единой конструкцией. Это была, по сути, первая УЭЦН, сегодня они массово применяются в современной российской нефтедобыче.

### УЭЦН: из Баку в Тюмень через Америку



Первый центробежный насос с погружным электродвигателем для механизированной добычи из нефтяных скважин был разработан в 1916 году российским предпринимателем и инженером Армаисом Арутюновым. Он запатентовал свое изобретение и предлагал его бакин-

ским нефтепромышленникам, однако безуспешно – начались смутные времена, разрушившие прежнее нефтяное предпринимательство.

В 1919 году предприниматель-разработчик уехал в Европу и вскоре перебрался в США. Там он смог доказать нефтяным компаниям эффективность своего насоса по сравнению с широко распространенными на американских нефтепромыслах качалками (ШГН). Основанное Арутюновым производство ЭЦН стало развиваться. Впоследствии компания не раз реорганизовывалась, носила различные названия – в основном с использованием аббревиатуры REDA (Russian Electrical Dynamo of Arutunoff). В 1950-х отколовшаяся от Арутюнова группа сотрудников начала собственный бизнес. В 1980-1990-х годах в итоге различных пертурбаций производственные активы, созданные на базе арутюновского насоса, оказались у нынешних нефтесервисных гигантов Schlumberger и Baker Hughes.

Грустная сторона истории УЭЦН этим не ограничивается. Изобретение некогда российского предпринимателя «вернулось» на его бывшую родину во время Второй мировой войны, когда США поставили в СССР по ленд-лизу полсотни погружных скважинных насосов производства американской компании REDA. Только после этого началось широкое применение УЭЦН в российской нефтедобыче.

Кстати, и по сей день Schlumberger в линейке своей продукции предлагает клиентам погружные электронасосы семейства с названием REDA. Насосы линейки REDA в России с 2005 года выпускает одно из «локализованных» зарубежным нефтесервисом предприятий – «Тюменский завод «Шлюмберже».

### Плод локализации



«Газовый бизнес» приводит пример еще одного отечественного производителя, сначала разрушенного, а затем «локализованного» иностранным мейджором нефтесервиса.

ООО «Производственная компания «Борец» входит в группу Weatherford, которая начала включение предприятия в свой периметр с покупки в 2007 году миноритарного пакета предприятия. Завод «Борец» ведет свою историю с 1897 года, когда немецким купцом в Москве был основан компрессорный завод. Насосное оборудование для нефтедобычи предприятие выпускает с 1950-х годов. В 2000-х годах завод пришел в упадок, началась распродажа его недвижимости и снос исторических зданий в центре Москвы.

Производитель нефтегазового оборудования ООО «Борец» сегодня имеет штаб-квартиру в Москве, а также производственные и сервисные площадки и представительства во всех основных регионах нефтедобычи в России, в Казахстане и Сербии.

Входящее непосредственно в Weatherford International plc. предприятие Borets International Limited с тем же логотипом, что и вышеупомянутый завод, имеет штаб-квартиру в Дубае (ОАЭ) и представительство в США (г. Талса, Оклахома). Компания предлагает на мировом рынке оборудование, ссылаясь на свою историю с 1897 года.

## Металл – трубы – насосы



Завод «Алнас», основанный в Альметьевске (Татарстан), начал выпуск электродвигателей в 1979 году, погружных насосов – в 1982-м. В 1989 году он изготовил 25-тысячную УЭЦН, а в 2014-м – 250-тысячную. В 1990-х предприятие акционировалось, в 2008-м вошло в состав российской нефтесервисной группы «Римера». С февраля 2021 года предприятие официально называется ООО «РИМЕРА-АЛНАС».

С того же 2008 года в группу «Римера» входит другой крупный производитель оборудования для механизированной добычи – «Ижнефтемаш» (Ижевск), специализирующийся в основном на ШГН. У этого завода еще более длинная история – с 1956 года, тогда это было предприятие строительного и дорожного машиностроения, выпускало также оборудование для химической промышленности, различного спецназначения, а с 1965 года ввиду потребностей активного освоения углеводородных запасов Западной Сибири было ориентировано на нефтепромысловое оборудование. В 1990-х годах предприятие было акционировано, полностью завершило конверсию своего производства под «нефтегаз», впервые освоило производство глубинных штанговых насосов (ШГН, или станков-качалок) по стандарту API и получило соответствующую лицензию.

Сама «Римера» – достаточно молодая компания. Образованная в 2007 году, 2008 год она отметила тремя важнейшими событиями в своем заметном начинании: была куплена группой ЧТПЗ (Челябинский трубопрокатный завод) и приобрела два вышеупомянутых знаковых производителя нефтепромыслового оборудования. В 2010 году купила у «Газпром нефти» трубную базу в Ноябрьске и развивала сервис в области применения и эксплуатации труб. Офисы «Римеры» есть в Казахстане и Дубае.

«Римера» может служить примером одной из тенденций российской металлургии, когда производители металлопродукции расширяют свой бизнес поставок труб нефтегазового сортамента трубным сервисом. ЧТПЗ при этом пошел дальше – в нефтесервис как таковой вообще и в производство оборудования для нефтегазовой индустрии.

Необходимо добавить, что в марте 2021 года 86,54% акций ПАО «ЧТПЗ» купило ПАО «Трубная металлургическая компания» (ТМК), одна из крупнейших вертикально-интегрированных компаний российской металлургии. В августе ТМК предприняла шаги для выкупа оставшейся доли акций ЧТПЗ.

[Вернуться к содержанию](#)





9 июня 2021 года введена в строй первая линия Амурского ГПЗ, гелиевые мощности которой обеспечат России лидерство на мировом рынке гелия

# ГЕЛИЕВЫЙ ПРОРЫВ

## Россия вскоре займет лидерские позиции на мировом рынке гелия... при высокой вероятности его перепроизводства

Уже в 2021 году Россия может войти в тройку ведущих производителей гелия, а к 2026 году стать лидирующим поставщиком на мировой рынок. Ввод в эксплуатацию в июне 2021 года первой очереди Амурского газоперерабатывающего завода в ближайшем будущем сбалансирует рынок гелия в России и мире. На очереди мощности «Иркутской нефтяной компании» (ИНК), присматриваются к рынку этого газа и другие российские игроки. За рубежом также строят новые мощности по выпуску гелия.



**Лола Огрель,**  
директор проектов  
дирекции Аналитического  
центра ТЭК ФГБУ «РЭА»  
Минэнерго России

**П**роизводство гелия в мире сосредоточено на 32 предприятиях, включая гелиевый завод в составе Оренбургского ГПЗ, а также запущенный 9 июня 2021 года Амурский ГПЗ (оба – «Газпром»).

Спрос на гелий в мире за последние 15 лет развивался не очень активно. Пик спроса и предложения в 175 млн м<sup>3</sup> пришелся на 2012 год, что всего лишь на 13,6% больше, чем в 2004 году (154 млн м<sup>3</sup>). Развитию рынка гелия препятствовало и ограниченное предложение этого продукта, и экономические кризисы. Так, в 2009 году потребление гелия сократилось на 11 млн м<sup>3</sup> по сравнению с предыдущим годом, а в 2014–2015 годах на фоне всеобщего экономического спада спрос на гелий (а значит, и его производство) упал еще больше – на 18 млн м<sup>3</sup> относительно 2013 года, до 155 млн м<sup>3</sup> – практически отскок на 10 лет назад, до уровня 2004 года.

Выход мировой экономики из кризиса привел к тому, что производство гелия в 2016–2019 годах стабилизировалось на уровне 160 млн м<sup>3</sup> (см. «Предложение гелия в мире»). В 2020 году на рынок оказали влияние ограничения, введенные с целью предотвратить распространение COVID-19 (в сегменте развлечений и массовых мероприятий). Спрос на гелий сократился на 11,2%, до 142 млн м<sup>3</sup>.

### В региональном разрезе

Развитие рынка гелия в последние годы шло за счет стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), в частности благодаря так называемой «большой четверке»: Китаю, Южной Корее, Тайваню и Японии. В 2020 году суммарное потребление этих стран достигло 50 млн м<sup>3</sup> (35% мирового спроса) против 41 млн м<sup>3</sup> (27%) в 2015 году.

В АТР практически отсутствует производство гелия, по-

этому потребности региона удовлетворяются за счет импорта. Поставки гелия в Китай на протяжении последних лет показывали ежегодный прирост, исключением стал 2020 год – из-за COVID-19 импорт сократился на 5,3% (с 22,4 млн м<sup>3</sup> в 2019 году до 21,2 млн в 2020-м). В то же время импорт в Тайвань, наоборот, в прошлом году вырос на 15% (до 9,1 млн м<sup>3</sup>) ввиду крайне быстрых темпов развития в стране индустрии производства полупроводников. Второй по величине импортер гелия в АТР – Южная Корея (12,7 млн м<sup>3</sup>) – благодаря порту Пусан в недалеком будущем может стать главным азиатским хабом, через который будут идти дальнейшие поставки гелия (главным образом из России) в страны Азии.

По оценкам экспертов, просевший спрос на гелий в странах АТР в ближайшие месяцы вернется к доковидным показателям, а до 2035 года он покажет ежегодный рост на 3–4%, в том





числе за счет развивающихся экономик таких стран, как Вьетнам, Малайзия и Индонезия.

Ожидается восстановление спроса и в Европе, где за последние пять лет потребление гелия сократилось на 34%: с 35,5 млн м<sup>3</sup> в 2015 году до 23,4 млн м<sup>3</sup> в 2020-м. Выход мирового рынка из дефицита позволит восстановиться тем областям потребления гелия, которые не являются приоритетными, прежде всего это сегмент рекламы и развлечений.

Следует отметить, что рынок гелия находился в состоянии постоянного дефицита с начала 2018 года. Нехватка гелия связана с сокращением его запаса-

сов в хранилищах США, откуда он поступал на мировой рынок, а также с переносом сроков ввода третьей производственной линии в Катаре, так что падение спроса на этот продукт из-за COVID-19 несколько сгладило ситуацию.

Из-за снижения резервов гелия, находящихся на хранении на территории США, с 2013 года заметно сократился отбор газа из хранилищ (см. «Структура предложения гелия на мировом рынке»). К 2023 году Соединенные Штаты планируют полностью прекратить продажу своих запасов гелия из хранилищ.

### От дефицита к перепроизводству?

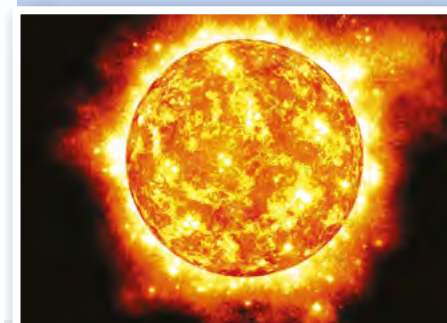
Однако решение США остановить продажу гелия из хранилищ уже никак не повлияет на мировой рынок. Период дефицита гелия на мировом рынке завершился.

Запуск первой линии Амурского ГПЗ (20 млн м<sup>3</sup>) и третьей линии завода в Катаре (12 млн м<sup>3</sup>) привел к балансу спроса и предложения. На очереди ввод новых проектов в России, Катаре (Катар-4 – 23 млн м<sup>3</sup> к 2026 году и Катар-5 –

10 млн м<sup>3</sup> к 2028-му), Саудовской Аравии (6,5 млн м<sup>3</sup> к 2024 году), Канаде (4 млн м<sup>3</sup> к 2023 году), ЮАР и других странах.

Развивается и мировая ресурсная база. Мало того, гелий содержится во многих разрабатываемых месторождениях, но не везде извлекается. Делаются и новые открытия залежей гелийсодержащего природного газа, иногда значительные. Например, в Танзании в 2016 году было обнаружено месторождение с высоким содержанием гелия (1,5 млрд м<sup>3</sup>). Местная компания Helium One анонсировала начало буровых работ на этом месторождении в июне 2021 года, подрядчиком для первых трех скважин выбрана Mitchell Drilling Ltd.

Запуск новых производств не только позволит избежать дефицита в будущем. Более того, планируемые к вводу новые мощности настолько велики, что могут привести к профициту рынка. Эти проекты связаны в основном с развитием добычи и переработки гелийсодержащего природного газа, где гелий является «побочным» продуктом переработки. В целях сохранения этого ценного продукта и недопущения переизбытка



### СОЛНЕЧНЫЙ ГАЗ

Гелий – инертный одноатомный газ без цвета, вкуса и запаха. По распространенности во Вселенной и по легкости занимает второе место после водорода. Его температура кипения – самая низкая среди всех известных веществ.

В 1868 году французский ученый Пьер Жансен и английский астроном Норман Локьер независимо друг от друга открыли новое вещество, когда при изучении солнечного спектра обнаружили ярко-желтую линию, которую поначалу приписали натрию. В 1895 году гелий был обнаружен на Земле в образце газа от разложения минерала. В 1908 году впервые был получен жидкий гелий путем охлаждения в жидком водороде и дросселирования. В 1926 году удалось получить твердый гелий под давлением выше 35 атм. В 1937 году Петр Капица и двое ученых из Кембриджа одновременно установили явление сверхтекучести гелия (в фазе гелий-II).

