



ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

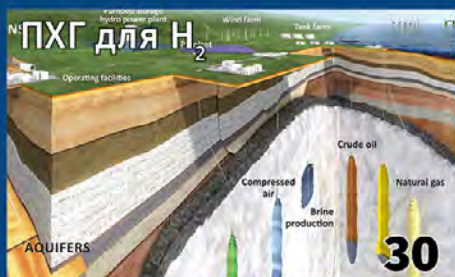
ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»



№ 3
•
2023



- 2 Актуальный ориентир для экспортных газопроводов – НА СПГ
- 10 ПОПУТНО: ГАЗ и МАЙНИНГ. О монетизации энергетических излишков нефтегазовых промыслов
- 22 Мощности ГТС. СВОБОДНО? Из практики торговли газом



По Африке



В Березово



www.gazo.ru



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

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

«МИРТЕК-КАСКАД» ООО
«МИРТЕК – Системы учета газа» ООО
«Мосгаз» АО
«Мособлгаз» АО
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» ООО
«Национальная газомоторная ассоциация» Ассоциации организаций в области газомоторного топлива
«НД» ООО
«Нефтегазстрой» ООО
«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» ООО
«Нефтяная компания «Роснефть» ПАО
«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО
«ОМВ Раша Апстрим ГмбХ» (Австрия) Представительство
«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО
«Премиум Энерджи» ООО
«РАО Энергетические системы Востока» АО
«РариТЭКХолдинг» ООО
«РНГ Газ» ООО
«РОСГЕО» АО
«Российское энергетическое агентство» ФГБУ
«РОТЕК» АО
«Русройсгаз» ООО
«Рэд Энерджи» ООО
«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО
«Саратовгаз» АО
«Сервис-Экология» ООО НПО
«Современные Защитные Технологии» ООО
«СОВЭД» АНО
«СОХО» ООО
«Средневожская газовая компания» ООО
«ССПЭБ» ООО
«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО
«СтройНафтаСервис-М» ТОО
«Сургутнефтегаз» ПАО
«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО
«Т Плюс» ПАО
«Трансгаз» ООО
«ТРИО-СЕРВИС» ООО
«УК «Битривер» ООО
«ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ» Представительство
«Химмаш-Аппарат» ООО
«Центрэнергохолдинг» ПАО
«Чайна Петролеум Ижиниринг энд Констракшн Корпорейшн» Амурский филиал
«Эгида» ООО
«Электронная торговая площадка ГПБ» ООО
«Электро-Тепловые Технологии» ООО НПК
«Юнипер Глобал Коммодитиз СЕ» Представительство

СТРАТЕГИЯ



Из ЕСГ – на СПГ

О новом направлении монетизации арктических запасов газа России **2**

Попутный майнинг на попутном газе,

или Кумулятивные эффекты локальных партнерств в нефтегазодобыче **10**

Попутный газ в Югре:

компетенции и заботы **21**

РЫНКИ

Раскрытие информации о свободных мощностях в ГТС:

вопрос информационной открытости и перспективы практического использования **22**

Ценовые индексы

природного газа и сжиженных углеводородных газов СПБМТСБ **28**

ВОДОРОД

Соляные каверны для H₂

О возможностях и выгодах обустройства в России подземных хранилищ водорода в соляных пластах **30**

ЗАРУБЕЖЬЕ

Старые добрые тренды...

Рост инвестиций в традиционный upstream и другие тенденции мировой энергетики **40**

Эмитенты CO₂

ищут варианты масштабных перевозок и хранения **53**

По Африке

Меняющаяся карта газодобычи, производства СПГ и экспорта африканского континента **55**

НА ПЛОЩАДКЕ РГО

В фокусе – безопасность и эффективность

РГО подготовило ряд поправок к действующему законодательству и продолжает работу над нормативно-правовой базой **62**

Нефтегазовая академия молодых кадров

Как сформировать надпрофессиональные гибкие навыки и научить мыслить системно, понимая свой вклад в общую задачу **66**

ИСТОРИЯ

Ветеранам Березово

Российское газовое общество пригласило первооткрывателей газовых запасов Западной Сибири на юбилей в ХМАО **72**

К 70-летию Березовского газового фонтана

Нефть и газ Нижнего Приобья в планах геологоразведочных работ 1930-х – 1950-х годов **78**

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

Главный редактор:
Наталья Петрова

Редакция: journal@gazo.ru

Журнал распространяется
по редакционной подписке
и адресной рассылке.

Оформление подписки,
публикации рекламы
и оформление платных
материалов:

тел.: +7 (495) 660-3996

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

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

Первичная регистрация
29 августа 2003 года.

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

При цитировании ссылка
на журнал «Газовый бизнес»
обязательна.

Дизайн, верстка:

Ольга Чакмак

Корректор:

Кябутар Махмудбекова

Подписано в печать:

18.10.2023

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

© Союз организаций
нефтегазовой отрасли
«Российское газовое общество»



Из ЕСГ – на СПГ

О новом направлении монетизации арктических запасов газа России

Высвобождение колоссальных объемов оказавшегося невостребованным российского газа, в основном добываемого в ЯНАО. Развитая сеть ЕСГ с преобладающим акцентом на европейскую часть страны и с мощными магистралями на запад. Плюс профицитная местная энергосистема северо-западного региона России. Это три основных слагаемых нового уравнения, которое может помочь решить тяжелую проблему газовой отрасли в современных геополитических условиях.



Михаил Григорьев,
директор ООО «Гекон»,
вед. науч. сотр. ИМЭМО РАН,
член Научного совета РАН по изучению
Арктики и Антарктики,
Научного совета РАН по проблемам
геологии и разработки месторождений
нефти, газа и угля

Исходное положение

Для анализа новых возможных направлений поставок российского газа и монетизации его запасов в Арктике обратимся к «энциклопедическим» фактам – что мы имеем на сегодняшний день, какова сейчас инфраструктурная система трубопроводного экспорта газа, сформированная и функционировавшая в течение нескольких недавних десятилетий.
Российская газотранспортная система стала обеспечивать поставки на европейский рынок после запуска экспортного

газопровода «Братство» в 1967 году в Чехословакию [1]. По мере развития системы магистральных газопроводов поставки начались в Австрию, Западную и Восточную Германию, Болгарию, Италию, Францию [2]. Так, на начало 2020-х годов XXI века сложилась полноценная и разветвленная система магистральных газопроводов, обеспечивающая экспорт российского газа на прежде основной для ПАО «Газпром» европейский рынок (рис. 1) [3].

Восточное направление, как известно, стало развиваться совсем недавно. В 2019 году был введен в эксплуатацию изолированный от Единой системы газоснабжения магистральный газопровод «Сила Сибири», использующий ресурсную базу Ковытинского и Чаяндинского месторождений Восточной Сибири, проектной мощностью 38 млрд м³. В 2021 году он обеспечил поставку на экспорт в Китай 10,4 млрд м³ [4]; в 2022 году объем поставок вырос до 15,5 млрд м³ [5]. Выход на проектную мощность ожидается к 2025 году.

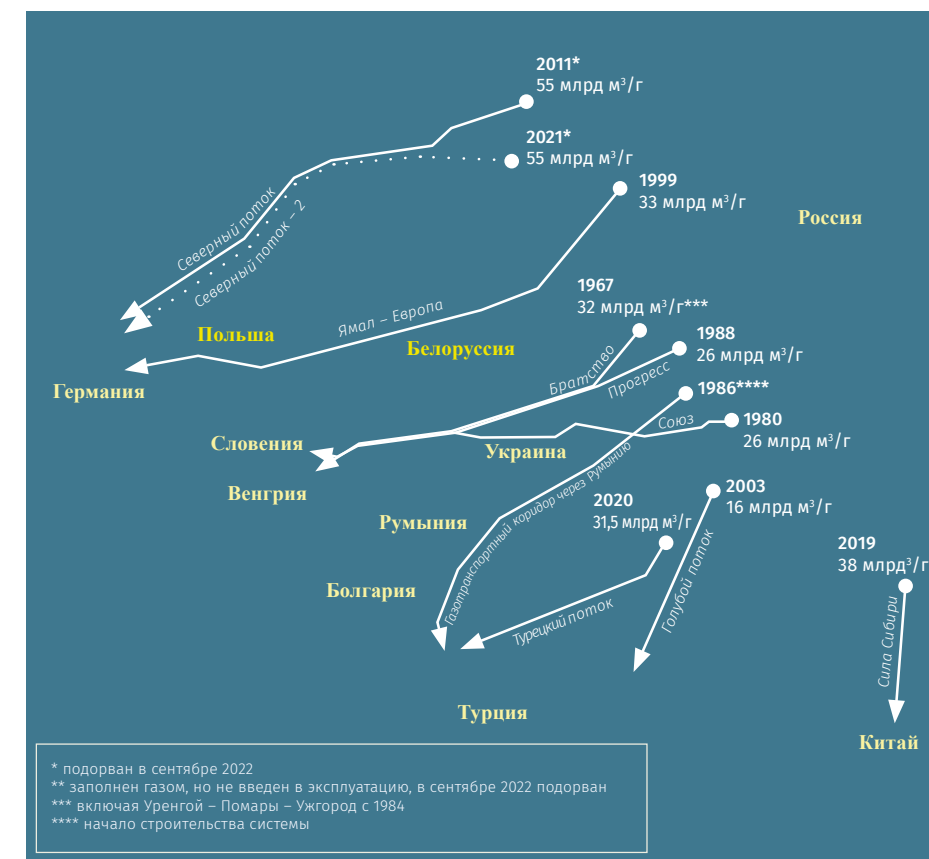
В первой половине 2021 года западно-ориентированная система, состоящая из 4 газопроводов, по данным Bruegel Gas Tracker [6], обеспечивала поставки в Европу в объеме 3 млрд м³ в неделю (рис. 2).

Последовательное прекращение поставок по газопроводам «Ямал» (май 2022 года) и «Северный поток» (сентябрь 2022 года) сократило объем экспорта «на запад» до 0,5 млрд м³ в неделю. В настоящее время российский газ в Европу поставляется по двум направлениям приблизительно в равных объемах: транзит через Украину (через газоизмерительную станцию «Суджа») и «Турецкий поток».

Снижение добычи беспрецедентно...

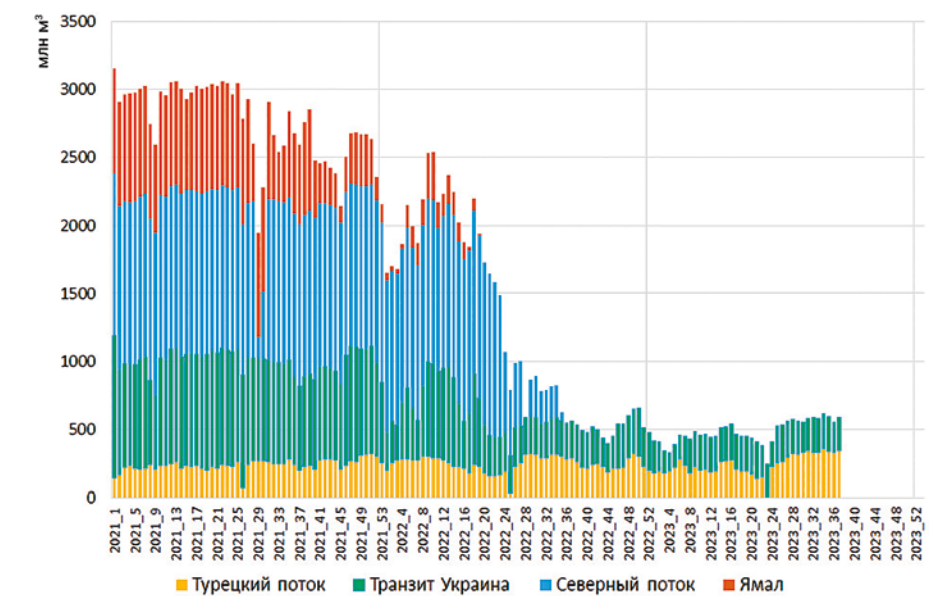
Резкое снижение экспорта газа произошло во второй половине 2022 года, но оно быстро вызвало резкое снижение добычи газа предприятиями «Газпрома» в основном газодобывающем регионе России – Ямало-Ненецком АО, доля которого в общей добыче в прошлом году составляла 86% (рис. 3). По данным Роснедр, действующие в ЯНАО «Газпром добыча Ямбург», «Газпром добыча Надым» и «Газпром добыча Уренгой» суммарно снизили извлечение газа на 107 млрд м³ по сравнению с уровнем 2021 года (здесь следует учитывать особенность государственного баланса запасов в ведомстве

Рисунок 1. Схема основных коридоров зарубежной транспортировки российского газа до 2022 года



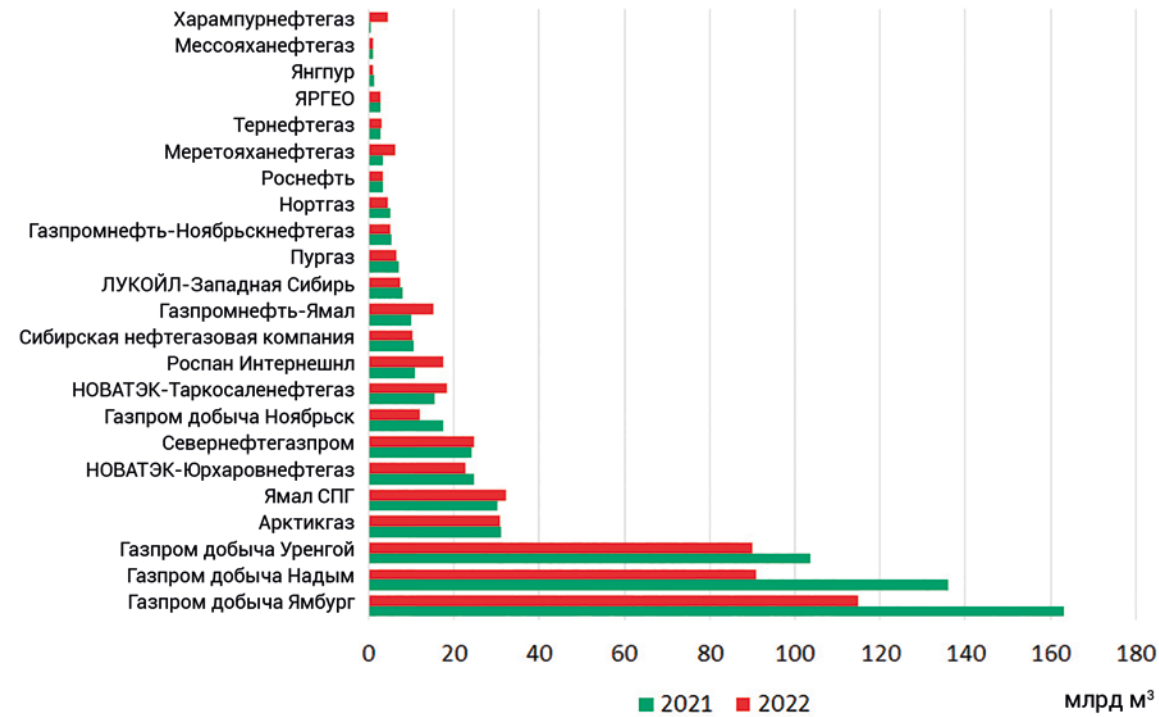
Источник: графика «Газового бизнеса» по данным ООО «Газпром экспорт» и др.

Рисунок 2. Недельная динамика трубопроводного экспорта газа в Европу в 2021-2023 годах



Источник: «Гекон» по данным Bruegel Gas Tracker

Рисунок 3. Динамика добычи свободного газа и газа газовых шапок недропользователями в Ямало-Ненецком АО

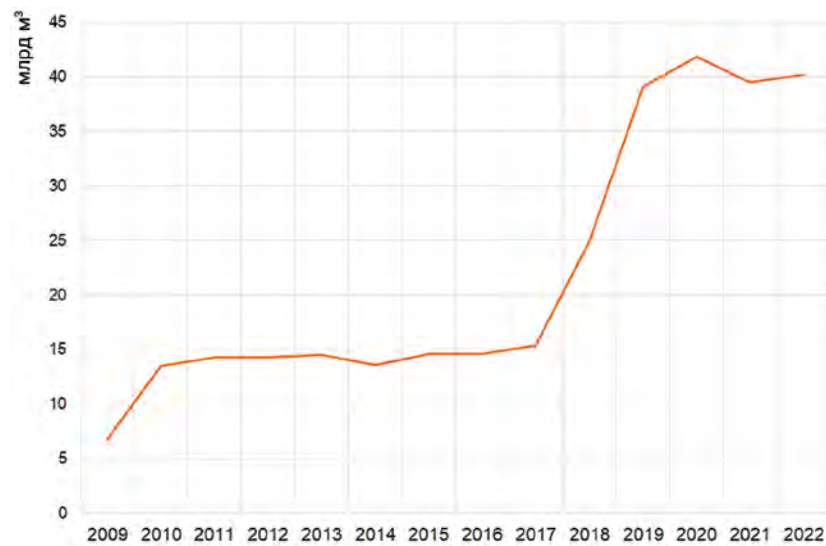


Источник: «Гекон» по данным Роснедр

Роснедр: акваториальные продолжения сухопутных месторождений, в том числе в Обской губе и, в силу неизвестных причин, даже Тазовской губе, относящейся к внутренним водным путям, учитываются не по ЯНАО, а по шельфу Карского моря). Добыча остальных газодобывающих предприятий ЯНАО изменилась незначительно или даже выросла.