### У КОГО БОЛЬШЕ

Практически весь гелий Вселенной образовался в первые несколько минут после Большого Взрыва. На Земле гелий редок, он содержится в атмосфере, в минералах, содержащих уран, торий и др., а также, просачиваясь сквозь породы земной коры, захватывается природным газом. Концентрация гелия в природном газе может достигать 7% и более.

Мировые запасы гелия оцениваются в 45 млрд м<sup>3</sup>. Исходя из разведанных запасов категорий A+B+C<sub>1</sub> на госбалансе (12,5 млрд м<sup>3</sup>), Россия является крупнейшим обладателем запасов гелия в недрах, которые составляют почти 28% общемировых, на 2-м месте Катар (22% общемировых запасов приходится на гигантское Северное газовое месторождение, которое на территории соседнего Ирана известно как Южный Парс). Далее идут США (21%) и Алжир (17%). Правда, данное сравнение цифр запасов может быть не совсем точным из-за применяемых классификаций и особенностей подсчета. По другим данным, Россия по запасам гелия на третьем месте, но в целом тройка лидеров та же.

Крупные запасы гелия имеются также в Канаде, Австралии и Китае. В 2010-х годах значительные новые открытия были сделаны в североамериканских Скалистых горах и Восточной Африке. Так, в Танзании в районе озера Виктория обнаружены залежи гелия в объеме 1,5 млрд м<sup>3</sup>.

В промышленности гелий получают из природного газа путем низкотемпературного разделения (фракционная дистилляция) или мембранного газоразделения. Основным производителем гелия в мире являются США, за ним по объему производства следуют Катар, Алжир, Россия (Оренбургский ГПЗ), Польша. В 2020 году завод по производству гелия открылся в Китае; в 2021 году гелий стал производиться в рамках 1-й линии Амурского ГПЗ на Дальнем Востоке России. В США гелий извлекается на газовом месторождении Hugoton и некоторых других в штатах Канзас и Оклахома, а также на месторождении Panhandle в Техасе. Распродажа гелия из национального хранилища США началась в 2005 году и должна прекратиться к 2023 году для пополнения запасов.



### ПРИМЕНЕНИЕ: ПОНЕМНОГУ, НО ВЕЗДЕ

Гелий как товар, с точки зрения его применения, разделяют на жидкий и газообразный. Гелий транспортируется в стальных баллонах и спецагрегатах (газ) и в специальных контейнерах (жидкий).

Жидкий гелий применяется в первую очередь в медицине (МРТ) и науке (коллайдере, исследованиях, требующих низких температур, в основном для магнитов). В небольших количествах жидкий гелий применяется для получения низких температур при работе с точным научным оборудованием, таким как криостаты, масс-спектрометры. В Японии, Китае и Южной Корее жидкий гелий используется в создании магнитного подвеса скоростного транспорта. На мировом рынке играет лидирующую роль в производстве сотовых телефонов (80% производимых телефонов); жидкокристаллических экранов для мониторов компьютеров, телевизоров; оптических волокон и т. д.

Газообразный гелий применяют в промышленности (машиностроении, металлургии, судостроении, авиакосмической промышленности и приборостроении) в основном для двух целей: в качестве тестирующего газа в гелиевых течеискателях (обнаружение утечек, проверка герметичности) и в качестве инертной среды для дуговой сварки.

Кроме того, многие технологические процессы и операции нельзя вести в воздушной среде; тогда, чтобы избежать взаимодействия сходного или получаемого вещества с газами воздуха, создают специальные защитные среды с использованием гелия.



Гелиевые детекторы-течеискатели применяются в тех отраслях промышленности и науки, где необходима проверка на герметичность, измерение и локализация утечек: в частности, для проверки герметичности трубопроводных и рас-

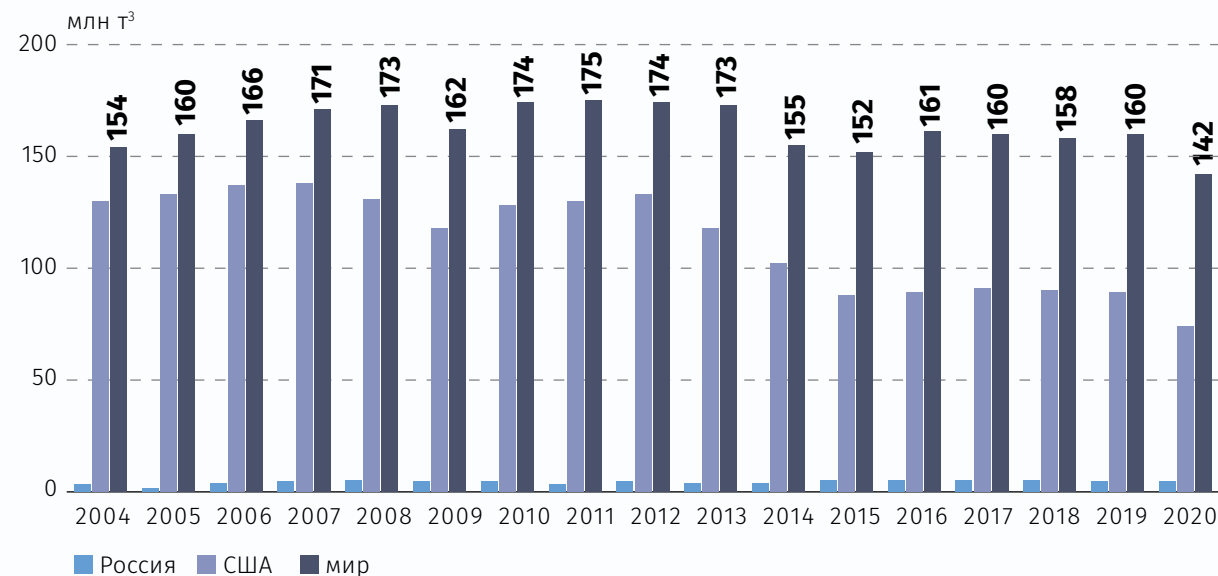
пределительных систем газа, нефти или нефтепродуктов, судов, подводных лодок, космических аппаратов и проч.

В химической и нефтеперерабатывающей промышленности помимо проверки герметичности гелий используется для инерттизации производственных процессов, которые обязательны для гарантий безопасности и точности химических процессов, включая хранение веществ и ликвидацию доступа кислорода к химическим реакциям (нежелательное окисление).

В ядерной энергетике в гелиевой защитной среде проходят отдельные стадии получения ядерного топлива. В контейнерах, заполненных гелием, хранят и транспортируют тепловыделяющие элементы ядерных реакторов. С помощью гелиевых течеискателей выявляют малейшие утечки в атомных реакторах и других системах, находящихся под давлением или вакуумом.

Ну и плюс, конечно, реклама, развлечения, дирижабли, метеозонды, дыхательные смеси для дайвинга и медицины, в том числе для лечения ковидных больных.

### Предложение гелия в мире



Источник: анализ АЦ ТЭК по данным USGS, ФСГС РФ





Строительство Амурского ГПЗ

предложения перед производителями разных стран встанет вопрос хранения извлекаемых из газа ресурсов гелия.

### Баланс российского рынка гелия

До 2021 года российский рынок гелия был профицитным: имеющиеся мощности единственного производителя закрывали потребности внутреннего рынка (см. «Баланс производства-потребления гелия в России»).

В I квартале 2021 года расчетное потребление гелия в России впервые превысило его производство. В январе-марте выпуск гелия на Оренбургском гелиевом заводе (до июня 2021 года единственный завод по производству гелия в стране) сократился на 12,3% по сравнению с аналогичным периодом 2020 года, тогда как общее потребление выросло на 23%. В целом дисбаланс спроса и производства составил 15%.

С 2010 года производство росло, достигло пика в 5,1 млн м<sup>3</sup> в 2017 году, а к 2020 году сократилось до 4,5 млн м<sup>3</sup>. Снижение объемов производства гелия обусловлено сокращением объемов добычи и переработки гелиевого газа на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) и увеличением переработки на Оренбургском ГПЗ газа Карачаганакского газоконденсатного месторождения, не содержащего гелия.

Производственная ситуация на Оренбургском гелиевом заводе в перспективе не сильно изменится, объемы производства будут постепенно сокращаться и установятся на уровне

3-3,5 млн м<sup>3</sup> в год. По расчетам, оставшихся запасов гелия Оренбургского НГКМ с учетом потерь при добыче газа хватит еще на 35-40 лет работы завода. Однако этих объемов будет недостаточно для обеспечения внутреннего рынка.

Потребление гелия в России за последние 10 лет, по данным экспертов АЦ ТЭК Минэнерго, выросло почти в 4 раза. Пик спроса приходится на 2018 год – 4,8 млн м<sup>3</sup>. Пандемия и связанные с ней ограничения не оказали глобального влияния на российский рынок гелия, так как падение спроса на него произошло еще раньше, в 2019 году – потребление упало на 17,4%, до 3,94 млн м<sup>3</sup>. Причиной стал неофициальный запрет на запуск воздушных шаров на праздниках и массовых мероприятиях. Инициатива исходила от экологов, но в некоторых российских регионах эти рекомендации переросли в полный запрет использования шаров даже для украшения. В период глобального дефицита гелия на мировом рынке эти рекомендации пришлось как нельзя кстати, ведь сегмент рекламы и развлечений всегда первым

реагировал на объемы имеющегося предложения гелия на рынке. Дефицита гелия на внутреннем рынке удалось избежать, ценовая ситуация оставалась стабильной. В 2020 году потребление выросло на 2% и составило 4 млн м<sup>3</sup>.

### Специфика потребления

Объемы и области потребления гелия напрямую зависят от состояния экономики государства, уровня развития техники и технологий. Особенно ввиду недостаточно развитого сектора высоких технологий является специфическая структура его потребления: основная масса продукта используется в индустрии развлечений. С 2010 по 2018 год потребление гелия в данном сегменте выросло в 7 раз. За тот же период по-

требление гелия в промышленности выросло в 3 раза, спрос на жидкий гелий, применяемый в основном в медицине (магнитно-резонансной томографии, МРТ), – в 2 раза.

Экологический тренд (запрет запуска шаров), а затем ограничения, связанные с COVID-19, привели к сокращению потребления гелия в сегменте развлечений, доля которого в 2020 году упала до 35% против 47% в 2018 году. На этом фоне до 38% выросла доля гелия, используемого в промышленности (см. «Структура потребления гелия в России»).

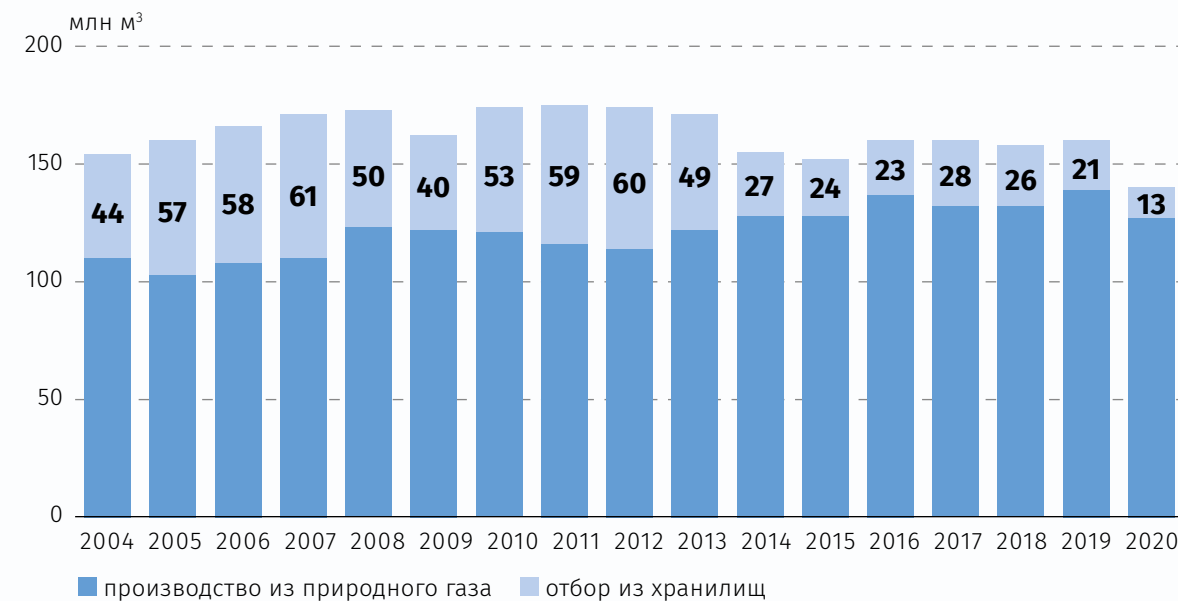
Для сравнения, в США, которые остаются не только крупнейшим производителем, но и основным потребителем гелия, больше всего (свыше 30%) идет на ожижение и применение в криогенных системах (МРТ и наука). 17% используется в метеозондах, 14% – в лабо-

раторных и аналитических исследованиях, 9% – при сварке, по 5% – для полупроводников и течеискателей. На рекламу тратится порядка 5 млн м<sup>3</sup>, и это больше того объема, который потребляется сейчас в России.

В России основной объем потребления гелия (80%) приходится на европейскую часть, где прежде всего развито использование жидкого гелия в медицинских учреждениях. Кроме того, на Москву и Санкт-Петербург приходится наибольший объем потребления гелия в сегменте рекламы и развлечений. Велика в европейской части РФ и доля промышленности и науки, здесь расположены крупные судостроительные предприятия, два центра космических исследований, ряд крупных научных центров.

На всю восточную часть России приходится всего 20% общероссийского потребления гелия.

### Структура предложения гелия на мировом рынке



Источник: анализ АЦ ТЭК по данным USGS

Крупнейший организатор международных отраслевых бизнес-конференций и форумов

+7 (495) 276-77-88  
 org@creon-conferences.com  
 creon-conferences.com

**КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ для обсуждения в рамках предстоящего мероприятия:**

- тенденции мирового рынка метилового спирта
- анализ и перспективы развития рынка метанола в РФ
- реализация новых проектов
- «зеленые» технологические решения
- оценка перерабатывающих отраслей: новые проекты
- логистика и инфраструктурные ограничения
- меры государственной поддержки отрасли

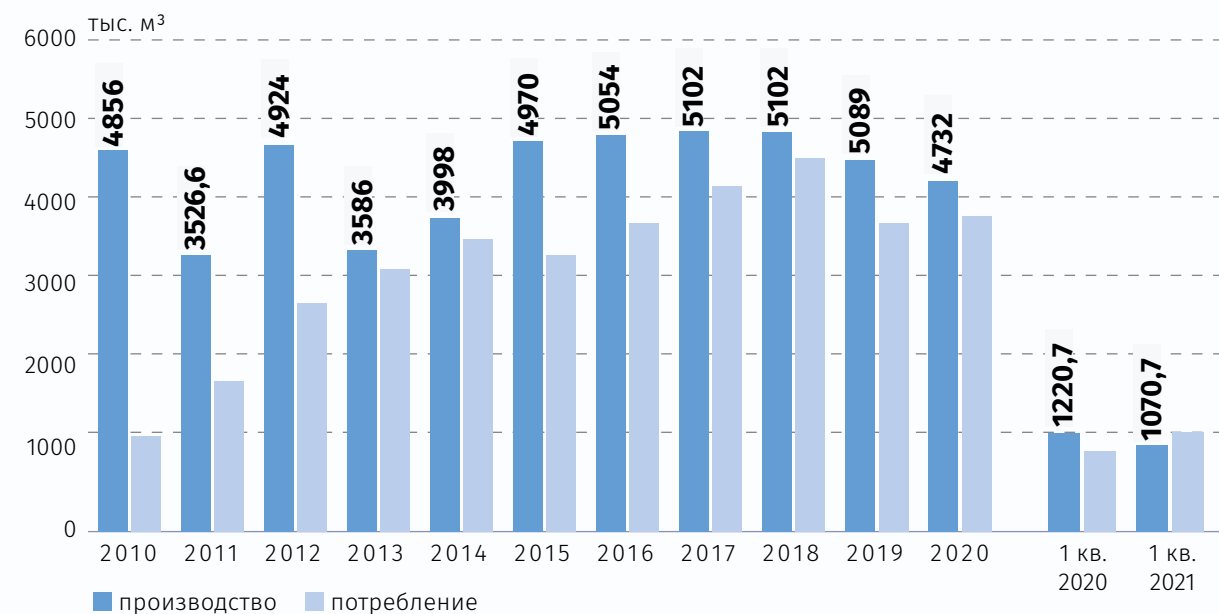
# МЕТАНОЛ 2021

**16-17 сентября 2021 / МОСКВА**

**XVI МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**



### Баланс производства-потребления гелия в России



Источник: анализ АЦ ТЭК по данным ФСГС, ФТС РФ

лия. Здесь расположены основная часть промышленных объектов нефтегазодобывающих компаний, предприятия атомной промышленности, отдельные научные центры. Но эти сектора используют малые объемы гелия, поэтому структура потребления за Уралом такова: наука и промышленность занимают 15%, медицина (жидкий гелий) – 10%, большая часть приходится на рекламу и развлечения – 75%.

Надо отметить, что, став полноценным участником мирового гелиевого рынка в производстве и экспорте, Россия будет отставать от ведущих мировых держав по уровню его потребления: в долгосрочной перспективе в стране не планируется появление высоких технологий, таких как транспорт на магнитном подвесе или газотурбинный модульный гелиевый реактор. А сегмент рекламы и развлечений не может развиваться бесконечно, даже при сдержанном экологическом тренде. При оптимистичном сценарии развития рынка гелия в стране к 2035 году спрос на этот газ не превысит 7,5 млн м³. Поэтому все заплани-

рованные к запуску производства гелия будут иметь экспортную направленность.

#### Экспорт-импорт как регуляторы внутреннего рынка

В условиях профицита мощностей одного производителя и не регулируемого государством экспорта внутренний рынок гелия в России фактически управлялся внешнеторговыми операциями; при этом время от времени возникал искусственный дефицит (например, в 2010 и 2015 годах).

Альтернативой оренбургскому гелию стал импорт. В конце 2010 года для насыщения внутреннего рынка был закуплен первый импортный контейнер с жидким гелием (емкость контейнера составляет 1 млн кубических футов, то есть 28,3 тыс. м³, или 35-36 тыс. литров). Пик поставок пришелся на 2014 год – 21 контейнер. На рост импорта в тот год сильное влияние оказала ситуация с ценами на внутреннем рынке. Цены на импортный жидкий гелий составляли \$5-8 за литр в зависимости от условий по-

ставки и продавца. В то же время российские компании предлагали этот продукт по цене \$15-18 за литр. И только падение курса рубля снизило тогда доходность импортных операций.

Ковыктинское месторождение. Опытно-промышленная мембранная установка по извлечению гелия



В последние годы отечественный рынок становился все более зависимым от импорта и ситуации в мире. Когда на глобальном рынке из-за дефицита не было свободных объемов гелия, поставки импортного продукта сокращались, а цены росли.

В целом к 2020 году импорт вырос в 16 раз по сравнению с 2010 годом. Только за I квартал 2021 года импорт составил уже 10 контейнеров – более 50% от уровня всего 2020 года, а доля импорта в потреблении достигла 22%. До 2020 года в Россию в основном завозился американский и катарский продукт. В прошлом и текущем годах основным поставщиком стала Польша.

До 2011 года на экспорт из России отправлялся гелий не только с гелиевого завода Оренбургского ГПЗ, но и из подземного хранилища ЗАО «Криор» (производителя товарного

жидкого гелия в составе НПО «Гелиймаш», производителя криогенного оборудования), объемы поставок при этом превышали 5 млн м³ (см. «Динамика экспорта-импорта гелия в России»). В условиях ограниченности ресурсов и роста спроса на гелий на внутреннем рынке экспортные поставки в последние годы снижались до уровня 0,8-0,9 млн м³.

Основными потребителями российского гелия были Европа и страны СНГ. В самый крупный регион, потребляющий гелий, Азиатско-Тихоокеанский, российский продукт не поступал. Для российских компаний эта ниша мирового рынка оставалась не освоенной в силу значительных логистических затрат. Однако после запуска Амурского ГПЗ в 2021 году и установки ИНК в 2022 году основной поток производимого в стране гелия пойдет в страны АТР.

**42**  
млрд м³ в год  
составят мощности Амурского ГПЗ по переработке природного газа

#### Ценообразование и цены

В настоящее время на внутреннем рынке реализация и формирование цены на гелий происходят в соответствии с «Торговой политикой в отношении реализации газообразного гелия» ОАО «Газпром газэнергосеть» (ныне

газобаллонное оборудование

техника на газомоторном топливе

газозаправочное оборудование

Организатор  
Международная выставочная Компания  
+7 (495) 252 11 07  
gassuf@tytk.ru

## GasSuf

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

**26 — 28 октября 2021**  
Москва, МВЦ «Крокус Экспо»



Получите бесплатный электронный билет, указав промокод: **gazo21**

www.gassuf.ru



**40**  
**млн м<sup>3</sup>**

**составит объем  
гелиевого  
хранилища  
в Якутии**

ООО «Газпром газонефтепродукт холдинг»). В соответствии с этим документом, с апреля 2016 года основой для формирования цены на следующий месяц становятся результаты электронных торгов, на которых реализуется до 30-35% продукта.

С момента начала работы «Торговой политики» стоимость газообразного гелия постоянно росла и в мае 2021 года составила 1960 тыс. руб./м<sup>3</sup> с НДС за гелий марки Б в 40-литровом баллоне против 465 руб./м<sup>3</sup> с НДС в апреле 2016 года.

Альтернативные поставки импортного гелия не давали повышать цены на жидкий гелий. Кризис возник только в 2018 году, когда из-за дефицита гелия на мировом рынке зарубежные партнеры стали нарушать договоры, поставки стали нерегулярными, а цена на ввозимый жидкий гелий резко возросла. Так, в октябре 2018 года на электронных торгах она доходила до 1600 руб./литр – абсолютный антирекорд. Для сравнения: средняя цена жидкого гелия в мае 2021 года составила 1280 руб./л.

Необходимо отметить, что с 2019 года на российском рынке импортные цены на жидкий гелий стали ниже экспортных. А внутренние – выше мировых. С появлением новых российских производителей «Торговая политика» перестанет действовать, будут работать другие, экономические факторы. В условиях профицита гелия отечественным производителям придется реализовывать продукт на внутреннем рынке по формуле «импорт минус».

Основным поставщиком газообразного гелия на внутренний рынок останется Оренбургский

гелиевый завод, но доступность жидкого гелия, который в случае необходимости можно регазифицировать, позволит покупателям контролировать цены и на газообразный гелий.

### Ресурсы и перспективы

В 2020 году доля РФ на мировом рынке составляла всего 3,2%. При этом в России сконцентрировано более 27% разведанных мировых запасов гелия. Согласно госбалансу на 2014 год, запасы категории А+В+С<sub>1</sub> составляют 12,7 млрд м<sup>3</sup>; запасы категории С<sub>2</sub> – более 9,5 млрд м<sup>3</sup>.

Потенциальными источниками гелия могут быть 176 разведанных месторождений природного газа. Среди них по уровню запасов гелия резко выделяются Ковыктинское месторождение в Иркутской области (запасы гелия категорий А+В+С<sub>1</sub> составляют более 4,43 млрд м<sup>3</sup>) и Чаяндинское месторождение в Якутии (то же – 3,7 млрд м<sup>3</sup>). При этом Чаяндинское месторождение характеризуется наиболее высоким среди российских месторождений содержанием гелия – до 0,65%.

Тем не менее до сегодняшнего дня единственным источником гелия в России являлось Оренбургское НГМК с начальными запасами гелия чуть более 1 млрд м<sup>3</sup>.

50% всех ресурсов гелия в России сосредоточено в Сибирском федеральном округе. Кроме того, значительными запасами этого газа располагает Дальневосточный федеральный округ, прежде всего Республика Саха (Якутия) – 40,6% общероссийского показателя. Таким образом, все перспективные центры производства гелия находятся на востоке страны.

Конкурентоспособность восточносибирского гелия на мировом рынке определяется не только его ресурсами, масштабами перспективной добы-

чи, но и наличием рыночной ниши и логистической составляющей. Доставка российского гелия в страны АТР экономически гораздо более выгодна, чем поставки из Катара или Алжира.

### Новые мощности

Несмотря на значительную ресурсную базу гелия в России, в ближайшее время запускаются только два новых завода по выделению товарного гелия – Амурский ГПЗ и установка «Иркутской нефтяной компании».

Работы по строительству первой очереди Амурского ГПЗ, в том числе первой гелиевой линии, завершились в июне 2021 года. Завод расположен рядом с городом Свободный Амурской области и станет основным предприятием центра глубокой переработки газа на Дальнем Востоке. Базовым принципом, который был изначально заложен в проект, является то, что переработка поступающего по трубопроводу «Сила Сибири» многокомпонентного газа должна осуществляться на территории России. Мощности Амурского ГПЗ по переработке природного газа (шесть линий) составят 42 млрд м<sup>3</sup>, суммарная мощность трех гелиевых блоков – 60 млн м<sup>3</sup> в год.

Завод будет перерабатывать газ с якутского и иркутского центров газодобычи, прежде всего Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, которые суммарно содержат 64% общероссийских запасов гелия (порядка 20% мировых).

Запуск следующих двух гелиевых линий будет синхронизирован с ростом объемов транспортировки природного газа по «Силе Сибири». При этом объемы производства гелия будут определяться мировым спросом. Для первичного извлечения гелия из природного газа был сделан выбор в пользу мембранного выделения на Ковыктинском месторождении

и хранения его в районе добычи: обратная закачка гелиевого концентрата в пласт.

По мощностям производства гелия Амурский ГПЗ станет одним из мировых лидеров. Ключевым объектом логистической инфраструктуры доставки гелия на международный рынок станет гелиевый хаб в районе Владивостока, который будет запущен в эксплуатацию в ближайшее время.