Очевидно, что по итогам 2023 года добыча ориентированных на экспортные поставки предприятий «Газпрома» в ЯНАО снизится в еще более значительной степени. К сожалению, распоряжением правительства РФ от 26.04.2023 № 1074-р с марта 2023 по апрель 2024 года приостановлено предоставление сведений о месячной добыче газа, что исключает возможность проведения мониторинга добычи предприятий.

Рисунок 4. Динамика экспорта российского СПГ



Источник: «Гекон» по данным «2023 / 72nd edition Energy Institute (EI) Statistical Review of World Energy»

... но поставки СПГ стабильны

В отличие от экспорта трубопроводного газа экспорт российского СПГ в последние годы остается стабильным (рис. 4) [7]. Основные его объемы приходятся на арктический проект «Ямал СПГ» ПАО «НОВАТЭК», начавший производство в конце 2017 года.

И также в отличие от падающего экспорта трубопроводного газа экспорт российского СПГ в Евросоюз в 2022 году вырос [8]. «Ямал СПГ» поставил 14,65 млн тонн – рост по сравнению с 2021 годом на 13,5%, что связывается с более высокими спотовыми ценами в Европе по сравнению с Азией, куда поставки снизились на 7%.

Все те же СПГ-проекты

«Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации», утвержденная распоряжением правительства РФ от 16.03.2021 № 640-р, предполагает, что к 2035 году будут работать 9 производств СПГ (рис. 5; сроки ввода девятого проекта – «Арктик СПГ 3» – в программе не определены, дан комментарий: «ведется процесс изучения ресурсной базы будущего проекта»). Все проекты объединены в группы по степени вероятности их реализации: 1 – действующие, 2 – строящиеся, 3 – вероятные, 4 – возможные, 5 – потенциальные.

По данным Программы, к 2035 году мощность арктических производств СПГ может составить 157-173 млн тонн, при этом наибольший рост связан с отдаленными во времени проектами, реализуемыми после 2030 года и имеющими самую низкую, по мнению Минэнерго России, вероятность реализации.

Рассматриваемые в Программе 9 проектов географически распределены неравномерно: два – на шельфе Баренцева и Карского морей, остальные – на побере-

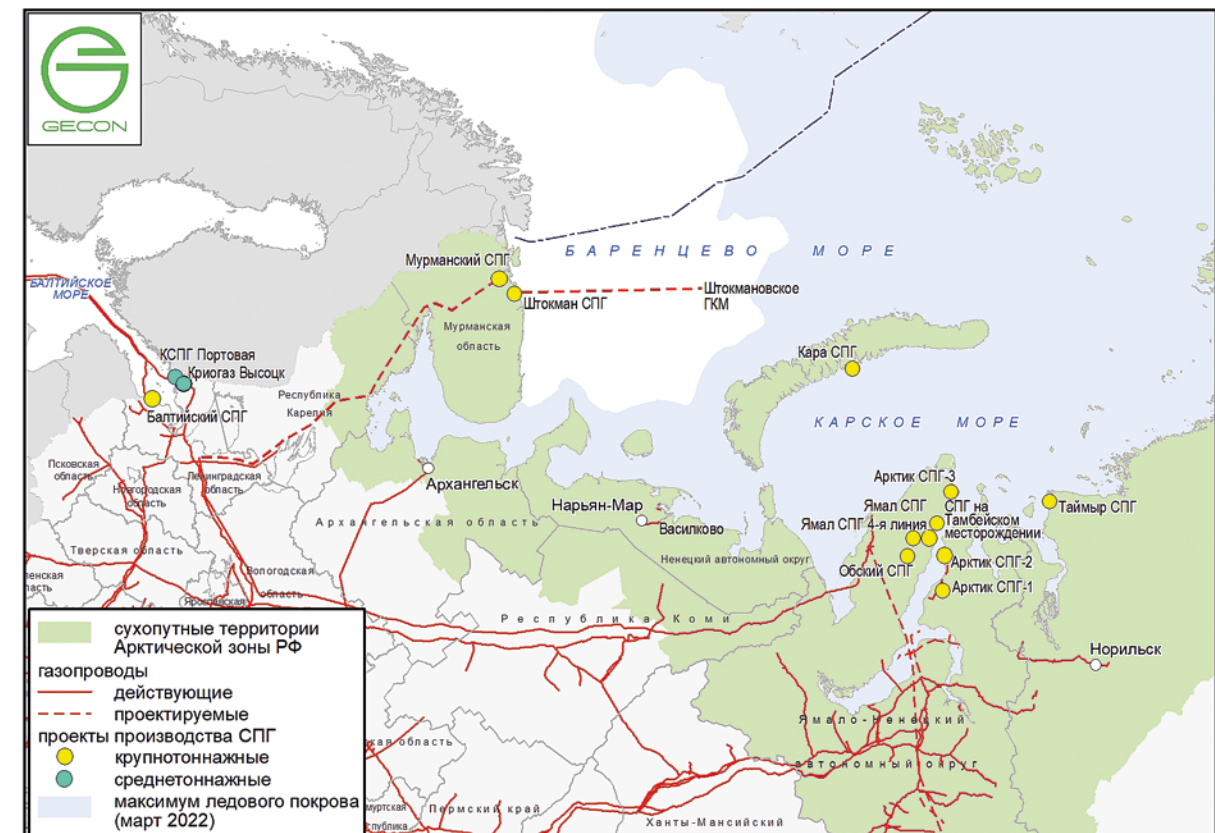
Рисунок 5. Планируемые сроки ввода арктических проектов производства СПГ



Источник: «Гекон» по данным правительства РФ

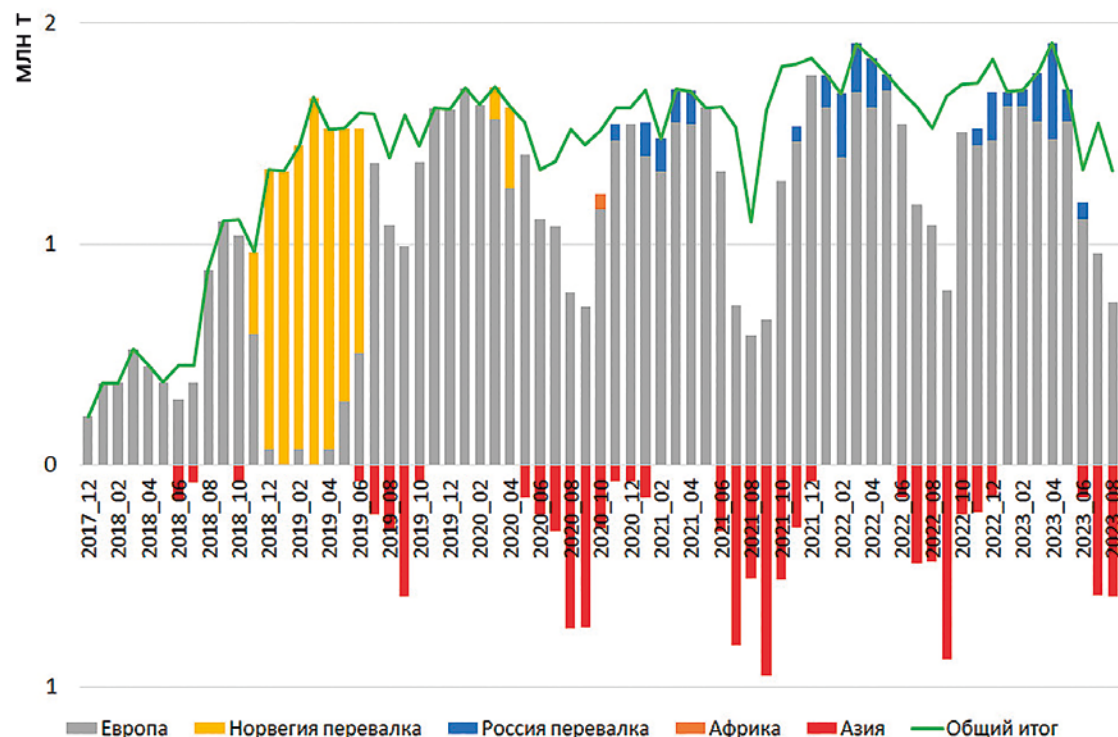
жье Карского моря, главным образом в ЯНАО. При этом все проекты расположены севернее 67-го градуса северной широты (рис. 6). И все проекты, за исключением Штокмановского, расположены в замерзающей акватории Карского моря или на его побережье.

Рисунок 6. Расположение арктических проектов производства СПГ



Источник: «Гекон»

Рисунок 7. Месячная динамика вывоза российского арктического СПГ по направлениям



Источник: «Гекон» по данным ФГБУ «Администрация Севморпути»

Еще одна общая черта – все заявленные новые проекты расположены на удалении от системы магистральных газопроводов; исключение составляет Тамбейское месторождение, расположенное в непосредственной близости от Бованенковского газового трубопроводного минерально-сырьевого центра – оба объекта входят в область интересов «Газпрома».

Оценивая перспективы развития заявленных проектов, следует изучить их транспортно-логистическое обеспечение, в первую очередь – возможности круглогодичной поставки продукции на азиатский рынок по Северному морскому пути. В этом ключе подробнее стоит рассмотреть ситуацию, которая складывается с проектами «НОВАТЭКА» – «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2».



Трудности арктического перевоза

В настоящее время логистика поставок продукции «Ямал СПГ» на мировой рынок предполагает поставки по Севморпути как в западном, так и в восточном направлениях (рис. 7). Объем месячных поставок с 2019 года достаточно стабилен (на графике учтены даты отхода газозовозов). Вывоз в западном направлении производится круглогодично, в восточном – преимущественно в рамках летне-осенней навигации судами ледовых классов Arc7, Arc4 и без ледового класса. При вывозе в западном направлении часть СПГ переваливается на временном перевалочном комплексе «Кильдин-Восточный» морского порта Мурманск в период с ноября по май, что позволяет сократить длительность круговых рейсов судов высокого арктического класса Arc7.

Развитие логистических схем вывоза СПГ «НОВАТЭКА» включает создание на западном и восточном направлениях двух морских перевалочных комплексов (МПК) – на удаленном терминале морского порта Мурманск в Ура-губе и на удаленном терминале морского порта Петропавловск-Камчатский в бухте Бечевинская (рис. 8), а также переход на челночные

схемы поставки судами Arc7 с последующей перевалкой на конвенциональные суда. Формирование МПК должно завершиться к началу 2024 года.

Анонсировано открытие круглогодичной навигации в восточном секторе Севморпути с начала 2024 года [9]. Следует отметить, что к настоящему времени накоплен опыт как сверхранних (май 2020 года), так и сверхпоздних (декабрь 2020, 2021 и 2022 годов; январь 2021) рейсов газозовозов в восточном секторе Севморпути, но опыт круглогодичной навигации с февраля по март отсутствует (рис. 9).

Значительная ставка делалась на новые модификации газозовозов для проекта «Арктик СПГ 2», обладающих большей ледопроеходимостью по сравнению с судами типа «Кристоф де Маржери» проекта «Ямал СПГ». Но сложившаяся геополитическая ситуация привела к тому, что количество реально ожидаемых постройкой судов значительно ниже, чем планировалось [10].

Также немаловажным обстоятельством является то, что суда ледового класса Arc7 требуют дорогостоящей ледокольной проводки в восточном секторе Севморпути в тяжелых ледовых условиях, которые характерны для данного района с марта по июнь [11]. В разрешениях на плавание, выдаваемых ФГБУ «Главсевморпуть», для газозовозов типа «Кристоф де Маржери» указывается, что в период с 1 декабря по 30 июня плавание при тяжелом типе ледовых условий осуществляется под проводкой ледокола [12].

Изменить концепцию размещения производств

Логичным решением возникших логистических трудностей явился план «НОВАТЭКА» построить завод «Мурманский СПГ» на западном берегу Кольского залива, вблизи Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) в Белокаменке [13] мощностью 20,4 млн тонн в год с вводом всех трех очередей в 2029 году [14].

Компания предполагает использовать запатентованную в июне 2023 года собственную технологию сжижения «Арктический микс» на основе смешанных хладагентов. Технология, как заявлял сам «НОВАТЭК», «разработана для реализации крупнотоннажных проектов компании на базе оснований гравитационного типа

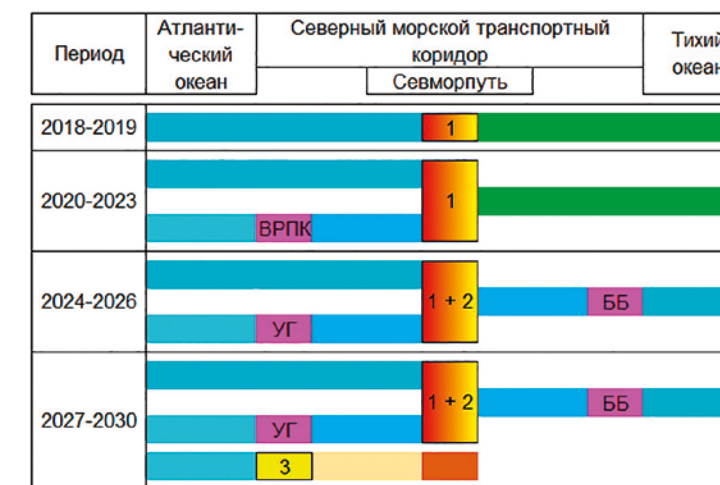
с производительностью одной технологической линии более 6 миллионов тонн СПГ в год» [15] и является важным шагом в локализации технологических решений по развитию СПГ-технологий в России.

Строительство производства в Мурманске решает несколько задач:

- снижение стоимости транспортировки продукции – за счет отказа от использования ледоколов на Севморпути и строительства дорогих газозовозов высоких арктических ледовых классов (для вывоза из незамерзающего порта Мурманск в западном направлении возможно привлечение на фрахтовом рынке конвенциональных судов без ледового класса);
- немаловажно, что проект предполагает использование также «запертых» избыточных генерирующих мощностей Кольской АЭС;
- а главное – обеспечивает монетизацию запасов газа, в первую очередь Ямало-Ненецкого АО, разработка которых ранее обеспечивала трубопроводный экспорт в Европу.

Последнее особенно актуально в связи с неопределенностью реализации проекта «Сила Сибири – 2», призванного обеспечить экспорт части добываемого в ЯНАО газа в Китай (50 млрд м³), который может быть выведен на полную мощность к 2035 году [16]. Ясно выраженного согласия китайской стороны к настоящему времени не получено. Определенные надежды на конструктивное развитие си-

Рисунок 8. Эволюция производства СПГ компанией «НОВАТЭК»



- 1 Ямал СПГ
- 2 Арктик СПГ 2
- 3 Мурманский СПГ
- ВРПК – временный рейдовый перевалочный комплекс, УГ – морской перевалочный комплекс в Ура-губе; ББ – морской перевалочный комплекс в бухте Бечевинская

Источник: «Гекон»



туации связывается с поездкой президента Путина в сопровождении представителей нефтегазового комплекса на третий форум «Один пояс – один путь» в октябре 2023 года. Как отмечают СМИ, для усиления позиции по переговорам Си Цзиньпина с президентом России в Пекин «едет целый десант глав российских НК» [17], включая глав «Газпрома» и «Роснефти» Алексея Миллера и Игоря Сечина. Это позволит Миллеру попробовать форсировать решение вопроса по проекту «Сила Сибири-2». В свою очередь Сечин, возможно, лоббирует проект «Восток Ойл», затронет перспективы сотрудничества в рамках проекта «Таймыр СПГ».

Мурманский СПГ – не первый проект производства сжиженного природного газа на российском северо-западе [18] на основе ресурсной базы Единой системы газоснабжения (ЕСГ). На Балтике, как известно, уже функционируют среднетоннажные «Криогаз Высоцк» («НОВАТЭК» и Газпромбанк) и КСПГ «Портовая» («Газпром»). В стадии реализации находится крупнотоннажный проект «Балтийский СПГ» («Газпром инвест РГК» и АО «РусГазДобыча»).

В стремлении создать производства СПГ в Мурманской области «НОВАТЭК» не одинок – как отмечал на брифинге в рамках Восточного экономического форума совладелец и предправления «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон, «Газпром» также рассматривает вопрос строительства здесь линии сжижения газа [19].

По сути, новая модель размещения производства СПГ делает схему пространственно разнесенной, когда регионы добычи удалены от мест производства СПГ на морских побережьях и связаны с ними системой магистральных газопроводов. Подобная схема реализована в таких ведущих по производству СПГ странах, как Австралия [20] и США [21].

В заключение. Сплошные плюсы?

Создание новых производств СПГ, главным образом на побережье Карского моря, является одним из магистральных направлений экономического освоения арктической зоны РФ. Крайне важным условием развития этих проектов является либерализация экспорта газа. Основанием для оптимизма в этом вопросе является обсуждаемое расширение перечня недропользователей, газ с месторождений которых может быть направлен на экспорт.

Как заявлял председатель Комитета Госдумы по энергетике Павел Завальный на пленарной сессии форума «Нефть и газ Сахалина», который прошел в конце сентября 2023 года в Южно-Сахалинске, Госдума в октябре-ноябре рассчитывает принять поправки к закону об экспорте газа, разрешающие зарубежные поставки СПГ без привязки к конкретным месторождениям, но расположенным севернее 67-го градуса северной широты [22]. Именно здесь, в Ямало-Ненецком АО, на севере

Красноярского края и в Ненецком АО сосредоточены основные запасы российского газа.

Однако второй, а по политико-экономической значимости первой, становится задача монетизации запасов газа месторождений основного газодобывающего региона – ЯНАО, ранее обеспечивавшего основные экспортные поставки трубопроводного газа. Это удастся сделать именно за счет создания производств по сжижению, удаленных от мест добычи, но непосредственно связанных с ЕСГ. Ресурсный потенциал округа несоизмеримо велик по отношению к остальным регионам России: доля в текущей добыче составляет 83%, в разведанных запасах категорий А+В₁+С₂ – 63%, оцененных В₂+С₂ – 72%.

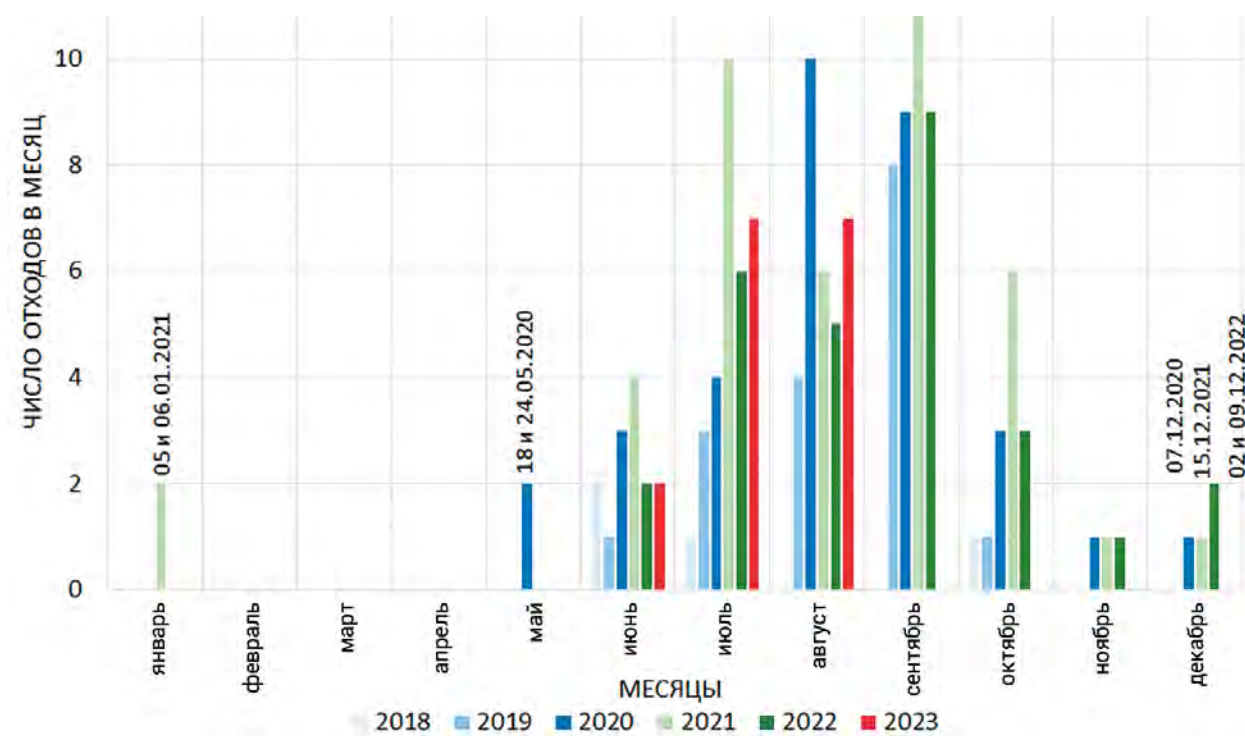
Очевидна и целесообразность использования сложившейся газотранспортной системы, изначально ориентированной на европейский рынок и имеющей выходы к побережью Балтийского, а при небольших достройках – и Баренцева морей.

Создание производств СПГ в зонах выхода магистральных газопроводов к побережью морей северо-запада – Балтийскому и Баренцеву – даст возможность монетизировать имеющиеся запасы газа, а ледовые режимы морей позволят использовать доступные на фрахтовом рынке газозовозы низких балтийских ледовых классов или без ледовых классов. ●

В начало



Рисунок 9. Отгрузки СПГ в восточном направлении на судах ледового класса Arc7



Источник: «Гекон» по данным ФГБУ «Администрация Севморпути»

Источники:

1. Начальный период формирования советского газового экспорта в Европу (1944-1967 гг.). <https://cyberleninka.ru/article/n/nachalnyy-period-formirovaniya-sovetskogo-gazovogo-eksporta-v-evropu-1944-1967-gg?ysclid=lmymzpcr1873392448>.
2. История поставок советского и российского газа в Европу. 05.06.2018. <https://www.kommersant.ru/doc/3650812>.
3. Зарубежная транспортировка российского газа ООО «Газпром экспорт» (карта). <https://gazprom-export-sales.ru/projects/transportation/index.html>. Дата обращения 25.09.2023.
4. Газпром в 2021 году увеличил поставки газа в Китай по «Силе Сибири» до 10,4 млрд куб. м. 08.06.2022. <https://tass.ru/ekonomika/14860735>.
5. Россия поставила в 2022 году по «Силе Сибири» в Китай рекордные 15,5 млрд куб. м газа. 16.01.2023. <https://tass.ru/ekonomika/16806465>.
6. European natural gas imports. 20.09.2023. <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>.
7. 2023 | 72nd edition Energy Institute (EI) Statistical Review of World Energy (панель «BP Statistical Review of World Energy»).
8. Российский СПГ обживает Европу. 16.01.2023. <https://www.kommersant.ru/doc/5772310>.
9. Росатом и «НОВАТЭК» в 2024 г. запустят круглогодичную навигацию на восток по Севморпути. 17.05.2023. <https://www.interfax.ru/russia/901869>.
10. Григорьев М.Н. Арктический СПГ: в поисках выходов // Газовый бизнес. 2023 №1. С. 40–49.
11. Григорьев М.Н. Учет сезонности и маршрутов плавания для обеспечения аварийно-спасательных работ в акватории Севморпути // Безопасность труда в промышленности. 2023. № 7. С. 72–78.
12. Материалы Росатома. <https://nsr.rosatom.ru/rassmotrenie-zayavleniy/razresheniya/>.
13. Михельсон назвал две задачи нового СПГ-проекта под Мурманском. 06.06.2023. <https://www.rbc.ru/business/06/06/2023/647ef2a89a9477484b7ed94?ysclid=ln8dxbd4z800051416>.
14. Мурманский СПГ. «НОВАТЭК» планирует строительство еще одного крупнотоннажного СПГ-завода. 31.05.2023. <https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhenny-prirodnyy-gaz/781474-murmanskiy-spg-novatek-planiruet-stroitelstvo-kрупnotonnazhnogo-spg-zavoda-v-s-belokamenka/?ysclid=ln8f62cdck377491384>.
15. «НОВАТЭК» разработал собственную СПГ-технология «Арктический микс». 13.06.2023. https://www.novatek.ru/ru/press/releases/index.php?id_4=5798.
16. Голубая мечта: сможет ли Китай спасти российский газовый экспорт Forbes.ru. 23.06.2023. <https://www.forbes.ru/biznes/491366-golubaa-meceta-smozhet-li-kitaj-spasti-rossijskij-gazovyj-eksport?ysclid=ln8fzcbt3270193227>.
17. Визит Путина в Китай может решить вопрос «Силы Сибири-2». 25.09.2023. <https://oilcapital.ru/news/2023-09-25/vizit-putina-v-kitay-mozhet-reshit-vopros-sily-sibiri-2-3051233?ysclid=lmzu4kj4g1941204238>.
18. Карта российской СПГ-отрасли 2022. <https://nasslng.ru/assets/files/spravochnye-materialy-spgkarta2022-14.02.2022.pdf>.
19. Михельсон заявил об идее «Газпрома» производить СПГ в Мурманской области. 12.09.2023. <https://www.rbc.ru/business/12/09/2023/6500319f9a79470c2747b68a>.
20. Карта. https://www.spglobal.com/commodityinsights/plattscontent/_assets/_images/latest-news/20191021-australia-lng-gas-infrastructure.jpg.
21. https://www.petroleumonline.com/modules/m014/imgs/fig_006.jpg.
22. Госдума в октябре примет закон о расширении экспорта СПГ с северных месторождений. 27.09.2023. <https://tass.ru/ekonomika/18850285>.

ПОПУТНЫЙ МАЙНИНГ НА ПОПУТНОМ ГАЗЕ

Кумулятивные эффекты локальных партнерств в нефтегазодобыче

«Добыть криптовалюту» –

это выражение пришло в массы от «майнить», «майнинг», кальки с английского mining, что в первом значении, как многие знают, подразумевает добычу полезных ископаемых. Между тем сколь бы разными ни были физические процессы добычи криптовалюты и, скажем, нефти и газа, оснований добывать все это вместе и «попутно» – достаточно.

Нефтегазодобывающие компании ищут способы максимально полно монетизировать все свои ресурсы и возможности и постоянно повышать эффективность и общую доходность бизнеса. Это наиболее полное использование не только всех углеводородных фракций, но и ценных химических компонентов извлекаемых флюидов – от гелия до лития и т. п. Это и дополнительная генерация энергии на местах сверх собственных промышленных надобностей для расположенных рядом объектов – промышленных либо населенных пунктов.

Но что делать, если таких рядом нет? Если потенциальной энергии много, а девать ее в полном объеме некуда? Тут-то и наступает момент под названием «Тогда мы идем к вам».

Операторы высокоомощного и энергоемкого вычислительного оборудования, центров обработки данных (ЦОД) во всем мире озабочены поиском доступной энергии. В этих поисках они постепенно перемещаются из районов скопления «белых воротничков» поближе непосредственно к мощностям энергогенерации. Сильный импульс данной тенденции придала активность майнеров, для которых связь «энергия – валюта» наиболее очевидная и прямая.

В России майнинговая деятельность активно развивается, но до сих пор не формализована, отсутствует регуляторная система. При этом успешно действуют несколько довольно крупных компаний, а также индивидуальные майнеры. По сути и в потенциале, они являются хорошим стабиль-

ным источником поступления доходов в бюджет, а не только технологическим авангардом. Помимо этого майнеры расскажут о множестве прочих выгод для страны, которые они способны принести с собой – от социальных до экологических.

Данный материал журнал «Газовый бизнес» подготовил на основе бесед с представителями компании BitRiver и комментариев независимых экспертов. Он посвящен использованию майнинговыми компаниями и операторами ЦОД энергии попутного нефтяного газа, а также общим вопросам и эффектам развития майнинга как отрасли в России.

Синергия в русле Энергостратегии

Потенциал внедрения майнинга в РФ сегодня реализован менее чем на 3-5%, считает Александр Волков, заместитель генерального директора по финансам и инвестициям BitRiver. По его словам, в стране огромный потенциал увеличения потребляемой энергии. Россия обладает самой устойчивой и одной из самых развитых энергетических систем в мире, резерв мощности которой превышает 30% и продолжает расти с каждым годом, преимущественно за счет многолетнего

МНОГО ПОЗИТИВНЫХ ЭФФЕКТОВ



Александр Волков,
заместитель генерального
директора по финансам
и инвестициям BitRiver

– Слишком много позитивных факторов от майнинга для всех, поэтому наша основная задача – описание нашего опыта и масштабирование. Компания плотно сотрудничает с профессиональными комьюнити, иницирует и поддерживает сопутствующие научно-исследовательские работы.

Мы предлагаем экспертам и ученым объединить усилия для совместного комплексного изучения позитивных и возможных негативных эффектов для экономики, энергосистемы и ТЭК в целом. В том числе социальных эффектов, а также усиления цифрового суверенитета и безопасности страны. Диверсификация рынков сбыта также является приоритетом развития, многократно упоминаемым в верхнеуровневых документах.

ИЗ ЛИКБЕЗА: ПОДСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Эффективность вычислительного оборудования измеряется в джоулях на терахеш – J/TH. Это количество энергии, затрачиваемой на вычисление ряда математических операций – триллиона вычислений (hash).

Эффективность топовых майнеров на данный момент находится на уровне 22 J/TH (а при задействовании гидроэнергетики – 21). То есть для производства (генерации) одного терахеша хешрейта устройство использует примерно 22 джоуля.

Если вычислительное устройство производит 140 терахеш в секунду (TH/s), на это уходит 3 080 J; за час – 25,34 млн J. При переводе в киловатты энергопотребление одним устройством (без учета системы охлаждения, которая требует 2-3% энергии) составит 3,08 кВт·ч.

«Типовое устройство» – ASIC с характеристиками 110 TH/s – обычно потребляет 3,3 кВт, то есть один терахеш в секунду обходится в 30 Вт. Это считается в отрасли хорошим показателем.

сокращения промышленного энергоемкого производства, а также за счет повышения энергоэффективности предприятий.

Майнинговая деятельность, со своей стороны, представляет собой потенциал задействования этих неиспользуемых генерирующих мощностей и может значительно повлиять на рост энергопотребления. Это очень выгодно, отмечает Александр Волков, соответствует и стратегическим документам страны, в том числе энергостратегии, и отраслевым программам инвестиционного развития. Недогрузка мощностей приводит к постепенной деградации генерирующего фонда, одной из ключевых проблем которого является недофинансирование модернизации. Отсутствие потребления резервной избыточной или тем более «запертой» мощности, к сожалению, означает не экономию, а отсутствие прорывных технологий, производства, рабочих мест, амортизационных отчислений, налоговых поступлений и так далее, по всей длинной цепочке данного высокотехнологичного бизнеса.

Крупные майнинговые компании для обеспечения собственной конкурентоспособности и технологического лидерства стараются использовать новейшие линейки оборудования, однако повышение энергоэффективности вычислительного оборудования (см. «Из ликбеза...») имеет физический предел, и в ближайшем будущем это направление оптимизации «энергозатратности» будет исчерпано.

Ввиду этого синергия ЦОД и нефтегазодобывающих компаний позволяет открыть дополнительное масштабное измерение – в виде существенного роста рационального использования ресурсов, снижения наиболее объемных фугитивных выбросов (в первую очередь от сжигания попутного газа на факелах), привлечения инвестиций в ТЭК и так далее. Для страны в целом и ТЭК распределенные генерация и потребление – очень позитивное, поддерживаемое государством направление. Также постепенно может получить развитие и задействование выделяемого вычислительным оборудованием тепла в больших объемах, например для отопления, что особенно важно в холодных северных широтах (см. «Биткоин отопит теплицы в Арктике?»).

Вернемся к вопросу обозначенной низкой планки использования потенциала майнинга. Почему при столь очевидных выгодах это направление еще не развито в России, стране, где наряду с огромными энергоресурсами есть не лишком дорогая рабочая сила и нужно меньше затрат на охлаждение оборудования? Возможно, это еще только начало большого роста и создания новой отрасли. Что нужно сделать, чтобы существующая среда стала более позитивной для майнеров и, соответственно, увеличилась конкурентоспособность отечественного майнинга и других центров обработки данных?

Зарубежный опыт регулирования: вопросы энерго мощностей и контроля

Если говорить о практике регулирования майнинга в различных странах мира, то базовым будет вопрос о его разрешении или запрете в целом. В подавляющем большинстве стран, в том числе в государствах с избыточными энергетическими мощностями, майнинговая деятельность разрешена, а на дата-центры для энергоемких вычислений распространяются общие положения законодательства в части электроэнергетики и охраны окружающей среды.