«Иркутская нефтяная компания» (ИНК) в сентябре 2018 года подписала контракт с американской Cryo Technologies на поставку оборудования для очистки и сжижения гелия. Установка будет построена на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении с запасами гелия (А+В+С<sub>1</sub>) 71,4 млн м<sup>3</sup>. Планировалось, что оборудование будет введено в эксплуатацию в 2021 году, однако сейчас планы скорректированы на начало 2022 года. Ожидаемый объем выпуска – 10 млн литров жидкого гелия в год (7,5 млн м<sup>3</sup>). В 2021 году был подписан новый договор с Cryo Technologies на поставку еще одной установки, которая будет расположена на Марковском месторождении (запасы гелия 51,8 млн м<sup>3</sup>). Ее мощность составит 6 млн литров жидкого гелия в год (4,5 млн м<sup>3</sup>), запуск установки запланирован на 2024 год. Исходя из текущих запасов гелия, производство его на этих месторождениях может завершиться уже к 2035 году.

Расположение будущих объектов ИНК позволяет ей быть поставщиком гелия для потребителей как на востоке России, так и в европейской части страны. С запуском мощностей ИНК были связаны надежды отечественных потребителей на увеличение поставок российского гелия на внутренний рынок. Однако, по заявлению представителей компании, реализация гелия отдана на аутсорсинг и все объемы продукта уже закон-

Гелиевый завод Ras Laffan Helium Plant, Катар



ог рау». Для компании, в бизнесе которой гелий – побочный продукт, это разумное решение, но для внутренних потребителей – дополнительное звено в цепочке реализации гелия, что, по мнению участников рынка, не сделает отечественный продукт более доступным.

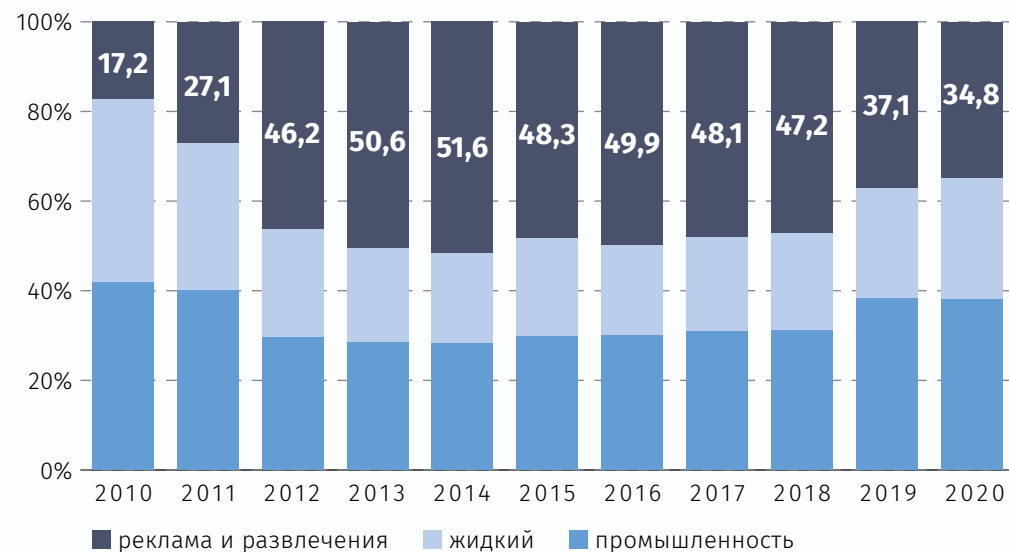
### В потенциале

Итак, с реализацией планов «Газпрома» и ИНК уже через пять лет российские производственные мощности по гелию вырастут до 80 млн м<sup>3</sup>.

Кроме того, изучением возможности извлечения и производства гелия занимаются АО «РНГ», АО «АЛРОСА-Газ», ООО «ГДК Ленск-газ» и ПАО «Роснефть». Перспективы и потенциал развития гелиевой промышленности Республики Саха (Якутия) в конце мая 2021 года обсуждались на «круглом столе» «Комплексный проект по сбору, транспортировке и хранению гелиевого концентрата в Восточной Сибири».

По данным советника постоянного представительства Республики Саха (Якутия) при президенте РФ, эксперта Российского газового общества Александра Климентьева, при текущем уровне переработки природного газа на базе реализуемых на территории республики проектов внутренний рынок в перспективе двух лет мог бы ежегодно получать порядка 350 тыс. м<sup>3</sup> гелия, а в дальнейшем довести объем производства до 8-12 млн м<sup>3</sup>.

### Структура потребления гелия в России



Источник: анализ АЦ ТЭК



## Индустрия гелия непроста



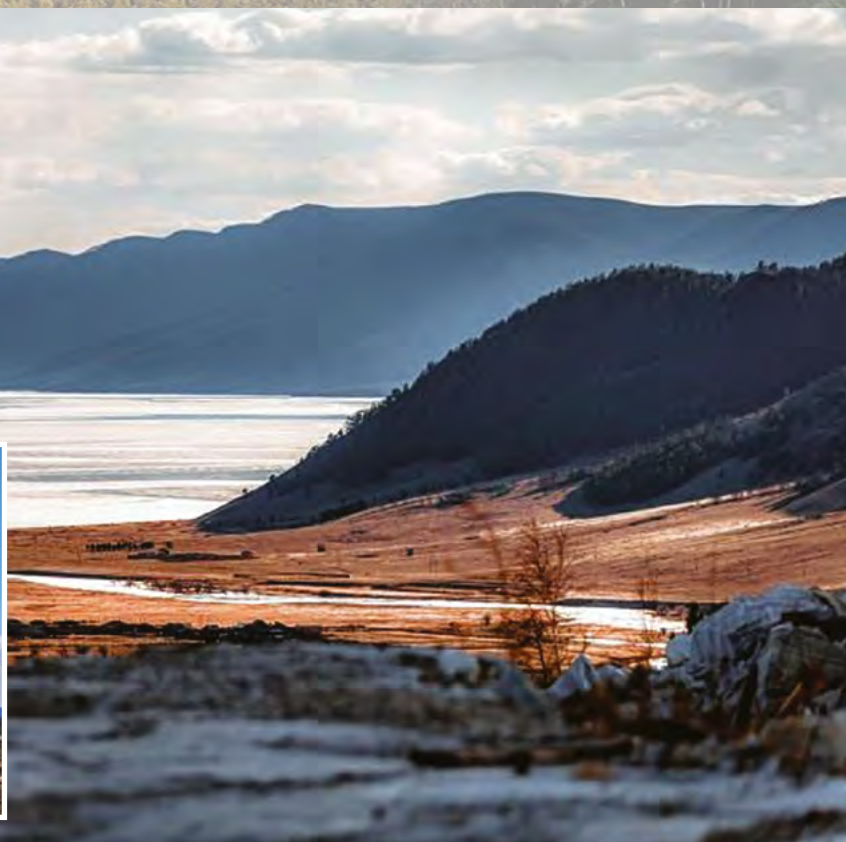
**Артем Сикорский,**  
директор  
департамента  
по управлению  
внешнеэкономической  
деятельностью  
гелиевого бизнеса  
ООО «Иркутская  
нефтяная компания»

– Мы планируем запустить первый гелиевый завод на Ярактинском месторождении уже в 2022 году. Запуск второй установки по производству сжиженного гелия – на Марковском месторождении – планируется к 2025 году, сейчас там проводятся изыскания. Это сложный процесс, сроки проектирования и изготовления составляют несколько лет.

Производство, хранение и транспортировка гелия также обладают определенной спецификой – это низколиквидный, скоропортящийся товар. Кроме того, очень сложно подобрать команду для реализации гелиевого проекта. Специалистов в этой сфере мало – в настоящее время в мире всего 14 гелиевых заводов. Нам пришлось нанимать людей не только из России, но и искать специалистов за рубежом.

Если говорить о логистике гелия, мы не планируем сами заниматься поставками, только производством. «Иркутская нефтяная компания» смогла законтрактовать практически весь будущий объем производства, покупатели будут забирать продукцию прямо с завода. Часть гелия будет экспортироваться в Европу и Азию, но мы не владеем информацией, весь ли это будет объем.

По поводу наших ожиданий от проекта. Индустрия гелия непроста. Ограниченный срок хранения, дорогостоящие резервуары для транспортировки – криогенная цистерна стоит около \$1 млн. Нестабилен и спрос: в условиях пандемии из-за ограничения в сфере развлечений и технологических прорывов потребление этого газа снижается ежегодно. Что нас ждет в будущем – пока прогнозировать рано. Надеемся, что сможем преодолеть все сложности.



В основу будущего опытно-промышленного проекта (ОПП) в Республике Саха предполагается вовлечение Среднеботуобинского и Отраднинского месторождений. И если последним владеет только одна компания – АО «Сахатранснефтегаз», то Среднеботуобинским НГКМ – сразу три: «Роснефть», РНГ и «АЛРОСА». Подобная комбинация позволит разбить проект на два этапа с производством на I этапе 0,3-1,2 млн м<sup>3</sup> гелия в год (при переработке 200-250 млн м<sup>3</sup> природного газа), а на II – довести объем производства до 8-12 млн м<sup>3</sup>.

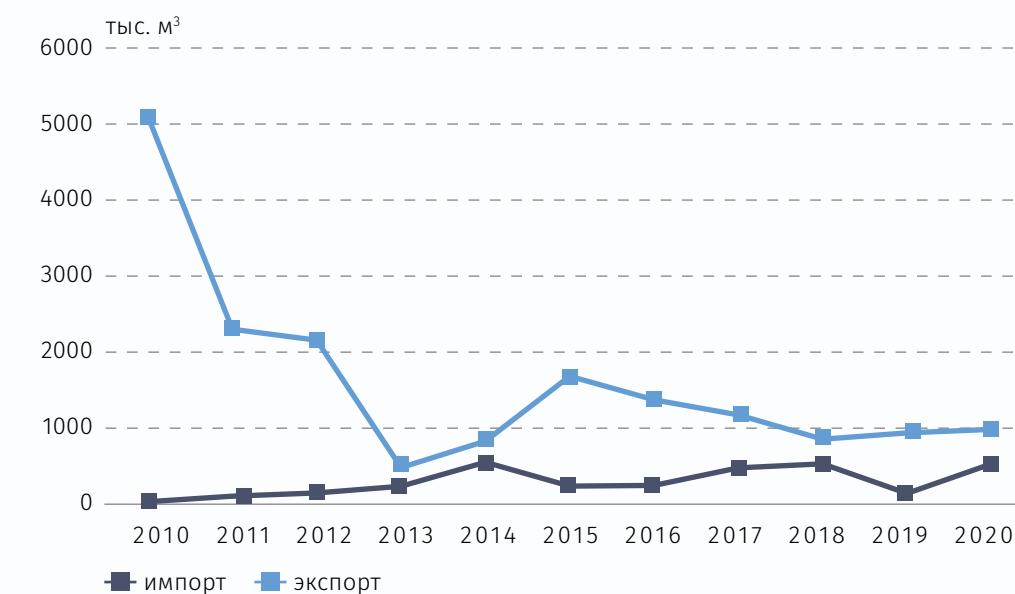
При этом затраты на извлечение гелия уже заложены в существующие бизнес-модели компаний. Особое внимание в рамках ОПП в целях обеспечения его конкурентоспособности будет уделяться вопросам транспортировки гелия на целевые рынки ввиду территориальной удаленности Западной Якутии и отсутствия круглогодичного сообщения.

«Потенциал Якутии как территории, обладающей основной ресурсной базой гелия страны, при согласовании планов с ключевыми игроками рынка позволит говорить о появлении в России новой технологичной отрасли. Она будет полностью отвечать ресурсному и промышленному потенциалу страны. Такие цели как раз перед нами ставит президент РФ. Сейчас на мировом рынке открывается «окно возможностей» из-за снижения запасов гелия в США. Поэтому важно начать разработку необходимой нормативной и регуляторной базы, это будет хороший пример интеграции государства и бизнеса», – считает вице-президент Российского газового общества Роман Самсонов.

### Долгосрочное хранение

Многие разрабатываемые сейчас месторождения природного газа содержат гелий, но он не извлекается. Ежегодные потери гелия в Рос-

### Динамика экспорта-импорта гелия в России



Источник: анализ АЦ ТЭК по данным ФТС РФ

сии при эксплуатации месторождений составляют порядка 15 млн м<sup>3</sup>.

Александр Климентьев считает: «России стоит сосредоточить свое внимание на нормативном регулировании и восстановить практику включения обязательств по извлечению гелия в лицензионные соглашения. Ранее такая практика уже существовала при лицензировании участков добычи нефти и газа Восточной газовой программы и запуске нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Между тем обязательность извлечения гелия из добываемого природного газа приведет к дисбалансу спроса и предложения, так как рынок сбыта товарного гелия пока ограничен, а предложение на мировом рынке будет расти опережающими темпами. Остается единственный путь – отправлять гелиевый концентрат на хранение или, как «Газпром», закачивать обратно в пласт.

Проекты организации подземных хранилищ выделенного гелия не столь дорогие, поэтому возможность использовать эти запасы в зависимости от конъюнктуры рынка выглядит це-

лесообразной. С учетом высокой товарной значимости гелия на мировом рынке, незаменности его во многих инновационных отраслях, а также ограниченности и невозможности ресурсов в мировом масштабе выгоды от создания гелиевых хранилищ очевидны.

С целью развития гелиевой промышленности Восточной Сибири и обеспечения рационального недропользования Якутия в срок до 2030 года разрабатывает проект по сооружению гелиевого хранилища на своей территории вместимостью до 40 млн м<sup>3</sup>.

Для снижения нагрузки на экономику страны программу хранения гелия можно реализовать по двум направлениям: во-первых, для обеспечения долгосрочных потребностей существующих и будущих гелиепотребляющих производств за счет финансирования из госбюджета необходимо создать стратегический государственный резерв гелия. Во-вторых, за счет инвестиций частных компаний, заинтересованных в будущей экспортной реализации гелия, создавать коммерческие резервы.

[Вернуться к содержанию](#)





# ОБ ОХРАННЫХ ЗОНАХ

**Рабочая группа РГО разработала меры по сохранению охранных зон и пересмотру минимальных расстояний до трубопроводов**

**П**о поручению Министерства энергетики (приказ ведомства от 15 июня 2021 г.) Российское газовое общество организовало и провело работу по подготовке нормативно-правовых положений об охранных зонах газопроводов распределительных сетей, трубопроводов и зонах минимальных расстояний до трубопроводов.

Для выполнения поручения РГО создало рабочую группу с участием экспертов и представителей власти, нефтегазовых, трубопроводных и правовых компаний: «Газпрома», «ЛУКОЙЛа», «Сургутнефтегаза», «СургутНИПИнефти», «Газпром

инвеста», «НОВАТЭКа», «Транснефти», «Мособгаза», «Мосгаза», «Газпром межрегионгаза», «Газпром газораспределение Липецк», «Газпром газораспределение Кострома», «Газпром трансгаз Югорск», «ФБК Право» и др.

Работу группы возглавил исполнительный директор РГО Николай Исаков, секретарь рабочей группы – заместитель начальника отдела технической политики и модернизации департамента оперативного управления в ТЭК Минэнерго РФ Эмиль Харисов.

На площадке РГО в течение лета проводились со-

вещания с целью выработки консолидированной позиции компаний нефтегазовой отрасли и органов исполнительной власти. Результатом работы стал совместно подготовленный пакет проектов нормативно-правовых актов, который в августе был направлен в Минэнерго.

## Главное – безопасность!

Охранные зоны магистральных трубопроводов и трубопроводов газораспределительных сетей призваны обеспечивать их безопасную эксплуатацию и препятствовать несанкционированным вторжениям, которые могут привести к повреждению трубопроводов, причинению вреда окружающей среде, имуществу, жизни и здоровью людей.

В июне 2021 года Росреестр подготовил и представил правительству законопроект, предлагающий исключить охранные зоны магистральных газопроводов из перечня зон с особыми условиями использования территорий (ЗООИТ). Участники рабочей группы, рассмотрев его, пришли к выводу, что принятие этого законопроекта нивелирует и обеспечивает уже достигнутые результаты долговременной работы по обеспечению безопасного использования трубопроводного транспорта и бесперебойной поставке энергоресурсов.

Потенциальный вред от принятия подобных поправок трудно переоценить, а долгосрочные последствия могут оказаться необратимыми – такое резюме было выработано на совещании рабочей группы, прошедшем 29 июля с участием президента РГО Павла Завального.

Однозначная позиция всех членов рабочей группы – охранные зоны трубопрово-

**Однозначная позиция всех членов рабочей группы – охранные зоны трубопроводов необходимо сохранить!**

дов необходимо сохранить! При этом зоны минимальных расстояний могут и должны быть пересмотрены, считают эксперты.

## Хаос привести в порядок

Проблема зон минимальных расстояний до опасных производственных объектов, находящихся в городах и мешающих их развитию, остро стоит в разных регионах России. Множество объектов нефтяной и газовой инфраструктуры было построено по всей стране в советское время по действовавшим в те времена СНИПам. Зачастую они создавались раньше, чем объекты городской инфраструктуры, и сегодня вошли в противоречие с планами развития территорий.

Одна из основных причин сложившейся ситуации – отсутствие до настоящего времени кадастрового учета охранных зон и зон минимальных расстояний. Что, в свою очередь, привело к появлению в этих зонах жилья, дач, социальных объектов и т. д. Таким образом, сегодня возникают конфликты интересов и правовые коллизии, так как согласно действующему законодательству в этих зонах запрещено постоянное нахождение людей по соображениям безопасности.





На одном из совещаний рабочей группы президент РГО, председатель комитета ГД РФ по энергетике Павел Завальный напомнил, что ранее Госдума приняла закон о зонах с особыми условиями пользования. «Я предложил и настоял на внесении в него поправки, которая позволяет при проведении капитального ремонта и обеспечении соответствующих условий по безопасности сокращать зоны минимальных расстояний до опасных объектов. Сегодня в РГО идет работа по нормативно-правовому обеспечению действия этого закона. Нужно найти оптимальный баланс, применить риск-ориентированный подход, чтобы можно было более гибко подходить к обеспечению безопасности каждого конкретного трубопровода и населенного пункта. Нужно заложить механизм, который за счет разного рода инженерных, технических и организационных мероприятий по повышению безопасности и надежности трубопроводов, декларации обоснования безопасности позволил бы уменьшать зоны минимальных расстояний вплоть до границ охранных зон. Главное условие – чтобы была обеспечена безопасность людей».

### Для магистралей и ГРС

В августе рабочая группа направила в Минэнерго РФ разработанные по его поручению проекты нормативных правовых актов. Одновременно комплекты материалов были

направлены для согласования компаниям ТЭК, деятельность которых непосредственно связана с данным направлением. После сбора и анализа поступивших предложений и комментариев на площадке Российского газового общества должна быть сформулирована консолидированная позиция.

Среди подготовленных документов – проекты нормативных правовых актов в сфере регулирования градостроительной деятельности и земельных отношений объектов ТЭК.

При этом, учитывая инфраструктуру населенных пунктов и объектов газификации, ряд участников рабочей группы высказались за то, что необходимо дифференцированно подойти к трубопроводам газораспределительных сетей (низкого давления), которые функционируют в иных инженерно-технических условиях по сравнению, например, с магистральными или промышленными трубопроводами.

Таким образом, были разработаны и представлены в Минэнерго и компаниям:

- проект «Положения об охранных зонах трубопроводов (газопроводов, конденсатопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов)» и проект постановления правительства РФ об утверждении данного «Положения»;
- проект «Положения об охранных зонах газопроводов сетей газораспределения» с соответствующим проектом постановления правительства о его утверждении и о признании утратившими силу постановления правительства РФ от 20 ноября 2000 г. № 878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей» и отдельных положений некоторых актов.

### Вне перечня ЗОУИТ

Кроме того, рабочая группа РГО разработала ряд мер

на случай исключения зон минимальных расстояний до магистральных и промышленных трубопроводов из перечня ЗОУИТ (в отношении газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов). В частности, необходимо предусмотреть следующее:

- внести изменения в п. 25 ст. 105 ЗК РФ и соответствующие положения Федерального закона от 03.08.2018 № 342-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс РФ и отдельные законодательные акты РФ», исключающие зону минимальных расстояний до магистральных или промышленных трубопроводов в отношении газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;

- сохранить режим применения минимальных расстояний на уровне технического регламента, строительных норм и правил;

- законодательно закрепить возможность внесения в Единый государственный реестр недвижимости (ЕГРН) минимальных расстояний в целях обеспечения прозрачности и открытости сведений о минимальных расстояниях;

- принять Порядок размещения объектов капитального строительства, не входящих в состав магистрального трубопровода, в границах минимальных расстояний с учетом риск-ориентированного подхода с использованием действующих в настоящее время механизмов, предусмотренных ГрК РФ, а также законодательством о техническом регулировании, включая требования национальных стандартов и сводов правил.

Рабочая группа также предлагает рассмотреть возможность внесения изменений в закон № 342-ФЗ и другие законодательные акты в части продления действия существующего регулирования до 2025 года. ■



## НОВЫЕ ЧЛЕНЫ РГО

планируют активно участвовать в законотворческой, проектной и экспертной деятельности

**Н**аблюдательный совет Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» в августе 2021 года в формате ВКС провел заседание, на котором рассмотрел и принял семь новых членов РГО.

**ООО «Криогаз-Челябинск»** занимается оптовой торговлей твердым, жидким, газообразным топливом и подобными продуктами. Миссия ООО «Криогаз-Челябинск» – содействие достижению Российской Федерацией лидирующих позиций в мире по производству сжиженного природного газа, газомоторного топлива. Цель вступления в РГО – участие в конференциях, съездах и собраниях Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество».

**АО НПК «Промышленные технологии»** специализируется на серийном производстве динамических подшипников скольжения всех типов и любой сложности на основе инновационного антифрикционного покрытия: готовых изделий, запасных частей, а также их ремонте и модернизации. Миссия компании – предоставить потребителю высококачественную продукцию на уровне мировых лидеров Waukesha Bearings и Mitchell Bearing (ROLLS-ROYCE) и обеспечить технологическую независимость (импортозамещение) за счет собственных разработок и использования международного опыта. Цель вступления в РГО – активное участие в обсуждении, разработке и принятии законодательных и иных нормативных правовых актов ТЭК РФ.

**АО «Газпром газораспределение Вологда»** является крупнейшим топливно-энергетическим предприятием Вологодской области, которое организует бесперебойную поставку природного газа населению и юридическим лицам Вологды, Череповца и 15 районам Вологодской области. Цель вступления в РГО – активное участие в обсуждении, разработке и принятии законодательных и иных нормативных правовых актов, содействующих техническому и экономическому прогрессу в газовой промышленности.

**АО «Газпром газораспределение Ленинградская область»** – ведущая организация региона, осуществляющая транспортировку природного газа потребителям, обеспечивающая безопасную и бесперебойную эксплуатацию систем газоснабжения и реализующая крупномасштабные планы газификации региона. Цель вступления в РГО – участие в разработке и содействии в принятии нормативно-методической документации, участие в семинарах, конференциях и иных мероприятиях по вопросам деятельности организации.

**ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород»** – газораспределительная организация, входящая в группу компаний «Газпром газораспределение», находящуюся под управлением ООО «Газпром

межрегионгаз». Основные направления деятельности: транспортировка газа по трубопроводам; планирование, контроль и учет транспортировки газа по сетям газораспределения; техническое обслуживание и ремонт сетей газораспределения и газопотребления; разработка проектной документации на строительство и реконструкцию газовых сетей; строительство объектов газоснабжения населенных пунктов, организаций, выполнение функций генподрядчика; врезка и пуск газа, пусконаладочные работы ПРГ, автоматика котельных; оперативно-диспетчерское управление сетями газораспределения; обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, установка приборов учета газа; профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации специалистов и рабочих. Цель вступления в РГО – организация на постоянной основе работы по подготовке, рассмотрению и утверждению нормативно-правовых актов, способствующих эффективной работе ООО «Газпром межрегионгаз» в регионах.

**ООО «Газпром межрегионгаз Краснодар»** Основные виды деятельности организации – торговля газообразным топливом, подаваемым по распределительным сетям. Целью вступления в РГО является представление и защита общих интересов компании для достижения общественно полезных целей, согласно Уставу Российского газового общества.

**Московская коллегия адвокатов «ГРАД»** более 14 лет успешно сопровождает своих клиентов от стадии стартапа до многомиллионного предприятия. Высокая квалификация адвокатов подтверждена как годами практики, так и научной и преподавательской деятельностью. Цель вступления в РГО – участие в разработке нормативно-правовых документов для регулирования деятельности ТЭК.

Все новые члены были приняты единогласным решением Наблюдательного совета. Президент РГО Павел Завальный поздравил компании со вступлением и пожелал эффективной работы на площадке Российского газового общества. ■

[Вернуться к содержанию](#)



**УНИКАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ  
ТРЕХТОМНИК**

**ИСТОРИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
РОССИИ**







# ТОВАРНЫЕ БИРЖИ:

## трансформация предназначений

### От торговли наличным товаром к механизмам выявления индикативной цены

Современные товарно-сырьевые биржи и принципы, лежащие в основе торговли сырьевыми товарами, имеют многовековую историю. Собственно, как биржа торговые взаимоотношения оформились в XV-XVI веках в Европе, далее развивались в США, странах АТР и Ближнего Востока. Богатая история есть и у российских бирж, заложил ее Петр Великий, зачинатель многих славных дел. Предлагаем читателю историко-аналитический очерк биржевой торговли, с уклоном на торговлю товаром, ее эволюции к современным форматам.



**Павел Катюха**  
к.э.н., доцент кафедры нефтегазотрейдинга и логистики факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина



**Илья Альков**  
заместитель начальника управления общественных связей Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Биржи (СПбМТСБ)

Еще в Древней Греции и Риме в торговой практике начался процесс организации торговли – с фиксирования времени и места торговли, центрального рыночного заведения, с общих товарообменных операций и валютных систем, а также заключения контрактов на поставку товаров в договорные сроки.