Опасения: зеленые и не только

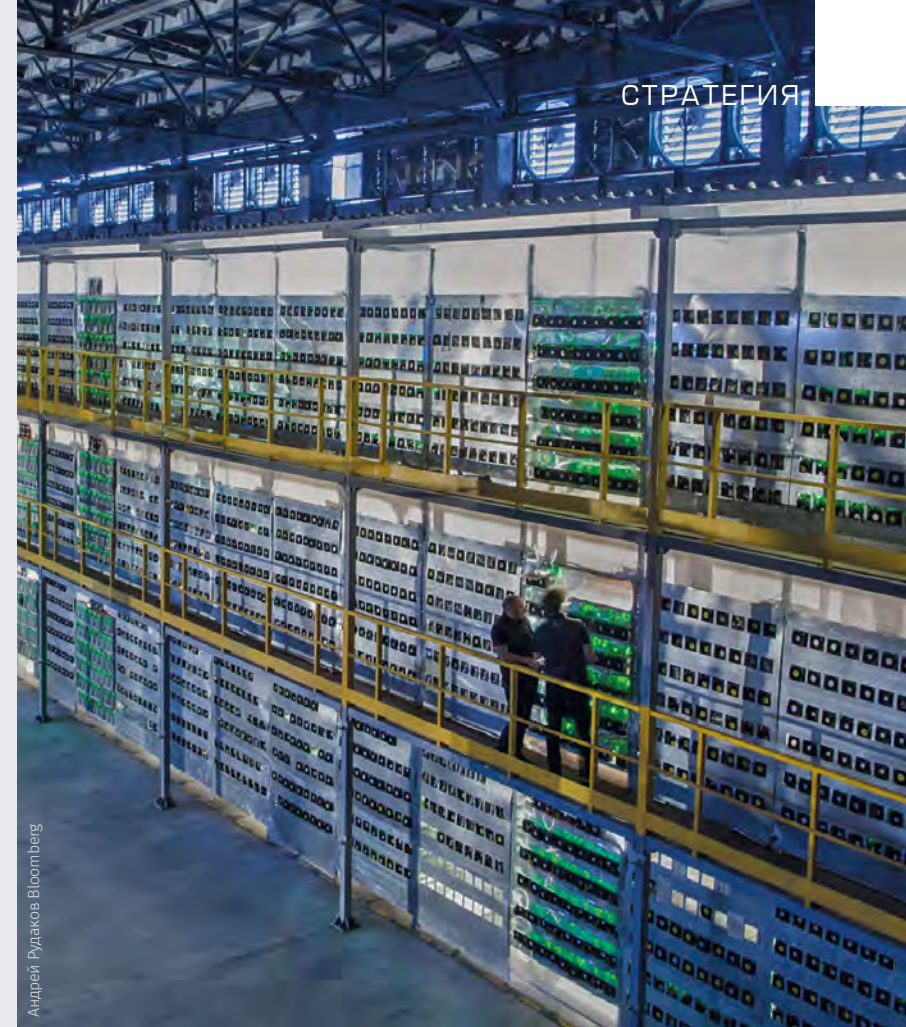
По пути существенного ограничения майнинговой деятельности, как показывает мировая практика, идут главным образом страны с дефицитом энергетических мощностей, где майнинг приводит к неконтролируемому росту энергопотребления, особенно с загрузкой объектов угольной генерации. В качестве примеров можно привести такие страны, как Казахстан, Кыргызстан и Узбекистан.

Аналогично, в Китае одной из главных причин запрета на майнинг видится сложность с выполнением страной обязательств по снижению выбросов парниковых газов в рамках Парижского соглашения из-за преимущественного использования угля для задействованной на майнинг генерации. Наряду с выбросами парниковых газов она имеет и иное негативное воздействие на окружающую среду – выбросы золы, оксидов серы и азота.

Еще одной из основных причин запрета на майнинг в Китае эксперты называют сложность осуществления контроля со стороны государства над быстро растущими майнинговыми мощностями, производящими криптовалюту, в обстановке массового внедрения в обращение цифрового юаня. Любые иностранные платежные средства (и криптовалюта здесь не является исключением) воспринимаются китайскими властями как конкурент китайскому юаню.

Противодействие дискриминации

Знаковым событием в законодательной сфере для промышленного майнинга в мире стали региональные законы, принятые в апреле 2023 года в американских штатах Арканзас и Монтана. В частности, они запрещают специальное повышение тарифов на электроэнергию для майнинговых компаний в этих штатах. Кроме того, данные законы препятствуют иным формам дискриминации майнинга, то есть запрещают ограничивать размещение промышленных майнинговых мощностей в определенных районах штатов, если там работают иные коммерческие потребители;



Андрей Рудakov Bloomberg

Цифровое усиление ТЭК



Александр Разуваев,
член наблюдательного совета
Гильдии финансовых аналитиков
и риск-менеджеров

– Использование попутного нефтяного газа для выработки энергии для нужд крупных вычислительных систем, ЦОД и майнинга повышает капитализацию нефтегазодобывающих компаний, отвечает не только «зеленой» повестке, но и имеет колоссальные перспективы.

За добычей цифровых ресурсов в России выстроились и продолжают выстраиваться зарубежные заказчики, которые ценят добычу криптовалют прежде всего экологически чистым способом.

Таким компаниям, как BitRiver, удалось уже задать целое направление в отрасли. Их сотрудничество с «Газпром нефтью» и другими вертикально-интегрированными компаниями ТЭК весьма кстати для российского бизнеса в текущих экономических реалиях.

Сила экономики России усиливается цифровыми ресурсами.

не разрешают устанавливать на региональном уровне для майнинговых компаний повышенные требования к уровню шума.

Также из-за дискриминационного характера документа американское отраслевое сообщество и инвесторы не поддержали предложенный администрацией президента США акцизный налог на потребление электроэнергии на майнинг криптовалюты (DAME, Digital Asset Mining Energy excise tax): предлагалось поэтапное введение в течение трех лет 30%-ного налога на объем потребления электроэнергии, используемой для майнинга криптовалюты.

Даже льготы

На территории Евразийского экономического союза также есть примеры благоприятного регулирования майнинговой деятельности. Так, в Белоруссии для организаций, осуществляющих обработку данных, предоставление услуг по размещению информации и связанную с этим деятельность, включая майнинг и деятельность центров обработки данных, предусмотрены льготные тарифы на электроэнергию от 0,13699 до 0,16483 белорусских рублей (3,6-4,3 российских рублей). Такие тарифы для дата-центров значительно ниже по сравнению с другими категориями потребителей, в том числе энергоемкими.

Зеленый тренд

Одной из показательных тенденций в развитии майнинга является высокая доля использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). По экспертным оценкам, данный показатель составляет 59,9% и продолжает расти.

Для стимулирования использования ВИЭ в этой области деятельности Комитет по технологии и финансам Австралии, например, рекомендовал правительству страны внести поправки в законодательство, чтобы майнеры получали скидку в размере 10% налога на прибыль, если они используют собственные генерирующие мощности на базе ВИЭ.

А в Бразилии местный законодательный орган рассматривает предложение по освобождению от пошлин на ввоз оборудования для майнинга криптовалют, а также от налогов на майнинговую деятельность, если при майнинге потребляется электроэнергия с использованием ВИЭ.

Энергетическая корзина майнеров

Гидроэнергетика и другие ВИЭ

В структуре источников энергообеспечения ЦОД компании BitRiver преобладают зеленые технологии генерации, и прежде всего гидроэнергетика. В программных документах по энергетике России за последние годы обозначалось, что потенциал гидроресурсов в стране реализован лишь на 30%. Вместе с тем национальный план по адаптации РФ к изменению климата предполагает значительное увеличение использования энергии стоков рек.

Поэтому возобновляемые источники энергии в корзине компании представлены сегодня именно гидроэнергией. Работая в России с ресурсами гидроэнергетики, группа компаний BitRiver в 2022 году получила от Британского института стандартов BSI положительную верификацию отчета



БИТКОИН ОТОПИТ ТЕПЛИЦЫ В АРКТИКЕ?

Для повышения энергоэффективности BitRiver совместно с экспертами широкого профиля прорабатывают стратегию, предусматривающую задействование получаемого и не утилизируемого в результате вычислений большого объема тепла. Фактически эти объемы равны совокупному потреблению электроэнергии ЦОД.

Выделяемое ЦОД тепло, например, можно направить для обогрева теплиц, административных зданий, крытых спортивных объектов, особенно в арктических широтах. Соответственно, это положительно скажется на повышении качества жизни населения, мобильности людей в зимний сезон (тепло – это радиус действия жизни на севере), а также на снижении зависимости от завоза продуктов с «большой земли».

Обогрев теплиц не субсидируется, и экономика их в Арктике печальная, достаточно посмотреть на стоимость тепловых пушек для теплиц на рынке. Но с использованием местного доступного тепла теплицы могут быть рентабельны даже в самых суровых условиях.

о нулевом уровне выбросов парниковых газов за счет использования ВИЭ для энергоснабжения своего крупнейшего дата-центра в Братске – на энергии Братской ГЭС.

Перспективно размещение ЦОД на северных широтах – здесь имеется потенциал в резервировании небольшой части генерации от ветра. Часто в районах удаленных месторождений очень высок индекс ветра, плюс нет поблизости высоких строений и т.п. Возможности солнца в стране меньше, но в комбинации с другими источниками стоит не забывать и о нем.

По ветроэнергетике весьма перспективен Красноярский край, хотя он же богат и другими энергоресурсами. В этих условиях ветер можно использовать в качестве резервирования для автономного «бесшовного» обогрева, при отключениях связи или при техническом обслуживании основных генерирующих мощностей.

Перспективные ВИЭ-технологии связаны с высокими капитальными затратами и трудностями логистики, при том что у нас есть огромные резервы не задействованных мощностей, которые нуждаются в финансировании. В этих условиях,

Основная проблема – удаленность



Денис Бурак,
ассоциированный
партнер группы
компаний B1

– Проблема утилизации ПНГ существует, компании нефтегазового сектора ее решают в том числе за счет электрогенерации на месторождениях, однако полностью отказаться от факелов пока не получается. Основная проблема – удаленность месторождений от центров потребления. Строить электросети через леса и болота экономически не выгодно.

Поэтому резерв для производства электроэнергии из ПНГ на месторождениях есть.

Использование этого резерва для майнинга – идея интересная, она рассматривалась рядом компаний сектора, однако массового распространения не получила. Непрофильная деятельность, инвестиции в непонятное, быстро устаревающее оборудование, которое сейчас еще и стало санкционным... Но главное – большинство месторождений находится вдали от цивилизации, доступ к ним затруднен, в случае аварии вне сезона ремонтная бригада будет добираться до оборудования сутками, а стоимость срочной доставки может убить всю экономику такого проекта.

Вход профильного игрока с оптимальными процессами и технологией, позволяющими добиться адекватной себестоимости с учетом всех сложностей,

связанных со спецификой удаленных месторождений, может быть рабочей схемой. Однако пока такого игрока за много лет не появилось.

Спасение для запертых мощностей

В связи с этим использование «запертых» мощностей для майнинга и ЦОД выглядит более привлекательно: менее удаленные от цивилизации места, уже построенные генерирующие мощности и сетевое хозяйство, возможность сглаживать пики потребления, что положительно влияет на генерирующее оборудование.

Что касается тарифов на электроэнергию, приравнивание данных потребителей к льготным, субсидируемым категориям, конечно, было бы совершенно неадекватно, но и причисление к более дорогой категории также не соответствует ситуации.

В случае подключения к «запертым» мощностям мы, скорее, говорим о «спасении» этих мощностей (а обычно и небольших населенных пунктов рядом). Как-то странно вытягивать из таких «спасителей» все до копейки, обрушивая их экономику.

В случае же простого подключения к энергосистеме совершенно непонятно, почему нужно кого-то из коммерческих потребителей выделять и «одаривать» дополнительной нагрузкой. Так можно далеко зайти в определении того, какие бизнесы более «достойны», а какие – недостаточно и их можно нагружать повышенным тарифом.

Нужно отметить, что в России в целом низкие тарифы на электроэнергию по сравнению со многими странами, что при условии выхода на опт с большими объемами и гибким графиком потребления может быть экономически интересным вариантом.

Примеры апробации полезного использования ПНГ для генерации в ГПЭС, питающих ЦОД

Проект/локация	Полезное использование ПНГ, млн м ³ /г	Введенная энерго мощность, МВт
«Ямал», ЯНАО, с. Новый порт	4,1	1,6
«Мессояха», Красноярский край, п. Мессояха	25,8	10
«Новый поток», Оренбургская область, г. Бузулук	32,2	12,5
Всего	62,1	24,1

Источник: BitRiver

конечно, нужно фокусироваться в первую очередь на том, что уже есть, но нерационально используется. Например, энергетический потенциал нефтегазовых промыслов, в частности попутный газ.

ПНГ-генерация

Замещение неэффективного и неэкологичного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах генерацией дополнительной энергии специально для ЦОД и других потребителей вблизи добывающих объектов также приносит существенный позитивный вклад.

Нефтегазовым компаниям, как правило, не нужна вся электроэнергия, которую можно было бы производить из полного объема извлекаемого ПНГ, этот потенциал явно избыточен, в том числе с учетом ближайших потребителей. Возникают вопросы либо поставки энергии на более дальние расстояния, что зачастую невыгодно или вообще недоступно, либо транспортировки этого газа на переработку, что также требует больших затрат – оборудования для подготовки

газа, создания схем транспортировки и так далее. Стоит отметить, что крупнейшие газотурбинные электростанции, например в том же Красноярском крае, имели в проектах турбины, которые ныне недоступны к поставке.

Работа на энергии из ПНГ – второе важное направление BitRiver. ЦОДы компании запитываются от автономных энергоисточников, работающих на ПНГ, в целях снижения негативного воздействия на окружающую среду и вклада в устойчивое развитие регионов присутствия. Только в 2022 году это позволило утилизировать свыше 22 млн м³ ПНГ. В данном контексте, считает Александр Волков, при расширении использования инструментов устойчивого развития операторами промышленного майнинга в России целесообразно предусмотреть механизмы стимулирования со стороны государства.

В настоящее время компания реализует три проекта:

- на Новопортовском месторождении на Ямале, мощность энергопотребления 1,6 МВт;

- на Мессояхе в Красноярском крае, 10 МВт;
- в Оренбургской области (Бузулук), 12,5 МВт.

Генерить vs сжигать

1 МВт·ч электроэнергии вырабатывается сжиганием 240–300 м³ газа в час в зависимости от оборудования. Режим горения в ГТУ/ГПУ обеспечивает практически полный дожиг метана, в отличие от факелов, где выбросы парниковых газов (в основном недогоревший метан) на два порядка выше, чем при энергогенерации.

Немаловажно и то, что полученные выбросы от генерации тарифицируются по более низкой ставке по сравнению с факелами, когда формируются декларации по выплатам за НВОС, направляемые в Росприроднадзор. Государство стимулирует всегда платить меньше за более экологичное сжигание. Выбросы обходятся компаниям в миллионы, а по ПНГ – от 30 млн до сотен миллионов рублей и более, и оптимизация этих сумм зависит от инвестиций в полезное использование ПНГ.

В итоге полезное использование ПНГ в энергогенерации не только сопряжено с меньшими по объему выбросами (на порядок), но и удельная тонна выбросов тарифицируется на порядок ниже, чем сжигание на факельных установках, особенно низкого давления.

Локальное потребление на месторождении не может обеспечить использование более 2–3% от сжигаемого газа, к тому же оно имеет выраженный сезонный характер.

Поэтому ЦОД как постоянный и крупный потребитель является для ПНГ-генерации весьма выгодным направлением. Надо также отметить и сложности такого порядка: зачастую, особенно сейчас, добывающие компании сами не могут реализовать энергопроект потому, что поставки соответствующего энергетического оборудования затруднены (см. «Санкционные трудности: и плюсы и минусы»). Объединение усилий с операторами ЦОД и майнерами может помочь решить и эту проблему.

Еще один плюс – частично резервное/балансирующее энергоснабжение: в случае крайней необходимости майнеры могут зарезервировать или понизить свою мощность. Но такие действия, конечно, должны быть не принудительными и взаимовыгодными.

Наконец, само развитие инфраструктуры (сетевой, связи и пр.) в удаленных автономных регионах – это фактически пионерные работы, которые могут дать старт полноценному социально-экономическому развитию территории.

В целом по миру говорить о какой-то доле ПНГ-генерации в энергокорзине майнинга и ЦОД не приходится – потенциал здесь большой, но для каждой нефтегазодобывающей страны ситуация индивидуальна. В Северной Америке, например, попутный газ используется в большей степе-

САНКЦИОННЫЕ ТРУДНОСТИ: И ПЛЮСЫ И МИНУСЫ



Александр Волков,
заместитель генерального
директора по финансам
и инвестициям BitRiver

– Современные условия санкций, конечно, не могли не сказаться и на этом направлении.