В период расцвета Римской империи торговые центры под названием *fora vendalia* (рынки распродажи) являлись местом реализации товаров, которые римляне привозили из отдаленных уголков империи. Несмотря на закат этих цивилизаций, основополагающие принципы формирования центральной рыночной структуры сохранились.

#### Jahrmarkt, Beurze, Bursa

В эпоху раннего средневековья – после падения Римской империи и в пору так называемого «Великого переселения народов» – широко разветвленная коммерческая торговля была нарушена, продукты и товары покупали и продавали на обособленных местных рынках.

В Средние века стали возникать ярмарки – и небольшие, и достаточно крупные. Этимология слова «ярмарка» (*Jahrmarkt* в переводе с немецкого – «ежегодный рынок») свидетельствует о регулярности и организованности такой формы торговли. К XII столетию средневековые ярмарки Англии и Франции были уже весьма крупными и многообразными, комплексными. Наиболее распространенными

“

**В Римской империи прообразом бирж были специально организованные рынки распродажи товаров – *fora vendalia***

на них были сделки с расчетом наличными на месте и немедленной поставкой товара.

Однако уже в это время начали практиковать заключение контрактов на более позднюю поставку товаров в оговоренные сроки со стандартами качества, устанавливаемыми по образцам. Сделки с наличным товаром проводились как с немедленной оплатой, так и с отсрочкой платежа. При расчетах использовались и векселя (известны в Италии с IX века).

Открытие Америки в XV веке, вызвавшее бурное развитие торговли, и раз-





Старая биржевая площадь в Брюгге

витие капитализма в Европе привели к появлению постоянных, а не периодических мест торговли – возникли специализированные торговые центры, которые в Европе получили название «биржи». Первые биржи располагались в гостиницах, чайных и закусочных, а затем стали перемещаться на постоянное место, в специальные здания. Считается, что само слово «биржа» происходит от фамилии владельца крупной маклерской конторы Ван дер Бурса, жившего в XV веке в бельгийском Брюгге (историки также отмечают, что кошелек или сумка на латыни – *Bursa*, а герб Ван дер Бурсов включал три кожаных мешка). Дельцы собирались на небольшой площадке возле гостиниц, принадлежавших Ван дер Бурсам. Они вели пе-

реговоры и заключали оптовые торговые сделки, а в качестве расчетных документов использовали долговые расписки.

Первая официальная биржа открылась в Антверпене. Вначале это была обычная рыночная площадь, где купцы заключали договоры о покупке различных товаров. При этом покупатели приобретали нужную продукцию по образцу: они забирали не всю партию, а определенную часть. В 1531 году открылось специализированное здание Антверпенской биржи. Здесь велась торговля товарами и государственными облигациями. Именно Антверпенская биржа была преимущественно товарной, тогда как ряд других (Лионская, Лондонская королевская и др.) преимущественно вексельными.

### Спекуляция по правилам

Бурному росту биржи способствовали политические и экономические события, они обусловили спектр товаров, торгуемых на бирже. Так, из испанских и португальских владений в Америке и Африке начали поступать огромные объемы драгоценных металлов, что повлекло за собой дисбаланс цен: стоимость серебра и золота в Европе резко снизилась. Чрезвычайно выгодным стало за пределами Европы, главным образом в Азии, покупать за золотую и серебряную монету все, что продается, и сбывать товар на Антверпенской бирже.

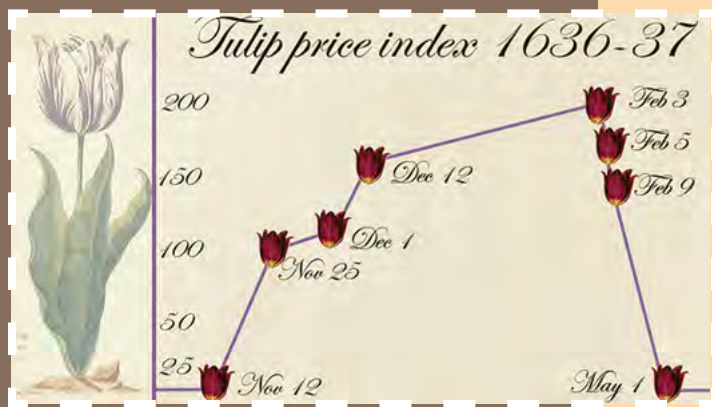
Кроме того, чтобы продолжать торговую экспансию и снаряжать новые экспедиции, требовались материалы и промышленные товары: для постройки кораблей испанцы и португальцы в огромных количествах скупали смолу и лес. А для американских экспедиций требовались промышленные изделия из Голландии, Англии и Германии – холсты, сукно, скобяной товар.

Одним из главных товаров на бирже был перец, основным поставщиком которого являлась Индия, а монополистом по торговле им – король Португалии. Торговля пряностями приносила 100-200 процентов прибыли.

Процветание Антверпенской биржи закончилось в 80-х годах XVI века из-за последствий нидерландской революции: город был разрушен. Но международная биржевая торговля не прекратилась – ее история продолжилась в Амстердаме. Помимо перечисленных выше в ассортименте товаров Амстердамской биржи значительную долю составляли тюльпаны. Цветы стали объектом биржевой игры, к ним применялись все приемы спекуляции.

В 1630-х годах, когда экономика Нидерландов рухнула, мировую известность приобрела Лондонская фондовая биржа (LSE), которая действует до сих пор.

На всех этих площадках участниками торгов были английские, фламандские, испанские, итальянские и французские купцы. На биржах (впрочем, как и на наиболее организованных ярмарках) действовали специально разработанные правила. Например, согласно английским кодексам, купец, нарушивший правила торговли или не исполнивший своих обязательств, нес наказание, мог быть исключен из торгового сообщества, разбирательства шли в особых судах.



Тюльпаны как биржевой товар

### Расширение ассортимента и срочный рынок

Считается, что организованная биржевая торговля фьючерсными контрактами впервые появилась во второй половине XIX века, хотя прообразы срочных контрактов существовали и ранее. В 1848 году Чикагская торговая палата начала свою деятельность как зерновая биржа СВТ. Богатые инвесторы увидели возможность построить здесь огромные хранилища, где они могли бы держать свое зерно для поставок в течение целого года.

В 1865 году на Чикагской торговой бирже были запущены первые фьючерсные контракты сельскохозяйственной продукцией. Фермеры часто сталкивались с перепроизводством, с невозможностью реализовать товар на рынке и были вынуждены соглашаться на продажу сельхозпродукции по низким ценам, к которым их склоняли перекупщики-посредники (фактически трейдеры). Эти проблемы помогла решить биржа.

Изначально здесь шла торговля реальным наличным товаром с немедленной поставкой в кратчайший срок, то есть в современном понимании совершала спотовые сделки. В процессе развития биржевой торговли товары стали выставляться с предложениями на поставку в определенный период в будущем.

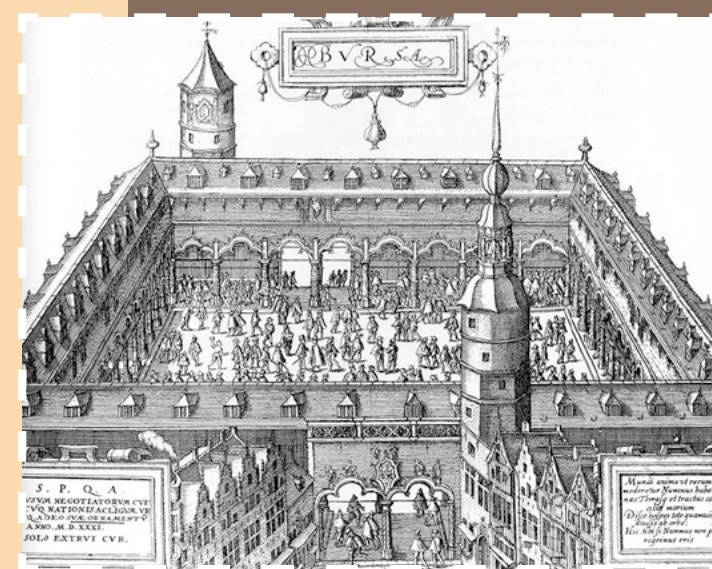
Не только фермер мог продать будущий урожай по фиксированной цене, но и переработчик зерна мог заключить контракт на покупку зерна в будущем также по фиксированной цене, что существенно снижало его риски повышения цены закупаемого зерна.

Со временем ассортимент торгуемых продуктов расширился, включив металлы (медь, свинец, цинк), туши свиней, крупный рогатый скот, древесину, соки цитрусовых. Эти контракты высоко ликвидны на Чикагской бирже до сих пор.

### «Черное золото» – биржевое

С ростом торгового оборота нефти и производимых нефтепродуктов в развитых странах начинается история торгов «черным золотом» на бирже, которая также ведет начало с конца XIX века. На североамериканских промыслах справочные цены на нефть вывешивались на столбах у месторождений. Затем ценообразование переместилось на биржи, например в Пенсильванию, где продавцы и покупатели писали цены мелом на доске. В 1935 году журнал «Time» так описывал работу торговой площадки: «Нефтяные биржи были увлекательными рынками в течение последней четверти XIX века. Городская биржа нефти Пенсильвании пережила один суматошный день в 1884 году, когда было продано 29 млн баррелей».

С начала XX века трансформация биржевого товарного рынка происходила следующим образом: от долгосрочных контрактов к спотовым сделкам с наличным товаром, далее к срочным (фьючерсным) сделкам. То есть главный вектор рынка смещался от сделок в основном с реальной нефтью к сделкам преимущественно с «бумажным» товаром или сырьем (зерновыми, скотом, металлами, нефтью). Со временем товарная биржа стала полноценной частью мирового финансового рынка.



Биржа в Антверпене



Лионская биржа



Биржа Амстердама





Биржа Петербурга

в России еще не знали, что такое биржа, купцы торговали по старинке – на ярмарках. Петр принес идею организованной торговли из Европы: «Биржа есть, дабы всероссийское купечество, яко рассыпанную храмину паки собиравать». Самое первое деревянное здание биржи располагалось на Троицкой площади, рядом с нынешним Троицким мостом. Известное каменное здание Биржи появилось уже при Александре I.

Участникам торгов полагались привилегии, например «биржевая неприкосновенность» – их нельзя было взять под стражу во время работы биржи. Но были и обязанности. Российских купцов надо «приневоливать ходить на биржу», считал Петр. Имена прогульщиков публиковали в специальных списках.

Начинание Петра I оказалось успешным. Со временем развитие товарных бирж в России приобрело огромные масштабы. В начале XX века было открыто уже более сотни бирж по всей стране. Биржевая торговля находилась под контролем и опекой государства и оказалась очень востребованной. Сформировалась биржевая культура со своими традициями и регламентами, разделением труда и отчетностью, манерами общения и знаками отличия. В 1703-1861 годах в России работало 6 бирж, в 1861-1899 – 24 биржи, в 1900-1913 годах – 100 бирж.

Вот как описывал обычаи Петербургской биржи конца XVIII века известный издатель Павел Свиньин: «Ежедневно собирается в залу русское и иностранное купечество со всего Петербурга. Людей множество. Пробы товаров передаются от одного другому. Их нюхают, пробуют на зуб, трут в руках, рассматривают на свет – и идут в другую комнату заключать условие».

До начала XX века биржи в России были только товарными, как и большинство зарубежных бирж. Они торговали зерном, пенькой, салом, льном, воском, холстом и импортными товарами – металлом и хлопком. Позже в регионах России появляются биржи с еще более узкой товарной специализацией: скотопромышленные, винные, фруктово-чайные, яично-масляные биржи, а также торгующие каменным углем и железом.

Биржи продолжали работать даже после революции, при НЭПе, последние были закрыты в 1930-х годах. Возрождение биржевой торговли произошло уже в 1990-е годы, когда началось стихийное появление большого количества бирж.

### Конец XIX века: ключевой поворот

Вернемся к международной торговле с акцентом на энергоресурсы. На рынке нефти в середине 1980-х годов прошлого века произошли ключевые изменения, когда центр формирования цены сместился от рынка физического сырья (wet barrels) к рынку нефти бумажной (paper barrels). Если до 1985-1986 годов цена на нефть определялась картельным способом (сначала странами-членами Международного нефтяного картеля, а затем странами-членами ОПЕК), то с середины 1980-х центры ценообразования переместились на ведущие мировые биржевые площадки (Лондонскую и Нью-Йоркскую). Спрос и предложение на нефть здесь опреде-

лялись уже не картельными соглашениями, а биржевыми игроками – спекулянтами и хеджерами, а ценообразование в определенной степени оказалось оторвано от рынка реальной нефти, так как в большей степени попало под влияние финансовых структур. На долю операций с фактической поставкой нефти и нефтепродуктов сегодня приходится всего 1-2% общего числа совершаемых на указанных международных биржах сделок.

В настоящее время товарная биржа является одним из основных элементов инфраструктуры товарного рынка и осуществляет торговлю по стандартам и образцам сырьевых товаров, цена на которые подвержена частым и слабо предсказуемым колебаниям. Хотя в названии современных международных фьючерсных бирж сохраняется традиционный термин «товарные» (например, Нью-Йоркская товарная биржа, NYMEX), главная цель биржевых операций заключается не в физической поставке товара, а в страховании цен и получении спекулятивной прибыли за счет разницы в ценах на входе и выходе из сделки.

На бирже происходит перераспределение рисков между хеджерами и спекулянтами, потому что стороны, заключающие сделки на биржевых площадках, покупают и продают не реальный товар (баррели нефти и нефтепродуктов или природный газ), а в основном виртуальный товар, который никогда не будет поставлен. Для спекулянтов основная задача – заработать деньги на волатильности сырьевого рынка, а для хеджеров ровно наоборот – застраховаться от риска потери этой прибыли. Результатом этого противоборства является выявление объективной цены, являю-

щейся индикативной для всех участников рынка. Для мировой экономики биржевая торговля стала одним из ключевых индикаторов.

Современные технологии и формирование единого информационного пространства мирового нефтяного рынка без географических ограничений позволили расширить временные объемы фьючерсных торгов (24/7 – то есть круглосуточно и ежедневно). Стоит также отметить, что если на начальных этапах биржевой торговли фьючерсные котировки выставлялись на период от 3 до 6 месяцев, то сегодня горизонты торговли на срочном рынке нефти и нефтепродуктов расширились по отдельным товарным позициям до 10 лет.

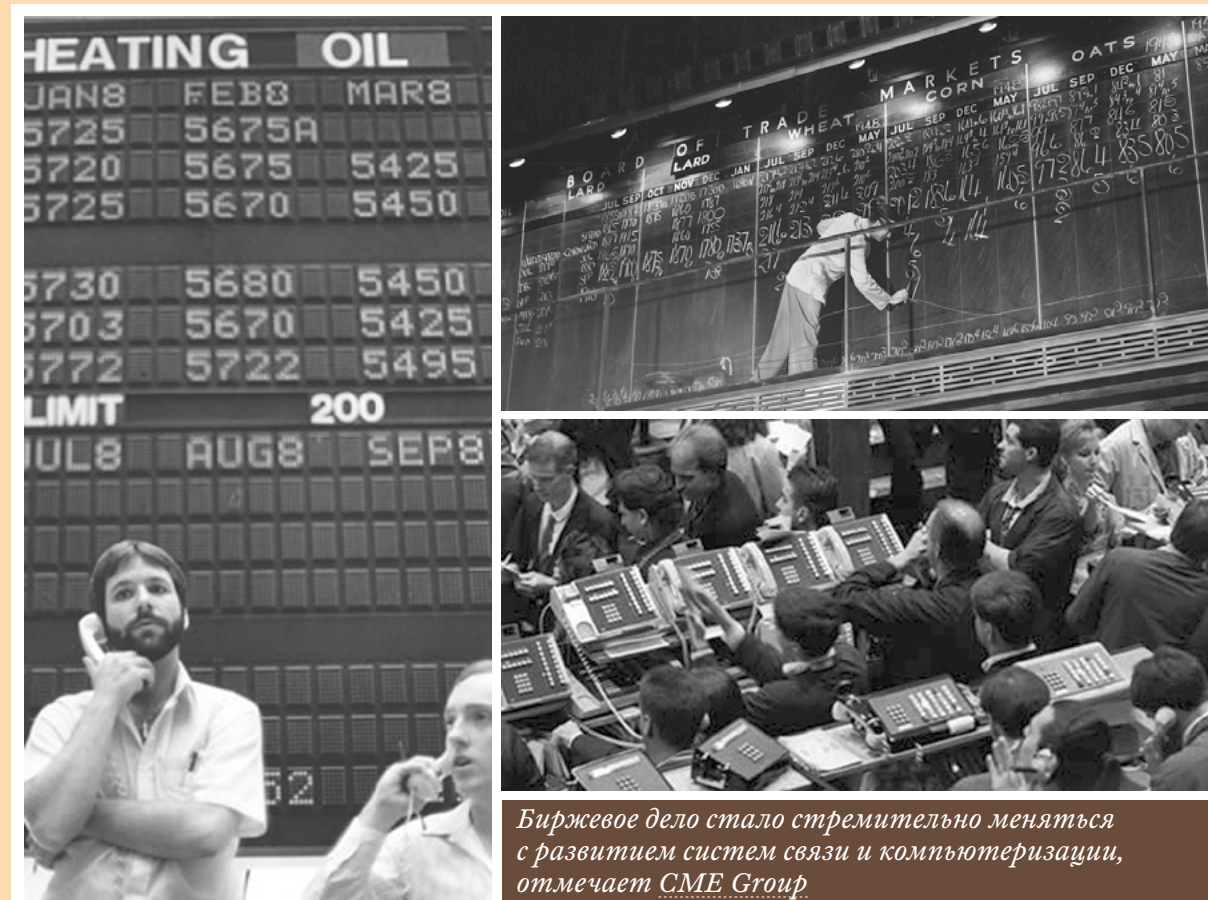
### Два гиганта и долгий статус-кво

В результате трансформации мирового товарного рынка к концу 1980-х годов сформировалась мировая система биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами, обслуживаемая в основном двумя биржевыми центрами: NYMEX (Нью-Йоркская товарная биржа), ICE Futures Europe (Лондонская межконтинентальная биржа).

“  
Первая российская биржа – ровесница Петербурга. В XVIII веке Петр Первый принуждал купечество торговать на биржах. В начале XX века в России действовало 100 бирж

### Петра творенье

В России первая биржа стала ровесницей Санкт-Петербурга – своим указом после закладки города в 1703 году Петр Первый выделил место для ее строительства. Это было решение, рассчитанное на дальнюю перспективу. К началу XVIII века



Биржевое дело стало стремительно меняться с развитием систем связи и компьютеризации, отмечает CME Group





«Черное золото» рынка

Нью-Йоркская товарная биржа NYMEX (New York Mercantile Exchange) была создана в 1872 году с целью организации товарного рынка Нью-Йорка и стандартизации условий контрактов. В настоящее время является крупнейшим и наиболее ликвидным мировым центром торговли энергоресурсами и металлами в мире. Она впервые разработала и предложила систему товарных фьючерсных и опционных контрактов для обеспечения прозрачности ценообразования и хеджирования рисков. Средний ежедневный объем сделок по нефти на NYMEX сегодня составля-



Нью-Йоркская товарно-сырьевая биржа, главный мировой рынок по торговле нефтяными фьючерсами

“  
С конца XX века главной целью биржевых операций в мире становится не физическая поставка товара, а страхование цен и получение спекулятивной прибыли

ет около 1,2 млн контрактов (по 1000 баррелей в каждом), что эквивалентно 1,2 млрд баррелей.

На бирже наибольшей популярностью пользуются фьючерсные контракты на нефть, бензин, печное топливо, мазут, природный газ, пропан и другие. Контракт WTI (Light sweet) является наиболее ликвидным контрактом на нефть в мире.

Структура биржи включает два подразделения: NYMEX, на котором торгуются все энергоресурсы, а также платина и палладий, и COMEX (commodity exchange), где ведется торговля остальными металлами (золотом, серебром, медью, алюминием).

В 2008 году NYMEX вошла в структуру CME Group, объединившись таким образом с группой, выросшей на базе Чикагской товарной биржи.

Лондонская межконтинентальная биржа ICE Futures Europe является второй по величине энергетической биржей в мире. Она была создана в 1980 году и первоначально называлась Международной нефтяной биржей (International Petroleum Exchange, IPE). В 2001 году IPE была куплена американской группой Intercontinental Exchange Ltd. (ICE). Биржа объединяет крупные товарные и клиринговые центры, оперирующие как биржевыми, так и внебиржевыми (over-the-counter, OTC) контрактами.

Лондонская площадка является частью мирового срочного рынка, где торгуются фьючерсные контракты на все виды базисных активов: энергоносители, валюты, драгоценные металлы, сельскохозяйственные товары, финансовые инструменты. Фактически на всех торговых площадках, входящих в биржевой холдинг ICE, сконцентрировано порядка 50% мировых объемов торгов фьючерсными контрактами на нефть и нефтепродукты, такие как печное топливо, топливо для реактивных двигателей, природный газ и электроэнергия.

На ее рынках определяются индикаторы для ряда инструментов; наиболее известным является фьючерсный контракт на североморскую нефть корзины Brent, по своему значению в мире не уступающий WTI на NYMEX.

Отметим что за время, прошедшее с запуска срочного контракта на Brent, сама нефтяная корзина, давшая название контракту, претерпела несколько существенных изменений. Сегодня она состоит из 5 марок нефти – Brent, Forties, Oseberg, Ekofisk и Troll – и называется, соответственно, BFOET.

Базовыми фьючерсными контрактами, торгуемыми на ICE, являются также контракты на дизтопливо, нефть и бензин. Кроме того, здесь заключаются опционные контракты на продукцию ТЭК.

### Новые точки роста – Ближний Восток и Азия

Делаются попытки и создать новые центры образования цен на нефть. В первую очередь возникли условия для стремления повлиять на сложившуюся систему со стороны ближневосточных и азиатских игроков рынка.

В 2007 году в свободной экономической зоне ОАЭ была открыта Дубайская товарная биржа (DME). Сначала это было совместное предприятие Dubai Holding, Oman Investment Fund и Чикагской товарной биржи. В 2008 году совладельцами Дубайской товарной биржи стали киты финансового мира – JPMorgan Chase, Goldman Sachs, Morgan Stanley, а также Shell, Concord Energy и Vitol. Биржа в основном специализируется на энергетических ресурсах и активно взаимодействует с Чикагской товарной биржей. Одним из наиболее ликвидных фьючерсных контрактов, торгуемых на DME, является контракт на оманскую нефть (Oman Crude Oil Futures Contract, OQD). Цена, формируемая в результате торгов этим фьючерсом, является ориентиром цен на нефть для стран ближневосточного региона и АТР.

“  
Для спекулянтов основная задача – заработать деньги на волатильности сырьевого рынка, для хеджеров – застраховаться от риска потери этой прибыли. в результате этого противоборства и выявляется объективная цена товара

Знаковое событие произошло в 2021 году – в марте биржевая группа ICE Group создала нефтяную биржу в Абу-Даби, столице ОАЭ и эмирата Абу-Даби. Новая биржа получила название ICE Futures Abu Dhabi (IFAD). Основным партнером ICE Group в этом предприятии стала ADNOC, государственная нефтяная компания эмирата Абу-Даби. Кроме того, в число учредителей вошло 9 крупных нефтяных компаний и нефтрейдеров. На бирже был дан старт торгам IFAD Murban, поставочным фьючерсным контрактом на нефть марки Murban – главного экспортного сорта Абу-Даби и ОАЭ. Одновременно начались торги 18-ю расчетными производными финансовыми инструментами.

Китай, ведущий рынок потребления нефтяного сырья в мире, также предпринимает серьезные шаги в области влияния на ценообразование. Проявлением этих амбиций



Деловой район Пудун, где расположено здание Шанхайской нефтяной биржи SHPGX

стал запуск в марте 2016 года на шанхайской бирже INE поставочного фьючерсного контракта на нефть, импортируемую на рынок КНР. Контракт номинирован в юанях и создан на базе корзины, состоящей из одного китайского (Shengli) и ряда иностранных сортов.

В ноябре 2016 года начала работу Шанхайская нефтегазовая биржа SHPGX, учрежденная в марте 2015 года в шанхайской зоне свободной торговли. Биржа имеет 10 акционеров, в том числе CNPC, Sinoproc и CNOOC. В настоящее время на SHPGX осуществляются сделки с природным газом, СПГ, рядом нефтепродуктов. В 2018 году на Шанхайской нефтегазовой бирже были заключены сделки по купле-продаже природного газа объемом 60,46 млрд м<sup>3</sup> – рекордный для биржи объем, составляющий около 22% от общего годового объема потребления природного газа в Китае.

Говоря о международной системе биржевой торговли товарами, стоит отметить, что в различной форме такая торговля ведется на ряде региональных бирж. В Азии это японские Dojima Commodity Exchange

“  
Таким образом, современная товарная биржа, будучи рыночным механизмом, выполняет стабилизирующие функции в экономике







*Биржевая торговля природным газом стала активнее развиваться с появлением СПГ*

(ODE) в Осаке, Токийская товарная биржа (TOCOM), китайские Dalian Commodity Exchange и Zhengzhou Commodity Exchange, в Индии – Национальная товарно-деривативная биржа (NCDEX) и Multi Commodity Exchange. На африканском континенте назovem Южно-Африканскую фьючерсную биржу Safex, в Южной Америке – аргентинские Mercado a Termino de Buenos Aires (MATBA) и ROFEX.

К универсальным мировым биржам, которые торгуют не только сырьевыми товарами, но и акциями, облигациями, валютными парами, опционами и другими инструментами, относятся: HKE в Гонконге, TWSE (Taiwan Stock Exchange, Тайвань), KLSE (Kuala Lumpur Futures Exchange, Куала-Лумпур, Малайзия), SGX (Singapore Exchange, Сингапур), ASX (Australian Securities Exchange, Сидней, Австралия), BIST (Borsa Istanbul, Стамбул, Турция).