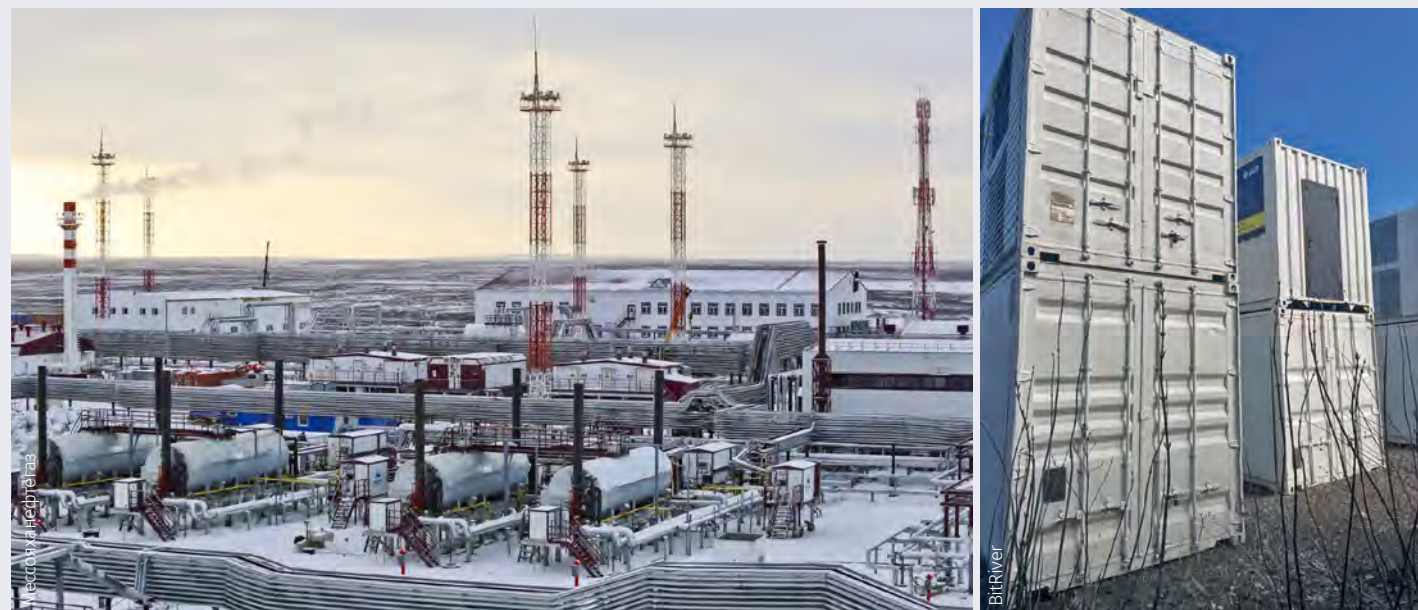
Сократился ассортимент доступной газогенерации (в части оборудования), а снижение конкуренции между поставщиками увеличивает стоимость того, что осталось. Качество китайской продукции требует изучения, импорт стал дороже из-за санкций и ослабления рубля, однако последнее несет для майнеров и позитивный эффект. Растут капитальные затраты, хотя операционные в целом снижаются: запчасти и техническое обеспечение дорожают, но снижение цены на основной ресурс – энергетический – существеннее.

Банковские, валютные и криптовалютные ограничения сказываются, но при этом создают новые альтернативные и независимые финансовые потоки и системы.

По поставкам трансформаторных и вычислительных мощностей ограничения не слишком ощущаются, но известны такие проблемы, например, у крупных мобильных операторов.

Европейские и американские инвестиции в нашей сфере уже в значительной мере заместились китайскими, индийскими, Дубаем, и эти направления постепенно увеличивают свои доли.

Что касается отказа части криптовалютных бирж работать с криптой российского происхождения, то отмечу следующее. С российскими клиентами отказывается работать только небольшая часть кастодиальных криптобирж и иных платформ (предлагающих по сути услуги хранения и сами осуществляющие контроль. – Прим. ред.). При этом некастодиальные криптовалютные платформы (децентрализованные, в которых собственные ключи дают клиентам полный контроль над своими счетами. – Прим. ред.) и ряд централизованных криптобирж, глядя в будущее, не вводят подобных дискриминационных требований. В связи с этим потоки обращения криптовалюты, идущие сквозь страны и континенты в цифровом виде, все равно находят гармоничное место в мировой экономике. Таким образом, естественных ограничений для развития промышленного майнинга в России не создается, скорее появляется даже больше новых проектов, решений и технологий в указанной высокотехнологичной и многофакторной сфере.



ни – за счет не только полностью рыночного ценообразования, но и множества обладателей этого газа, включая сервисников, которым выгодно продавать его, повышая доходность своей деятельности.

Концептуально эта задача зачастую трудно решается, не всегда и не везде можно найти возможность ПНГ-генерации и размещения ЦОД. Но однозначно, – мы практически не задействуем эти возможности.

Тонкий тарифный вопрос

Нет никакой проблемы для государства и для отрасли, если в нужных местах, где есть профицит мощности, будут появляться потребители, считают майнеры. Но необходимо учитывать, что критическим показателем в работе майнеров и крупных операторов ЦОД является цена на электроэнергию.

В связи с этим было бы некорректно говорить, что ЦОД можно размещать в любых местах с избы-

На тех промыслах, где нет возможности полностью утилизировать ПНГ для местного энергоснабжения или нефтехимии,

майнинг за счет генерации на ПНГ

снижает выбросы парниковых газов

на 63%

по сравнению с факелами

точной энергогенерацией, то есть где недогружены энергоблоки. Например, достаточно удобная локация – район Кольской АЭС в Мурманской области. Здесь помимо недогруженных мощностей есть необходимые площади, рядом проходят федеральная автомобильная трасса и железная дорога. Однако использовать данную энергию неэффективно, потому что это не локальная энергосистема, а общая сеть и здесь действуют как тарифное регулирование, так и передающая транспортная (линии передачи) монополия. Несмотря на обилие энергии и другие возможности, итоговый ценник делает проект бесперспективным.

Иметь большое количество пропадающей энергии еще не все, необходимы также условия, чтобы можно было приобретать эту электроэнергию напрямую и решать все вопросы непосредственно с ее производителем. Другими словами – чтобы было рыночное ценообразование. Такие проекты, на наш взгляд, предпочтительнее, чем обсуждаемые в последнее время вопросы специального тарифного регулирования – будь то некие льготы или, о чем говорят чаще, напротив, повышенные тарифы для майнеров.

Но так же недостаточно и сводить все только к стоимости электроэнергии. Конкурентные преимущества здесь определяются комплексом факторов: насколько стабилен тариф/цена, можно ли прогнозировать тарифообразование в долгосрочной перспективе, насколько цена рыночная.

Из серой зоны – в правовое поле

Чтобы майнинг и криптовалюты заработали в полном объеме на благо отечественной эко-

номики, необходимо в первую очередь разработать сбалансированное законодательство, рассказывает замгендиректора BitRiver Александр Волков. Соответствующие поправки, считает он, целесообразно внести в Федеральный закон «О цифровых финансовых активах, цифровой валюте и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (№ 259-ФЗ от 31.07.2020), а также в Налоговый кодекс. Поправками прежде всего нужно закрепить майнинговую деятельность и другие релевантные понятия, определить порядок ее налогообложения, легализовать обращение криптовалют.

В целях регулирования этой сферы целесообразно определить новый вид экономической деятельности, соответствующий промышленности, и закрепить его в Общероссийском классификаторе видов экономической деятельности (ОКВЭД) и Национальной системе стандартизации Российской Федерации для следующих случаев:

- непосредственно майнинговой деятельности, когда майнер самостоятельно добывает криптовалюту и ставит ее на баланс;
- операторов майнинговых ЦОД, работающих по хостинговой модели и предоставляющих инфраструктуру (оказывающих комплексные услуги) для размещения и обслуживания майнинговых устройств.

Энергопотребление, тарифы и зеленые сертификаты

Для эффективного функционирования деятельности майнинговых компаний с точки зрения электроэнергетики необходимо расширить программы управления спросом и ввести эффектив-



Синергия плюсов и невнятная среда



Георгий Панаютов,
эксперт Института
энергетики и финансов

– Сотрудничество нефтегазовых компаний с дата-центрами и майнерами, на наш взгляд, может получить в России, особенно в Восточной Сибири, активное развитие. Наиболее перспективным его направлением является использование попутного нефтяного газа (ПНГ) для генерации электроэнергии.

Выгодно всем

Добывающие компании заинтересованы в том, чтобы дата-центры строились рядом с месторождениями, это позволяет им монетизировать попутный газ, который иначе пришлось бы просто сжечь, заплатив за это еще и экологический штраф. Майнеров же привлекает низкая себестоимость производимой электроэнергии. Подобный пилотный проект был запущен в 2020 году в ХМАО на месторождении им. Александра Жагрина «Газпром нефтью» совместно с Vekus Mining.

Дополнительный экономический эффект могут дать использование майнинговых ферм как центров обработки данных (ЦОД) и монетизация тепловой энергии, выделяемой майнинговым оборудованием.

Международный опыт майнинга с использованием ПНГ ограничивается пока в основном США и Кана-

дой. В частности, ExxonMobil и ConocoPhillips используют мобильные биткоин-фермы на базе грузовых контейнеров, в которые устанавливаются ASIC-майнеры и электрогенераторы.

Для государства подобная кооперация также выгодна: помимо дополнительной утилизации ПНГ и налоговых выплат она даст возможность снизить перегрузку энергосистем в Иркутской области и Забайкалье, возникшую из-за массового развития майнинга, в том числе бытового (в жилых домах, гаражах и пр.).

Стоит отметить и экологический аспект: по данным Crusoe Energy Systems, майнинг криптовалют с использованием ПНГ снижает выбросы парниковых газов примерно на 63% по сравнению с непрерывным сжиганием ПНГ на факелах.

В серой зоне...

Однако существуют и серьезные препятствия, в том числе технологическая сложность обработки газа и неравномерный характер добычи ПНГ, проблемы с закупками оборудования и удаленностью месторождений.

Ключевой проблемой остаются лакуны в законодательном регулировании майнинга. По сути, подобная деятельность находится по-прежнему в «серой» зоне, в том числе с точки зрения налогообложения.

Отдельным риском является и нежелание Центрального банка легализовать оборот самих криптовалют, хотя Россия занимает 11-е место в мире по количеству их держателей (около 8,5 млн чел.). По итогам 1-го полугодия 2023 года доля России в мировом хешрейте (объеме мощностей, задействованных в майнинге) составила 13% – это 2-е место после США.

ную систему обращения зеленых сертификатов (атрибутов генерации), не отменяя при этом действие ранее приобретенных.

В целях минимизации возможных негативных последствий, связанных с повышением нагрузки на энергосистему РФ, предлагается устанавливать цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) для майнеров в соответствии с действующим законодательством. При этом целесообразно дифференцировать тарифы на электрическую энергию (мощность) для майнеров-физических лиц в зависимости от объема потребления электроэнергии их вычислительными мощностями (оборудованием) в соответствии с методикой, принятой ФАС России согласно постановлению правительства РФ № 2306 от 16.12.2021. Для майнеров-индивидуальных предпринимателей и юридических лиц тарифы на электроэнергию предлагается устанавливать в соответствии с действующим законодательством, как для прочих потребителей, не приравненных к населению, в соответствии с уровнем напряжения и присоединенной мощности в соответствующем субъекте Российской Федерации.

Кроме того, предлагается признать центры обработки данных (ЦОД) для осуществления майнинга и производства иных энергоемких блокчейн-вычислений объектами (сооружениями) связи с предоставлением права технологического присоединения к объектам Единой национальной (общероссийской) электрической сети, то есть к магистральным электрическим сетям, на напряжении ниже 110 кВ. Предлагается целесообразным внести необходимые изменения

в находящийся в настоящее время на рассмотрении Государственной Думы внесенный правительством РФ законопроект № 1195296-7, определяющий центр обработки данных как «сооружение связи с комплексом систем инженерно-технического обеспечения, спроектированное и используемое для размещения оборудования, обеспечивающего обработку и (или) хранение данных, и соответствующее утвержденной классификации».

Сохраняя конкурентные принципы

Для ритмичного и поступательного развития отрасли очень важно сохранить российские конкурентные преимущества в виде энергоресурсов по доступным для энергоемкого производства ценам без искусственных надбавок и налогов на потребление электроэнергии. Введение дополнительного налогообложения на потребление электроэнергии на майнинг спровоцирует банкротство майнинговых компаний на начальном этапе запуска инвестиционных проектов, а также будет значительно снижать инвестиционную привлекательность отрасли, способствовать развитию теневого сектора майнинга (в том числе бытового) и снижать конкурентные преимущества промышленной майнинговой деятельности в России.

Сбалансированное и учитывающее особенности майнинговой деятельности законодательство позволит ежегодно привлекать в бюджеты России свыше 50 млрд рублей в виде налогов на первых этапах развития рынка, а российским промышленным майнерам предоставлять для внешней торговли ликвидность объемом около 240 млрд рублей в год. ●



Попутный газ в Югре: компетенции и заботы



Алексей Заболзаев,
заместитель губернатора
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

– В Югре расположено 484 месторождения углеводородного сырья, лицензионные участки занимают 45% площади автономного округа, где работает 87 нефтегазодобывающих предприятий.

97% газа – попутный

Из добытых в 2022 году в Югре 33,2 млрд м³ газа 97% (32,4 млрд м³) – попутный нефтяной газ, что определяет одну из ключевых компетенций региона – эффективное использование этого ресурса.

Слаженная многолетняя работа позволила довести уровень использования газа в Югре в 2022 году до 95,8%, что на 17,3% больше показателя 2007 года. Объем сжигания за этот период снизился на 6,4 млрд м³.

В программы рационального использования ПНГ компании инвестировали более 247 млрд рублей, при этом построили почти 4 тыс. км газопроводов, 104 компрессорные станции, 65 газотурбинных и газопоршневых электростанций, 3 газоперерабатывающих завода.

Переработка и генерация

Значительная доля попутного нефтяного газа – более 70% – перерабатывается на 9 действующих в Югре газоперерабатывающих предприятиях, где из сырья извлекают широкую фракцию легких углеводородов – ценные ресурсы для нефтехимических производств с глубоким уровнем переработки, и сухой отбензиненный газ, который в свою очередь направляется на Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Нижневартовскую ГРЭС.

Направляют попутный газ и в качестве сырья для отопления муниципальных образований и жилых вах-

товых поселков, а также на объекты «малой» энергетики. В округе действует 83 газотурбинных и газопоршневых электростанций общей мощностью 1,9 МВт, они ежегодно вырабатывают 13,7 млрд кВт·ч электроэнергии, что составляет 16% от общего объема вырабатываемой электроэнергии в Югре.

Мобильные УПГ: охватить весь объем

Одним из действенных направлений для увеличения уровня рационального использования попутного нефтяного газа видится применение мобильных установок подготовки ПНГ на малых и средних месторождениях нефти. На таких промыслах рациональное использование ресурса практически не производится из-за высокой стоимости подготовки инфраструктуры,

Уровень полезного использования ПНГ в Югре – 95,8%, но регион стремится к 100%

а также ввиду того, что эксплуатация мобильных установок подготовки ПНГ сегодня не предусмотрена законодательством.

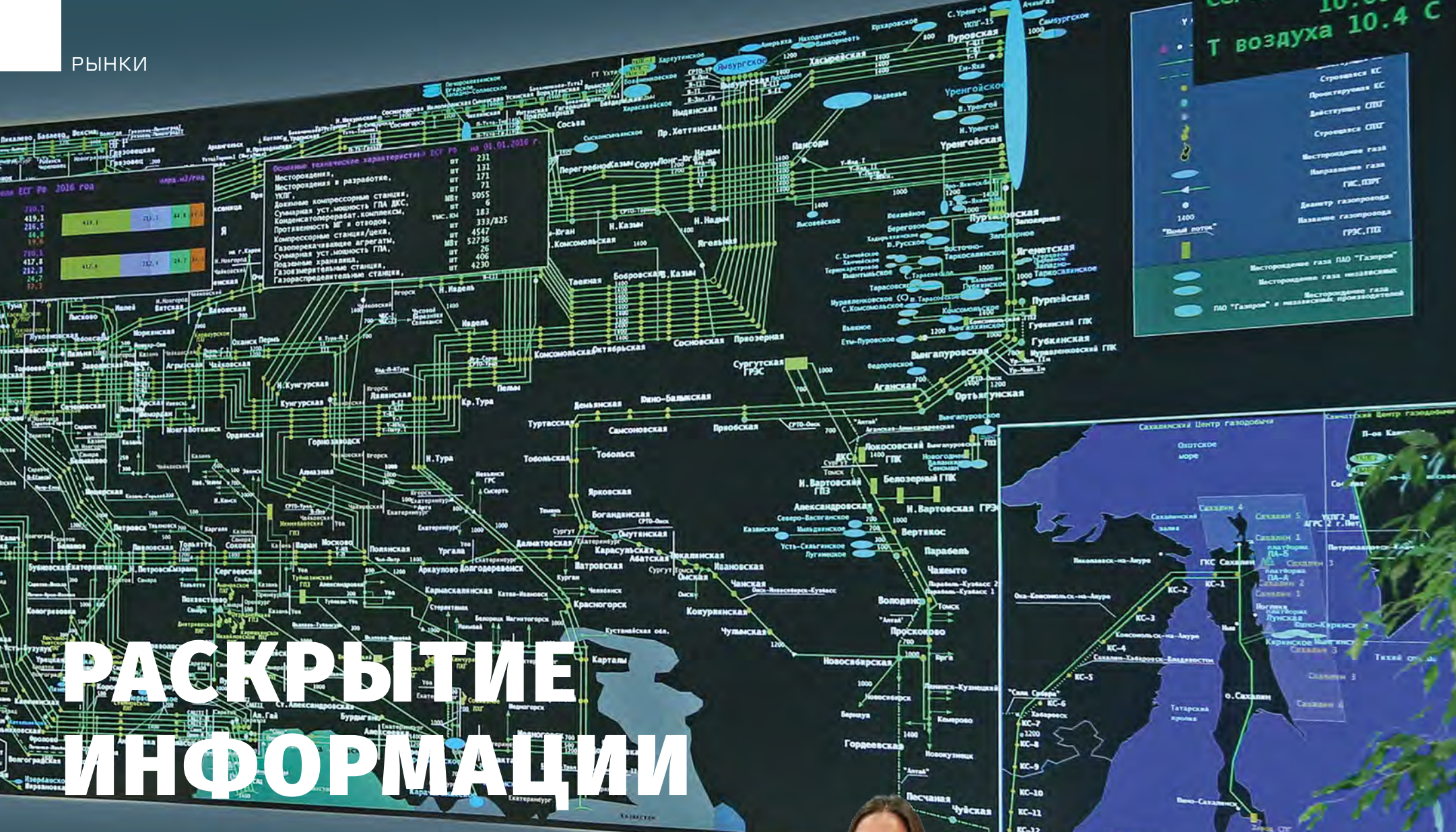
Учитывая отраслевой и инвестиционный потенциал автономного округа, Югра готова выступить тестовой площадкой для апробации проекта по выделению целевых углеводородов из всех потоков ПНГ с использованием мобильных установок, с дальнейшим тиражированием на всей территории России.