### Природный газ – биржи и хабы

В отличие от формировавшегося в течение длительного периода времени глобального рынка нефти, мировой рынок газа имеет гораздо более скромную историю развития, что объясняется в первую очередь физическими свойствами этого товара и особенностями транспортировки и сбыта.

Международная торговля газом пока не имеет такого глобального характера, как нефтяной рынок. Она включает уже сформировавшиеся региональные маршруты, которые изолированы друг от друга, поскольку ограничены доминирующей на газовом рынке трубопроводной системой транспортировки газа. Вместе

с тем появление рынка сжиженного природного газа (СПГ), не привязанного к газопроводам, дало начало формированию международного рынка этого товара и оказало влияние на газовый рынок в целом.

Если в США и Великобритании уже сформированы устойчивые спотовые и срочные рынки с активно действующими газовыми хабами и биржами, то в континентальной Европе создание полноценного биржевого (срочного) рынка находится еще в стадии становления и развития.

Развитие рынка в данном направлении вынудило доминирующих участников рынка – действующих монополистов – уступить часть своей доли, а действующим газоснабжающим компаниям – пересмотреть свои долгосрочные контракты.

В США на бирже NYMEX торгуются контракты на трубопроводный природный газ с поставкой на крупнейшем североамериканском хабе Henry Hub, этот контракт является маркерным для Северной и Южной Америки. Цена на газ, продаваемый на любом другом пункте США и Канады, устанавливается на основе цен данного контракта с учетом разницы в местоположении. Крупные конечные потребители и распределительные компании и другие игроки могут купить необходимые объемы газа, заплатив транспортной компании за прокачку от хаба до места потребления.

На бирже ICE торгуются газовые контракты с поставкой на NBP (National balancing point) – это ключевой контракт для Великобритании. Контракт для NBP был создан в 1990-х годах, с него началась трансформация газового рынка Великобритании, который сегментирован от рынка континентальной Европы. На этом газовом рынке используются долгосрочные контракты (их доля составляет 30%) между собственными производителями и потребителями, в 60% которых практикуется нефтяная индексация.

Торговля на хабах в Европе включает контракт, торгуемый также на ICE, с поставкой на хаб TTF (Нидерланды), являющийся маркером для поставок в Северо-Западную Европу. В 2000-х годах стали появляться и другие площадки. Наиболее важное значение среди них занимает газовый контракт на бирже EGN (Австрия), также стоит отметить бельгийский хаб Zeebrugge, итальянский PSV, французские региональные виртуальные площадки PEG (Point d'échange de gaz), немецкие Gaspool и NCG (последние два планируют слияние в октябре 2021 года). В целом сегмент торговли на биржах и хабах охватывает лишь малую часть торговли газом в Европе. Его можно рассматривать не в качестве основы формирования газового рынка, а лишь как некий балансирующий элемент, площадку, где покупатели могут купить незаконтрактованные объемы, а продавцы – продать перезаказанные.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе в основном применяется модель конкурентного ценообразования на газ («газ-газ»). Цены формируются на основе баланса спроса и предложения газа в более чем 30 пунктах спотовой торговли. Важную роль по сравнению с трубопроводным газом здесь играет СПГ, внебиржевые индикаторы которого имеют большое значение. Так, для Восточной Азии основой для ценообразования на СПГ является индекс JKM (Japan Korea Marker), рассчитываемый агентством Platts.

### В России сегодня

От международной панорамы нефтяной и газовой организованный торговли вновь вернемся к отечественной картине. Как мы отмечали, с начала 1990-х годов в период либерализации экономики в России началось активное создание нескольких сотен бирж, которые быстро открывались, но столь же быстро и закрывались. Одной из самых известных была РТСБ. Вместе с тем постепенно оптовые компании, торгующие на биржах, наладили прямые связи, обмен информацией, одновременно они стремились уйти от налоговой прозрачности, уплаты биржевых сборов и взносов. Поэтому во второй половине 1990-х число бирж сократилось наполовину, на смену однодневкам периода дикого капитализма пришли крупные и серьезные игроки в качестве полноценных бирж.

В тот же период превалировать стали фондовые биржи. Между тем функционировал и ряд товарных бирж, таких как Российская биржа, Московская товарная биржа, Московская биржа цветных металлов, Московская нефтяная биржа, где уже развивались срочные контракты, создавалась более совершенная инфраструктура.

В начале 2000-х оборот товарных бирж и их значение в российской экономике, скорее, сокращались. Только во второй половине «нулевых» годов созрели условия для создания на товарном рынке мощной биржевой площадки с ликвидным объемом торгов, способной реализовать государственную задачу по формированию национальных ценовых индикаторов.

Сегодня в России торговлю товарами осуществляют Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа (СПбМТСБ) (углеводороды, лес, минудобрения, зерновые, уголь энергетический), «Санкт-Петербург» (нефтепродукты, лес, продукция АПК), Национальная товарная биржа, дочерняя компания Московской биржи (зерновые).

При этом СПбМТСБ, созданная по инициативе президента и правительства РФ в мае 2008 года, является основной площадкой по торгам товарами, в том числе углеводоро-

дами. Здесь реализуется каждая четвертая тонна нефтепродуктов и СУГ на внутреннем рынке (99% всего биржевого рынка топлива). На бирже также реализована система регистрации внебиржевых сделок с нефтепродуктами, газом, углем, зерном. Сформирована система биржевых индексов, которые рассчитываются в режиме онлайн на основе реальных договоров. Эта система позволяет сравнивать биржевую, внебиржевую и приведенную (netback) цену.

С 2010 года на СПбМТСБ развивается срочный рынок – сегодня торгуются расчетные и поставочные фьючерсы на основные нефтепродукты и СУГ на внутреннем рынке.

В 2014 году начались торги природным газом. Планируется также запустить фьючерсы на данный товар.

В рамках работы по преодолению зависимости цены российской нефти от внешних ценовых эталонов СПбМТСБ реализует ряд проектов, в числе которых срочный контракт на дизельное топливо с поставкой на экспорт из Приморска (Ленинградская область) (с 2019 года). В сентябре 2020 года начались онлайн-аукционы по продаже нефти и нефтепродуктов на экспорт, отгрузка также осуществляется из Приморска.

Кроме того, на СПбМТСБ развивается рынок таких товаров, как продукция лесопромышленного комплекса, минеральные удобрения, зерновые, рыбопромышленная продукция, энергетический уголь, в планах расширение товарной линейки.

Биржевая торговля в России развивается в направлении дальнейшего охвата биржевыми технологиями товарного рынка, повышения объемов и долей торгов товарами (целевые показатели – не менее 10% от производства), вовлечения в торги всех производителей товара, формирования цепочек торги-клиринг-логистика, развития рынка производных финансовых инструментов.

Если говорить о современной роли бирж в мировой экономике нового времени (определение индикативной цены), то можно сказать, что в России механизм образования справедливой рыночной цены стремятся выстраивать за счет обеспечения торгов преимущественно с поставками реального товара. По организационным целям и государственным задачам это роднит развитие СПбМТСБ с новыми биржевыми проектами в Китае и на Ближнем Востоке. ■



Технический центр СПбМТСБ



[Вернуться к содержанию](#)

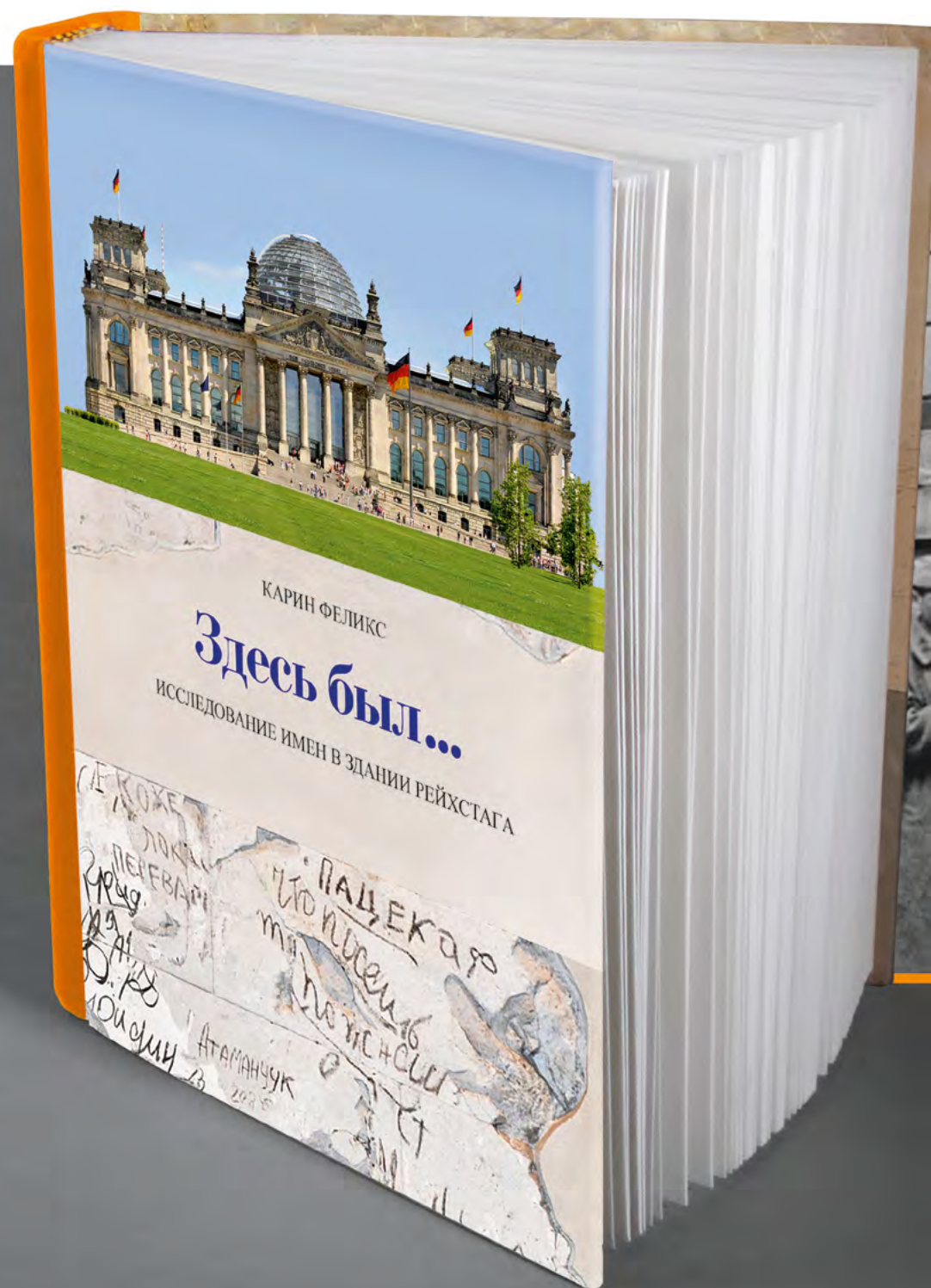






Права на русское издание имеет  
Союз организаций нефтегазовой отрасли  
«Российское газовое общество»

**75 ПОБЕДА!**  
1945–2020



Первое издание в России уникальной книги  
о судьбе солдат, дошедших до Рейхстага

# «Здесь был...»

Авторский проект **Карин Феликс**

В книге «Здесь был...» впервые представлены все сохранившиеся на стенах Рейхстага надписи – более семисот имен солдат Красной Армии. На протяжении многих лет фрау Феликс помогала людям находить надписи, оставленные их родственниками или ими самими, а также записывала их истории, которые и собраны в этой книге.

Мы убеждены, что издание книги Карин Феликс в России имеет огромное значение для нас – потомков героев Великой войны.

По вопросам приобретения обращайтесь в Российское газовое общество

+7 (495) 660 55 80 ✉ [rgo@gazo.ru](mailto:rgo@gazo.ru)



# 5–8 ОКТЯБРЯ 2021



## Х юбилейный ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ  
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ

ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
СПОНСОР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)  
GF@EXPOFORUM.RU

**GAS-FORUM.RU 18+**



Российское газовое общество (РГО) традиционно выступает соорганизатором деловой программы ПМГФ. Приглашаем принять участие в мероприятиях Российского газового общества в рамках деловой программы юбилейного X Петербургского международного газового форума.

**1** 5 октября 2021, 12:00

Круглый стол «Реализация «дорожной карты» социально ориентированной газификации. Проблемы, пути решения»

**2** 7 октября 2021, 15:00

Круглый стол «Развитие внутреннего рынка газа. Предпосылки и основные условия перехода к рыночному ценообразованию» (Совместно с СПбМТСБ)

**3** 5 октября 2021, 15:00

Научная конференция «Инновации и экология. Декарбонизация как драйвер технологического развития газовой отрасли и ТЭК»

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)  
GF@EXPOFORUM.RU

**GAS-FORUM.RU 18+**







# 19-й Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2021

Российское Газовое Общество

Москва, декабрь

Мероприятие, проводимое Российским газовым обществом, — это признанная площадка для открытой и профессиональной дискуссии о наиболее актуальных проблемах развития российской газовой индустрии. В форуме традиционно участвуют профессионалы и эксперты газовой отрасли, руководители профильных органов государственной власти России, крупнейших российских нефтегазовых компаний, отраслевых общественных организаций и экспертных институтов.