В масштабе страны реализация проекта позволит вовлечь дополнительно до 36 млрд м³ ПНГ, что сократит нагрузку на окружающую среду и даст дополнительное сырье для наращивания объема химического производства.

Чтобы проект был жизнеспособен и экономически эффективен, необходима поддержка на государственном уровне и совершенствование нормативной правовой базы в части переработки ПНГ. От имени правительства Югры прошу [Комитет Государственной Думы по энергетике] поддержать инициативу региона.

Данный доклад прозвучал 22 сентября 2023 года в Ханты-Мансийске на выездном заседании, посвященном 70-летию исторического «Березовского газового фонтана» и роли природного газа в развитии ХМАО-Югры и России (см. подробнее стр. 72 и 78). «Газовый бизнес» публикует в этой подборке фрагмент выступления, никак не связанного автором с темой майнинга, однако в нем раскрывается общая ситуация с ПНГ, роль этого ресурса, проблемы и пути их решения в видении руководителей региона.





РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ

О СВОБОДНЫХ МОЩНОСТЯХ В ГТС:

вопрос информационной открытости и перспективы практического использования

В статье рассматриваются важность раскрытия информации о свободных мощностях ГТС при заключении и исполнении договоров поставки газа на внутреннем рынке РФ, значение этого вопроса для дальнейшего развития биржевой торговли и предпосылки формирования рынка мощностей.

В России функционирует развитая и надежная сеть газопроводов общей протяженностью 179,3 тыс. км, при этом сегодня она активно расширяется в рамках программы социальной газификации.

Благодаря централизованному управлению, большой разветвленности и наличию параллельных маршрутов транспортировки, Единая система газоснабжения (ЕСГ) обладает существенным запасом надежности



Ольга Грек,
заместитель управляющего
директора по рынкам газа
и электроэнергии СП6МТСБ

и способна обеспечивать бесперебойные поставки газа даже при пиковых сезонных нагрузках, что констатирует «Газпром» на своем веб-сайте.

И если техническая часть транспортировки организована

и работает надежно, в бесперебойном режиме, то в части нормативного регулирования появляется ряд вопросов, требующих актуализации с учетом текущих экономических вызовов.

Условия неравенства...

По мере увеличения объемов добычи и реализации газа независимыми поставщиками, перехода от монопольного планового обеспечения к рыночным механизмам, появления ценовой конкуренции между поставщиками, развития биржевых торгов газом с использованием разных инструментов, все больше требуется связанных между собой технологических решений, оптими-

зирующих работу различных сегментов, делающих деятельность на рынке более эффективной.

Несмотря на четко заданный на государственном уровне вектор развития конкуренции (см. «В поддержку конкуренции»), в том числе посредством биржевых торгов газом, независимые производители и потребители газа продолжают обращать внимание на неравенство условий хозяйствования на газовом рынке по сравнению с ПАО «Газпром» через ряд принципиальных нормативно-правовых особенностей регулирования рынка. Речь идет об условиях организации транспортировки и получения доступа к газотранспортной системе (далее – ГТС) «Газпрома». Эти условия разные для «Газпрома» и независимых производителей газа. И одним из ключевых элементов является использование (практическое применение) информации о свободных мощностях в ГТС.

... заложены в нормативной базе

Кратко напомним об основных нормативных актах, регламентирующих организацию транспортировки газа по ГТС, и проанализируем их с точки зрения условий для игроков рынка газа.

• **Федеральный закон РФ «О естественных монополиях» от 17.08.1995 № 147-ФЗ.** Ключевой по рассматриваемому нами вопросу в этом законе является статья 4. Транспортировка природного газа относится к естественно-монопольным видам деятельности, в связи с чем на нее распространяется действие данного закона. Статья 3 дает определение естественной монополии, а также субъекта естественной монополии.

Статья 6 закона предусматривает осуществление ценового регулирования путем определения цен и тарифов или их

предельного уровня, а также определение перечня потребителей, подлежащих обязательному полному или частичному обслуживанию в зависимости от условий защиты прав и интересов граждан, безопасности государства и пр. Закон определяет принципы деятельности органов государственного регулирования естественных монополий, их функции и полномочия, принципы и процедуры государственного контроля за их деятельностью, обязанности субъектов естественных монополий, а также их ответственность за нарушение положений закона.

• **Федеральный закон РФ «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 № 69-ФЗ.** Наиболее важным для рассматриваемого нами вопроса в этом документе является законодательное закрепление доминирующей роли ПАО «Газпром» в газовой промышленности России как собственника Единой системы газоснабжения и его полномочий, о чем указано в статьях 6 и 13.

Касательно регулирования вопросов транспортировки газа важными являются положения статьи 27, которая закрепляет недискриминационный доступ любых организаций, осуществляющих деятельность на территории России, к газотранс-

В ПОДДЕРЖКУ КОНКУРЕНЦИИ

Национальным планом развития конкуренции в Российской Федерации на 2021-2025 годы, утвержденным распоряжением правительства РФ от 02.09.2021 № 2424-р, установлена минимальная доля в 10% от величины поставки газа на внутренний рынок, который должен составлять объем биржевых торгов. Исходя из текущего объема рынка это 35 млрд м³ газа.

Распоряжением правительства РФ от 23.12.2022 № 4140-р в части рынка газа предусмотрено выполнение в ближайшие два года 9 поручений с общим контролем за их исполнением со стороны ФАС России.

ОПЕРАТОР ТОВАРНЫХ ПОСТАВОК

ООО «ОТП ТЭК» создано в августе 2014 года для выполнения функций организатора транспортировки газа, реализованного/приобретенного на биржевых торгах в секции «Газ природный» АО «СПБМТСБ». Его основные функции:

- взаимодействие с ПАО «Газпром» и газотранспортными обществами ПАО «Газпром» в части расчета протяженности маршрутов, а также согласования точек отбора газа и мощностных ограничений ГТС ПАО «Газпром»;
- взаимодействие с клиринговой организацией НКО ЦК РДК (АО) в части обеспечения проведения биржевых торгов;
- контроль исполнения обязательств по биржевым договорам;
- ежесуточный учет отбора биржевого газа в течение периода поставки;
- оформление по итогам отчетного периода первичных отчетных документов за оказанные участникам торгов услуги по организации транспортировки газа.

В целях дальнейшего развития биржевых торгов и получения статуса организации, действующей на финансовом рынке, ООО «ОТП ТЭК» получило аккредитацию в Банке России на осуществление функций оператора товарных поставок (приказ Банка России от 25.01.2018 № ОД-145).

портным системам, но только при условии наличия свободных мощностей.

• *Постановление правительства РФ от 14.07.1997 № 858 «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе ОАО «Газпром».* Для независимых производителей процедура получения доступа к газотранспортной системе «Газпрома», то есть возможности транспортировки газа от месторождения или газоперерабатывающего завода до потребителя, регламентирована данным постановлением. Однако не все его положения четко регламентируют процедуру получения доступа/отказа к ГТС с соответствующей ответственностью за отказ или задержку в выдаче

доступа со стороны владельца ГТС, что позволяло бы спрогнозировать на определенный временной отрезок, построить и рассчитать маршрут и точную стоимость транспортировки. Не описаны вопросы, связанные с исполнением владельцем ГТС функций по регулированию и балансированию системы, возникающие в связи с транспортировкой газа независимых производителей, и оплате независимыми организациями этих услуг. Не раскрыты и не регламентированы вопросы хранения газа независимых организаций в системе или ПХГ, которые решаются непосредственно с «Газпромом».

В то же время дочерние общества самого «Газпрома» с такими трудностями, как нерегламентированное время ожидания выдачи разрешения на доступ к ГТС, прерываемый, неполный/частичный график поставки, дополнительные затраты на хранение газа в ПХГ, не сталкиваются, что обеспечивает им определенное конкурентное преимущество на газовом рынке.

Также не определены источники проверки информации по «свободным» мощностям ГТС и не дается определения «недискриминационным правам на доступ» для независимых производителей.

• *Приказы ФАС России № 960/22 от 08.12.2022 (вступил в силу с 01.09.2023), № 38/19*



от 18.01.2019, № 231/14 от 07.04.2014 «Об утверждении форм, сроков и периодичности раскрытия информации субъектами естественных монополий, оказывающими услуги по транспортировке газа по трубопроводам, а также правил заполнения указанных форм».

Торговля в информационном вакууме, или Поставщик без права на поставку

Информация о наличии свободных мощностей в ГТС не агрегирована для всех пользователей в одном официальном источнике, а разбросана между официальными сайтами «Газпрома» и его дочерних «трансгазов», которые публикуют ее частично и с отсылкой на разные редакции приказов ФАС. Это делает такую информацию бесполезной, так как для ее практического использования необходимо обладать полными знаниями о технологической структуре ГТС, точных маршрутах транспортировки, «потоках» газа и «узких местах». Более того, формы раскрытия информации не позволяют ее обновлять и обрабатывать в автоматизированном режиме, что снижает ее достоверность и актуальность.

Вследствие вышеперечисленных факторов на российском рынке газа присутствует неопределенность: покупатель,

заключивший обязывающий договор поставки газа с независимым поставщиком, не может быть уверен в том, что такой договор будет исполнен до тех пор, пока не будет открыт некий «черный ящик» – станет известным решение «Газпрома» о том, будет ли разрешена транспортировка газа в необходимых объемах. При этом сроки выдачи таких решений не оставляют покупателю и поставщику времени на заключение альтернативных договоров поставки, что ставит их в зависимость от «Газпрома» позицию. Решение же споров затрудняется закрытой для доступа информацией, а также инертностью судебно-правовой системы, в то время как получать газ нужно «вот прямо сейчас».

Биржевые настройки

Начиная с 2014 года участникам газового рынка был предложен и успешно реализован в биржевой практике следующий пошаговый механизм: запрос на доступ к ГТС – ОТП – ответ до торгов – стоимость маршрута и разрешение.

Оперативный запрос на доступ к ГТС за 20 дней до начала месяца поставки для покупателей и за 4 дня до биржевых торгов с поставкой на следующий месяц для поставщиков направляется через ООО «ОТП ТЭК». Эта специализированная компания оказывает услуги по согласованию разрешений на доступ к ГТС с «Газпромом» до биржевых торгов с поставкой на «месяц вперед». По запросу перед проведением биржевых торгов одобренные транспортные лимиты поставщиков могут быть разосланы участникам биржевых торгов с целью повышения их информированности и выстраивания стратегии закупки.

Подобная практика показывает и доказывает несколько

важных моментов: «Газпром» располагает оперативной и актуальной информацией по свободным мощностям ГТС, которую можно проверить и обработать запрос на доступ в ускоренном (по сравнению с указанным в постановлении № 858) режиме. Возможно, целесообразно распространить эту практику и на внебиржевой сегмент рынка газа для выравнивания условий хозяйствования независимых поставщиков и потребителей газа относительно «Газпрома».

Регулярное и удобное информирование

Публикуемая с определенной периодичностью сводная информация по свободным мощностям ГТС позволила бы независимым компаниям (как поставщикам, так и потребителям) точнее планировать поставки газа, оптимизировать свои балансы распределения/покупки, выстраивать стратегию продаж и закупок, основываясь на расчетных, а не на прогнозных данных.

Необходимость движения в этом направлении закреплена п. 24 и (отчасти) п. 22 распоряжения правительства РФ № 4140-р от 23.12.2022. В них предусматривается принятие ведомственного акта по совершенствованию форм раскрываемой информации субъектами естественных монополий, оказывающими услуги по транспортировке газа по трубопроводам, а также



по проработке возможности внедрения рынка мощностей, со сроком исполнения во втором квартале 2023 года.

Решить поставленную задачу возможно следующим образом:

– дополнить приказ ФАС России от 08.12.2022 № 960/22 сводной формой по раскрытию информации о свободных мощностях газотранспортной системы «Газпрома», заполняемой строго «Газпромом» с периодичностью обновления на первое число каждого месяца;

– во избежание неясности толкования ввести новые термины «точка входа» и «точка выхода» и закрепить их для дальнейшего использования в «Правилах поставки газа», в приказе ФАС № 960/22, а также в соответствующем приказе ФАС в случае принятия новой методики расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам (вход-выход).

Возможный вариант публикации о раскрытии информации с необходимым и полным набором сведений представлен на рисунке (стр. 60).

При этом следует понимать, что предполагаемая сводная форма по раскрытию информации о свободных мощностях ГТС может быть по-прежнему сложна в практическом применении в силу нагруженности данными, обусловленными высокой вариативностью и разветвленностью ГТС. Отсюда напрашивается логичный вывод о необходимости цифро-

Сводная информация о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым услугам по транспортировке газа по состоянию на 1 число каждого месяца _____

А	Б	С				D				E				F				G				H
		Техническая мощность (пропускная способность, подтвержденная техническими документами)		Режим поставки: непрерывный, прерываемый, через ПХГ на год		Объемы газа в соответствии с поступившими заявками на 1 число месяца _____ года		Объемы газа в соответствии с удовлетворенными заявками на 1 число месяца _____ года		Свободная мощность по состоянию на 1 число месяца _____		Комментарии/ пояснения по отклоненным заявкам										
Точка входа	Точка выхода	На текущий год		Начиная с октября на следующий год		На текущий год		Начиная с октября на следующий год		На текущий год		Начиная с октября на следующий год		На текущий год		Начиная с октября на следующий год		На текущий год		Начиная с октября на следующий год		
		на месяц	на I кв.	на II кв.	на III кв.	на IV кв.	на I кв.	на II кв.	на III кв.	на IV кв.	на I кв.	на II кв.	на III кв.	на IV кв.	на I кв.	на II кв.	на III кв.	на IV кв.	на I кв.	на II кв.	на III кв.	на IV кв.
	маршрут																					

! Важно: любая информация из таблицы может быть верифицирована со стороны ФАС России в любой момент времени.

вой обработки данных вместо работы с громоздкими таблицами.

В цифровую эпоху

В современную эпоху диджитализации и всеобщего доступа к простой, агрегированной под потребителя открытой информации, не сложно предложить технологическое решение по сбору и публикации полной информации для всех заинтересованных лиц, позволяющее решать обозначенные выше вопросы.

Наиболее оптимальным вариантом является использование дочерней организации

«Газпрома» – ООО «Оператор товарных поставок ТЭК» («ОТП ТЭК»). С января 2021 года он осуществляет функции оператора товарных поставок на организованных торгах в секции «Газ природный» АО «СПбМТСБ», основной его задачей является осуществление контроля и учета товарных поставок по итогам биржевых торгов.

Функционал, опыт и компетенции «ОТП ТЭК» позволят предоставить новый дополнительный сервис для всех участников рынка газа в РФ – публикацию информации о свободных мощностях в ГТС «Газпро-

ма» на регулярной основе с возможностью представления указанной информации в удобном виде, выделяя конкретные временные периоды и маршруты, интересующие пользователей. Это позволит обеспечить представление прозрачной и открытой информации по состоянию и загрузке ГТС для всех участников рынка.

Наличие такого сервиса в будущем также поможет автоматизировать процедуру подтверждения технической возможности поставки газа при подаче заявок на участие в биржевых торгах на заданный период времени. Помимо повышения привлекательности биржевых торгов и, как следствие, их ликвидности, это позволит расширить список доступных участникам биржевых инструментов вплоть до запуска поставочных фьючерсов на газ.

Тем самым будет сделан еще один важный шаг в движении от жестко регулируемого газового рынка к контролируемому свободному, снизит риски участников рынка при заключении и исполнении договоров поставки газа, обеспечит лучшую устойчивость российской экономической системы. ●



В начало

VII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ И СНГ

24 НОЯБРЯ 2023, МОСКВА, ОТЕЛЬ «БАЛТУГ КЕМПИНСКИ»

ОРГАНИЗАТОР: RPI
 [WWW.RPI-CONFERENCES.COM](http://www.rpi-conferences.com)

ФОРМАТ КОНФЕРЕНЦИИ

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ
**ДИНАМИКА
И КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ
НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ**

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
**МЕЛКООПТОВЫЙ /
БИРЖЕВОЙ РЫНКИ
МОТОРНОГО ТОПЛИВА**

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
РАЗВИТИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ
ТОПЛИВНОГО БИЗНЕСА**

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ПУТИ
ОПТИМИЗАЦИИ ВТОРИЧНОЙ
ЛОГИСТИКИ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ**

АУДИТОРИЯ МЕРОПРИЯТИЯ

Российские и зарубежные ВИНКИ

Независимые операторы АЗС

Независимые трейдеры

Поставщики оборудования и технологий

Российские и зарубежные ритейлеры

Госорганы и профильные НКО

УЧАСТНИКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОШЛЫХ ЛЕТ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПАРТНЕРЫ:

УЧАСТНИКИ:

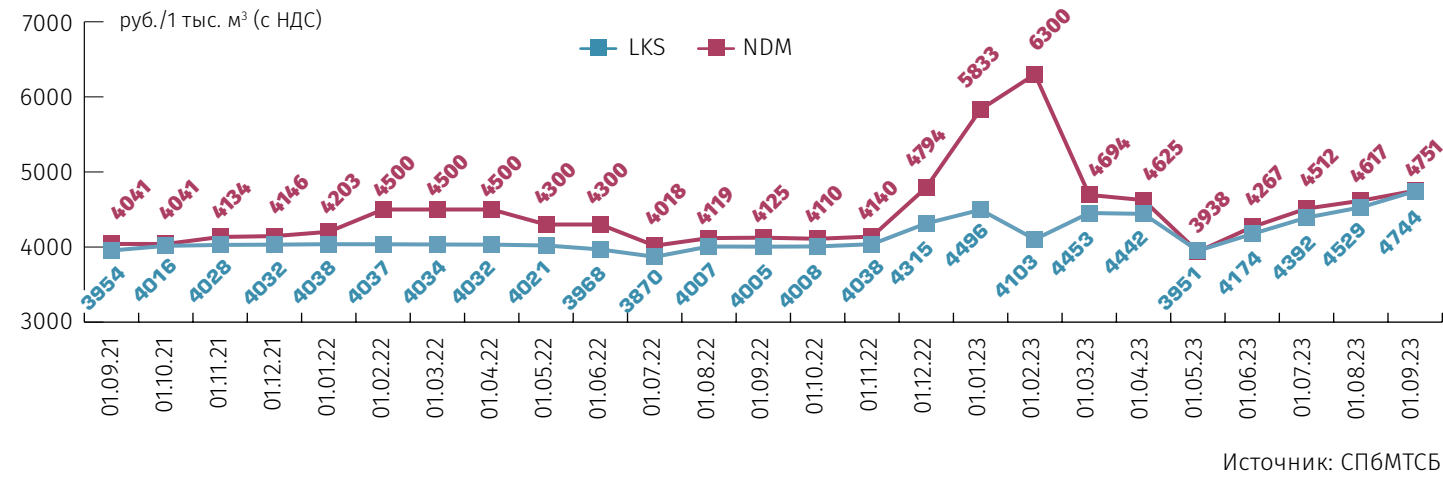
БЕЛОРУСНЕФТЬ

+7 (495) 502 54 33
 SvetaM@rpi-inc.ru
 www.rpi-conferences.com



ГАЗ • БИРЖА • ЦЕНЫ

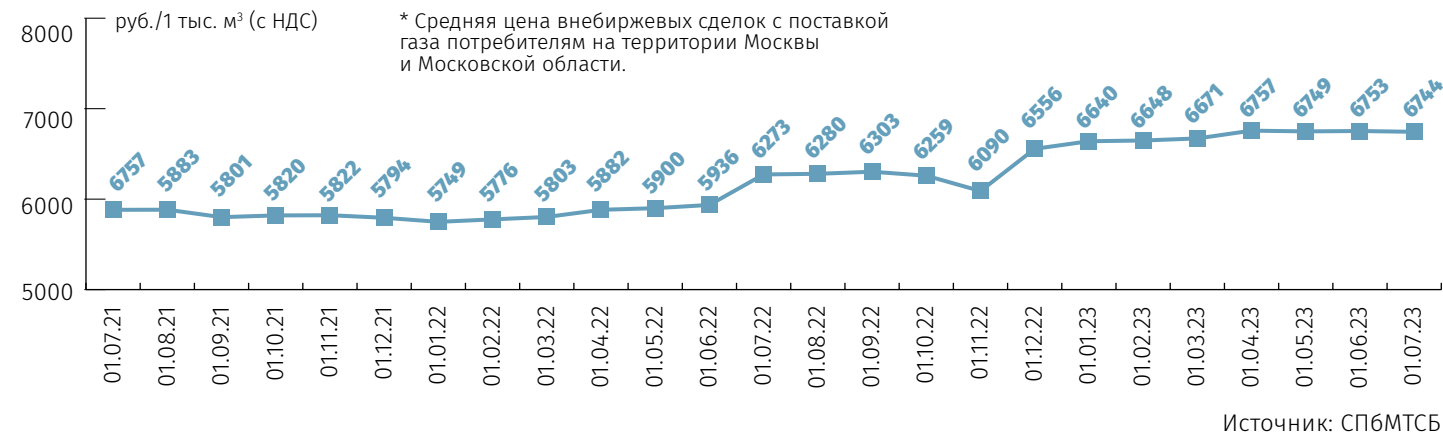
Сводные биржевые цены природного газа на балансовых пунктах Локосово и Надым



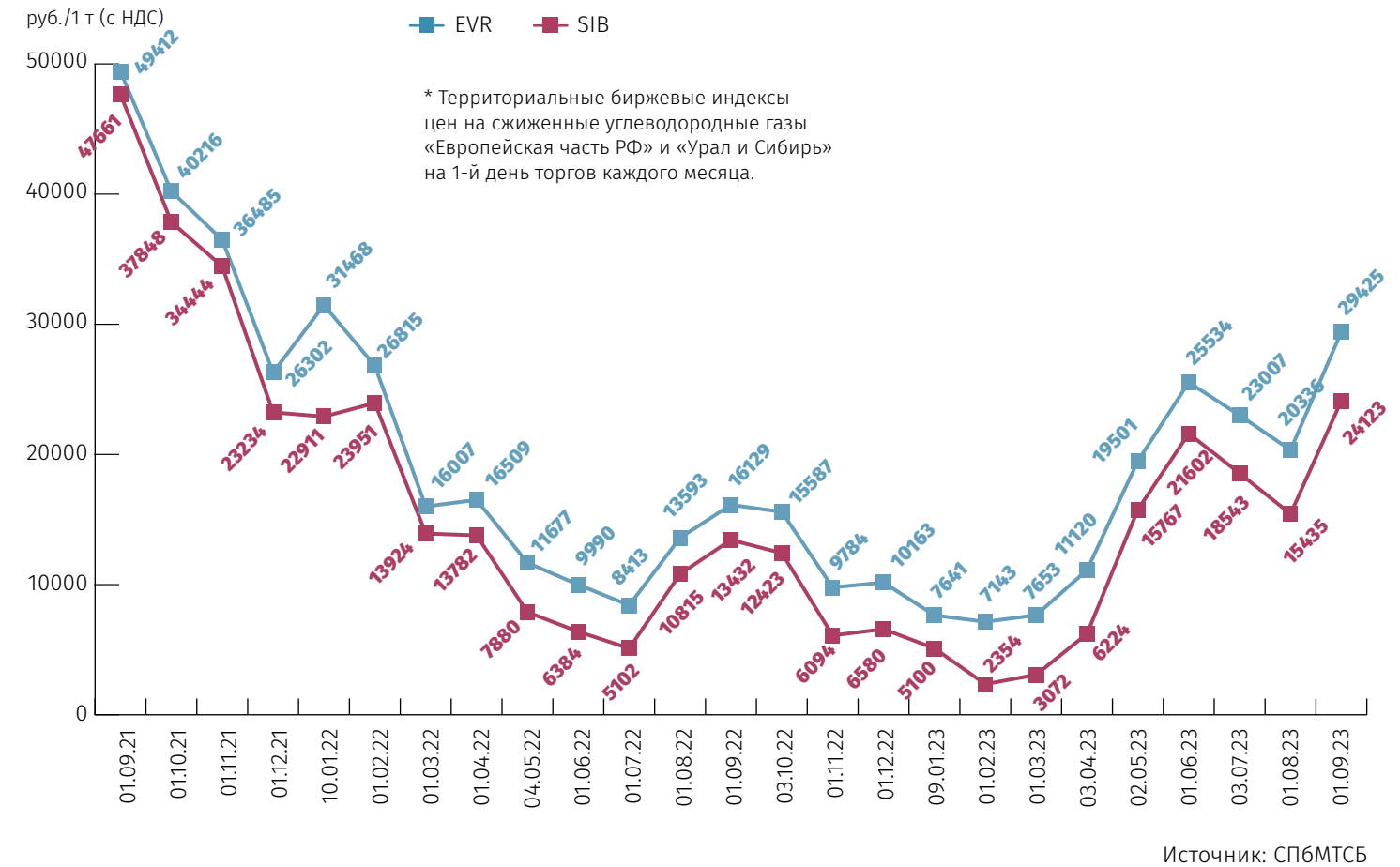
Биржевой региональный индекс природного газа для Московского региона *



Внебиржевой региональный индекс природного газа для Московского региона *



Территориальные биржевые индексы цен СУГ *



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» СП6МТСБ. Суточный дифференциал сводной цены на БП рассчитывается ежедневно на основе договоров с поставкой «на сутки» или «на нерабочий день».

Территориальные индексы СП6МТСБ рассчитываются для различных видов нефтепродуктов, в том числе СУГ, по трем крупнейшим внутрироссийским рынкам: Европейская часть России; Урал и Сибирь; Сибирь и Дальний Восток. Индексы рассчитываются каждый торговый день на основе Сводных биржевых цен на местах производства, которые, в свою очередь, рассчитываются на основе информации о договорах, заключенных в ходе биржевых торгов. Подробнее об индексах: https://spimex.com/markets/oil_products/indexes/territorial/

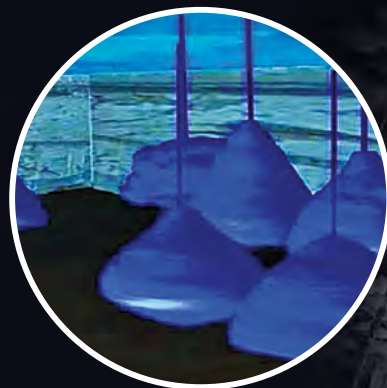
Семейство **Региональных индексов природного газа** рассчитывается для всех основных регионов потребления на территории РФ. Биржевые индексы рассчитываются ежемесячно на основе договоров с поставкой «на следующий месяц», заключенных в ходе биржевых торгов.

Внебиржевые Региональные индексы рассчитываются ежемесячно на основе информации о внебиржевых договорах, предоставленной в АО «СП6МТСБ» в соответствии с требованиями постановления правительства РФ от 23.07.2013 № 623.

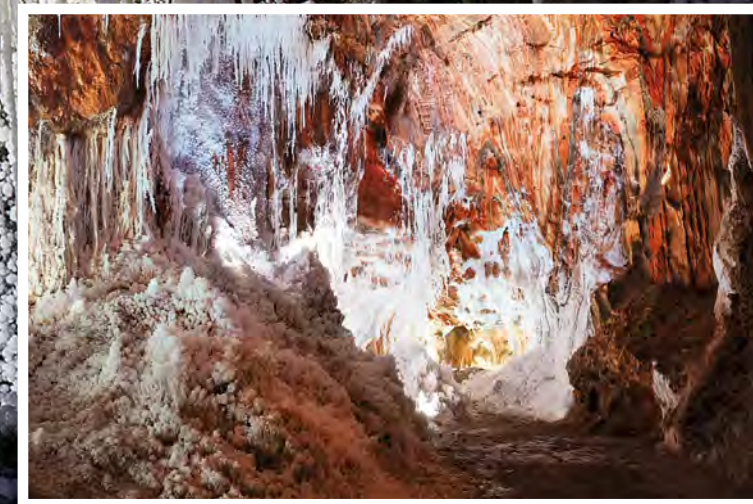
[В начало](#)



СОЛЯНЫЕ КАВЕРНЫ ДЛЯ H₂



О возможностях и выгодах обустройства в России подземных хранилищ водорода в соляных пластах



По мере трансформации глобальной энергетики, достижениями странами взятых на себя целей декарбонизации и развития технологий в мире растет спрос на водород. В первую очередь этот рост обеспечен спросом на водород как энергоноситель, но никто не отменял также его различное промышленное потребление. Инфраструктура трубопроводной транспортировки и хранения больших объемов водорода существует и используется давно в промышленности. Однако масштабы перспективного спроса на него в энергетической сфере требуют новых объектов гораздо большей вместимости.

Из всех возможных способов хранения больших объемов водорода самый технологически и экономически оптимальный – подземный в соляных кавернах. Усилия ученых, геологов, технологов, инженеров, регуляторных структур направлены на поиски и подготовку базы подходящих для хранения водорода геологических объектов, разработку технологий, создание оборудования, материалов и нормативно-правовой среды.

Несмотря на наличие других остро актуальных проблем и вызовов в российском ТЭК важность работы на перспективном водородном направлении остается высокой. Соответствующая будущая инфраструктура поможет не только реализовать новый экспортный потенциал страны, но и решить многие задачи внутреннего рынка.

В данной статье рассмотрим современное состояние водородного сектора и оптимальные возможности его развития в части создания в России ПХГ для хранения водорода в соляных пластах.

Основные параметры

Для начала – различают физическое и химическое хранение водорода. Физическое хранение возможно в виде:

- газообразном под давлением;
- жидком при низкой температуре (-253 °С).
- химическое хранение водорода возможно:
- в виде химических веществ с высокой плотностью водорода (аммиак, метанол);
- в металлгидридной форме;
- с жидкими органическими носителями;
- в сорбентах.

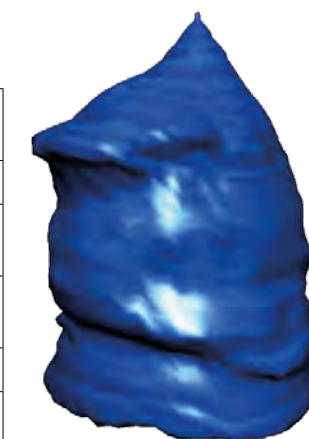
Хранение водорода в подземных соляных резервуарах (кавернах) является одной из форм физического хранения водорода. Подземные соляные каверны образуются в результате добычи рассола (водного раствора хлорида натрия) по технологии скважинного выщелачивания для производства продукции в пищевой и химической отрасли (соль, кальцинированная и каустическая сода, хлор, водород, хлоридные соединения, ПВХ).

Прочность стенок соляных каверн позволяет обеспечить хранение сжатого водорода под давлением от 50 до 270 атмосфер в зависимости от глубины соляного пласта. Сжатие газообразного водорода под давлением от 200 атмосфер используется на глубинах хранения 1 тыс. метров и ниже. Так, в Великобритании в одном из хранилищ водорода на глубине 1800 метров используют давление 270 атмосфер (рис. 1). Плотность сжатого водорода при давлении 200 атмосфер составляет 16-17 кг на м³.

Объем соляных каверн в среднем составляет от 50 до 750 тыс. м³. Каверны небольшого объема используются часто для систем хранения энергии или небольших хранилищ отдельных производственных предприятий. Крупная соляная каверна на 750 тыс. м³ обеспечит хранение 12 тыс. тонн водорода. Для примера, на Калининградском ПХГ «Газпрома», используемого для природного газа, размываются каверны объемом по 400 тыс. м³.

Рисунок 1. Модель соляной каверны для хранения водорода East Yorkshire

Расположение	Восточный Йоркшир (Англия)
Объем	276 тыс. м ³
Глубина залегания потолка каверны	1722 м
Глубина залегания подошвы каверны	1826 м
Радиус каверны	до 47 м
Максимальное давление H ₂ в каверне	271 бар (270 атмосфер)



Источник: Energy Technologies Institute

Из истории хранения водорода в соляных пластах

Мировой опыт эксплуатации подземных хранилищ водорода в газообразном виде под давлением в соляных кавернах составляет более 50 лет. Впервые подземные емкости в соляных пластах, создаваемые выщелачиванием каменной соли, были использованы для хранения во-

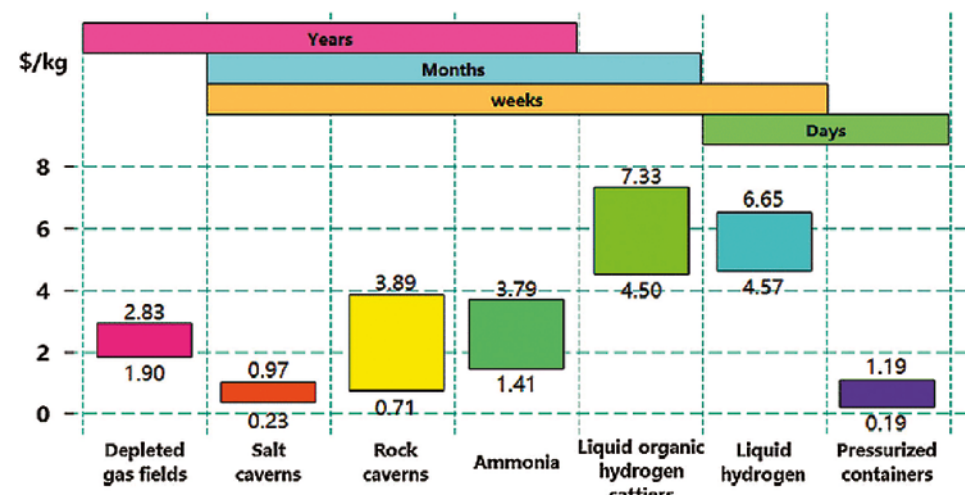
дорода в 1972 году в Великобритании в промышленном районе Тиссайд. Водород хранится в трех соляных кавернах эллиптической формы на глубине 350-450 метров, общий объем хранилища составляет 210 тыс. м³ [1].

В 1983 году было запущено в работу подземное хранилище водорода Chevron Phillips Clemens в штате Техас, США. Крыша соляной каверны находится на глубине 850 м, каверна представляет



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

Рисунок 2. Затраты на различные виды хранения водорода



Источник: Bloomberg New Energy Finance, 2019

с собой цилиндр диаметром 49 м и высотой 300 м. При объеме 580 тыс. м³ обеспечивалось хранение 30,2 млн м³, или 2520 метрических тонн водорода.

В 2007 году было запущено в работу подземное хранилище водорода Moss Bluff в Техасе объемом 566 тыс. м³. В 2013 году также в Техасе было запущено в эксплуатацию подземное хранилище водорода Spindletop объемом 906 тыс. м³.

Варианты и затраты

Исследования и расчеты, сделанные в последнее время специалистами, показывают, что при сравнении различных видов физического хранения водорода экономически выигрывают соляные каверны. Рассматривались также различные сроки и различные виды продукции.

Так, наиболее выгодный ценовой уровень затрат на хранение – 0,23-0,97 \$/кг – предоставляют варианты долгосрочного (на годы) и среднесрочного (месяцы, недели) хранения газообразного водорода под давлением в соляных кавернах (рис. 2). Долгосрочное хранение водорода в отработанных газовых месторождениях сопряжено с более высокими затратами [2].

Перевод водорода для хранения в жидкую форму приводит к существенному повышению затрат – 4,57-6,65 \$/кг. Хранение водорода в жидком виде обеспечивает увеличение плотности хранения в 4 раза (66-71 кг/м³) по сравнению с газообразным под давлением 200 атмосфер (16-17 кг/м³). Однако расход электроэнергии на сжижение составляет 10-14 кВт·ч на 1 кг H₂ и выше. Достижение температуры сжижения водорода -253°С и ее поддержание в подземном хранилище су-

щественно увеличивает как капитальные, так и текущие затраты по объекту (кстати, китайские специалисты сообщали о наличии подземных хранилищ СПГ в соляных кавернах с поддержанием температуры -160°С).

Поэтому ввиду приведенных выше факторов для хранения водорода используется преимущественно вариант хранилища в соляных кавернах газообразного газа под давлением.

Взаимодействие водорода со стенками

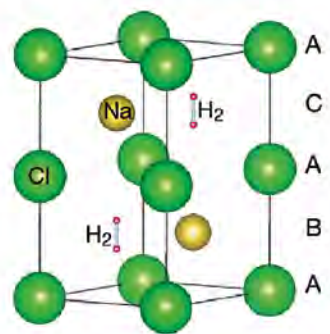
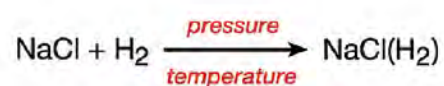
Каменная соль химически инертна к водороду, что обеспечивает надежность хранения газа в таких резервуарах.

Группа японских ученых в 2018-2019 годах исследовала взаимодействие водорода с хлоридом натрия (солью). При лазерном нагреве смеси NaCl и H₂ до температуры выше 1500 К (1226°С) и давления, превышающего 40 ГПа (1 ГПа = 9869 атмосфер), наблюдалось образование NaClHx со структурой P63/mmc, которая размещает молекулы H₂ в межузельных узлах решетки NaCl, образуя стопку АВАС. При понижении давления при 300 К (27°С) NaClHx остается стабильным до 17 ГПа. Расчеты показали, что наблюдаемый NaClHx представляет собой NaCl(H₂) (рис. 3) [3].

Данные исследования подтвердили относительную химическую инертность газа водорода по отношению к хлориду натрия.

Вместе с тем в контексте взаимодействия хранимого газообразного водорода со стенками соляных каверн среди экспертов обсуждается вопрос образования небольших объемов сероводорода H₂S (рис. 4). Стенки соляной каверны состоят условно из 99% NaCl (соли) и 1% CaSO₄ (ангидрида). После размыва соляной каверны на дне резервуара также остается сульфат кальция CaSO₄. Взаимодействие ионов серы и водорода приводит

Рисунок 3. Молекулярная структура NaClHx, образуемого при взаимодействии водорода со стенками соляных каверн



Источник: The Journal of Physical Chemistry C [3]

к образованию небольших объемов сероводорода. Количество образующегося H₂S в основном зависит от диффузионного массопереноса и от количества доступного сульфата. Проблема образования сероводорода решается путем добавления FeCl₂ или NaOH в рассол (водный раствор NaCl). К примеру, в Германии технические регламенты определяют, что концентрация H₂S в хранимом газе в соляной каверне не должна превышать 5 мг/м³ [4].

Преимущества соляных каверн

Итак, можно с уверенностью говорить о следующих преимуществах хранилищ водорода в подземных соляных резервуарах перед иными вариантами:

- высокий уровень промышленной безопасности, более 50 лет опыта эксплуатации;
- низкие капитальные затраты по сравнению с наземными хранилищами – в 8-12 раз дешевле;

- возможность многоциклового режима отбора-закачки газа;
- большие объемы хранения по сравнению с наземными комплексами;
- высокая степень герметичности, отсутствие потерь;
- снижение необходимой площади земельного отвода;
- стенки хранилища из соли (хлорида натрия) не подвержены охрупчиванию, как при контакте водорода с металлическими компонентами.

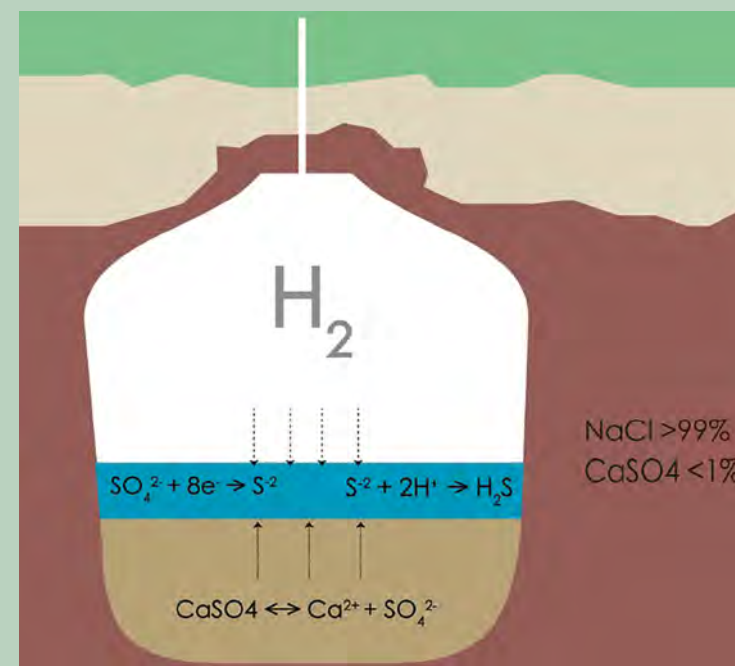
Структура и базовая схема

Соляной резервуар размывается по технологии скважинного выщелачивания. К подземному соляному пласту бурится скважина – подается вода для размыва пласта и отбирается насыщенный рассол. Соляные каверны условно разделены на три части: наверху хранится газ, посередине рассол толщиной всего 1-2 м, ниже – отстойник на дне, содержащий нерастворимые остатки и остаточный

водный раствор, заполняющий поры (рис. 5).

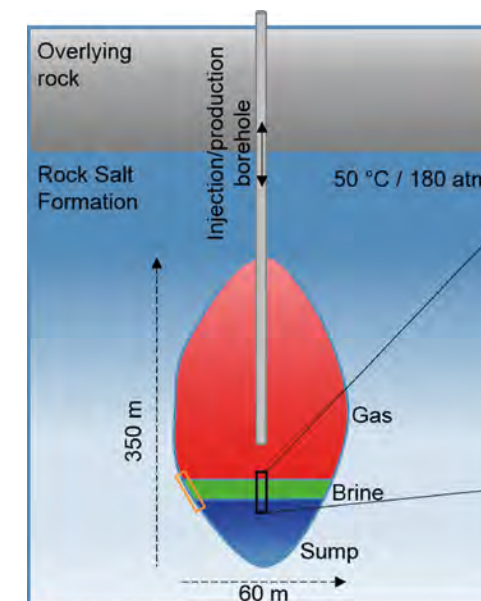
В июне 2023 года Минпромторг РФ выпустил сборник «Российские компетенции водородной промышленности», в котором приведены технологические разработки и решения более 100 российских организаций в области водородной энергетики. В сборнике также указан проект ФГАОУ ВО НИТУ «МИСиС» «Технология строительства подземных емкостей для хранения газообразного водорода большой вместимости», его текущая стадия, согласно сборнику: «Ведется разработка технологии с вместимостью емкостей до 500 млн м³ со сроком службы не менее 50 лет» [5]. На схеме «МИСиС» отображены отбор воды из артезианских скважин, подача в размываемые соляные каверны (резервуары) через скважины и отбор насыщенного рассола с каверн с последующей передачей на переработку или для сброса в нагнетательные скважины (рис. 6).

Рисунок 4. Образование сероводорода при хранении водорода в кавернах



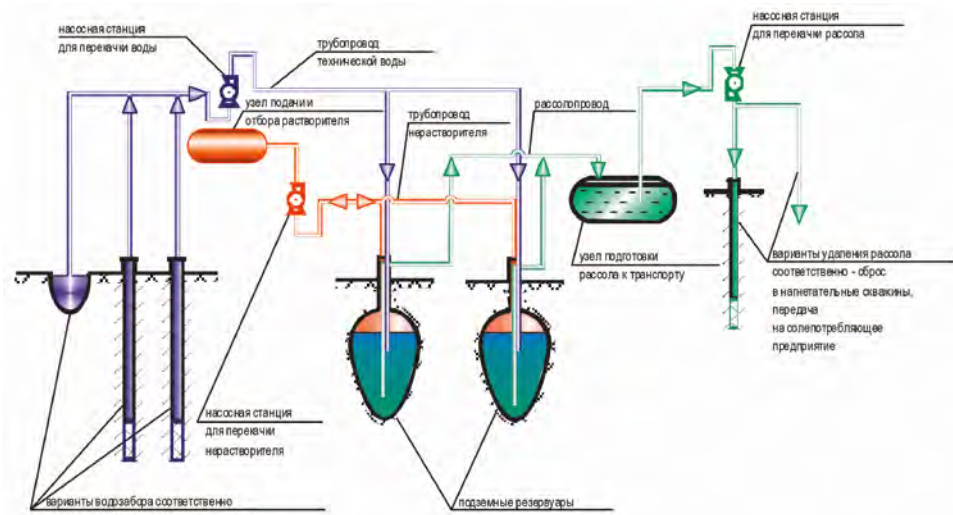
Источник: M.P. Laban. Hydrogen storage in salt caverns [4]

Рисунок 5. Общая структура соляной каверны (резервуара) для хранилища



Источник: Journal of Natural Gas Science and Engineering [6]

Рисунок 6. Схема размыва соляных каверн по заявленному проекту ФГАОУ ВО НИТУ «МИСИС»



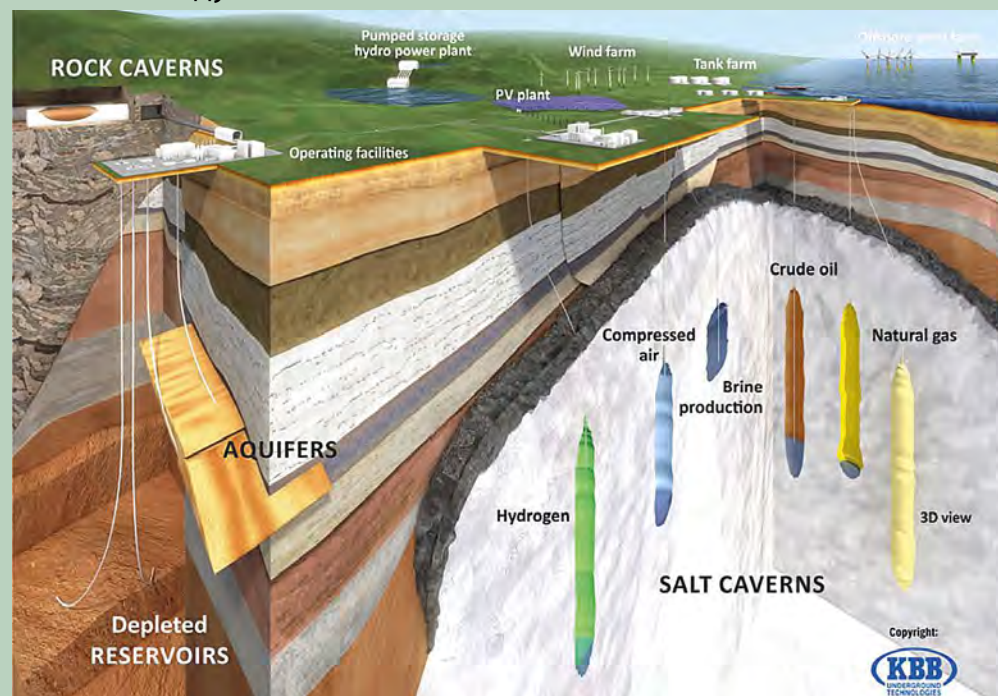
Источник: «Газпром Геотехнологии», МИСИС [7]

Структуру и принципиальную схему функционирования комплексного подземного хранилища в соляных кавернах для хранения различных видов продуктов, включая водород, можно также увидеть в разработках специалистов Германии (рис. 7) [8].

В Европе повышенная активность

Сегодня наиболее активно прорабатываются вопросы хранения водорода в Европе, где постепенно развивается сеть трубопроводов для водорода, преимущественно перепрофилированная из газо-

Рисунок 7. Схема подземного хранилища в соляных кавернах в Германии для хранения водорода, газа, нефтепродуктов, сжатого воздуха



Источник: KBB Underground Technologies

ВОДОРОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СЕТИ РАСТУТ И ТРЕБУЮТ ИНФРАСТРУКТУРЫ

В мире сегодня уже имеется более 4300 км трубопроводов для транспортировки водорода, более 90% которой приходится на Европу и Северную Америку. По оценкам Rystad Energy, запланировано еще около 91 проекта трубопроводов общей протяженностью 30,3 тыс. км с вводом в эксплуатацию примерно к 2035 году.

Водородные трубопроводы уже используются для снабжения промышленных хабов, нефтехимических заводов и т. п. Поскольку предложение постепенно перемещается из районов с избыточными и возобновляемыми источниками энергии в центры спроса водорода, то требуется больше специализированных магистральных трубопроводов с полной инфраструктурой – включая не только линейную часть, но и объекты хранения водорода.

проводной инфраструктуры. Правительства и экспертная среда ряда европейских стран поднимают вопросы необходимости срочного сооружения масштабных хранилищ. Ученые и бизнес проводят изыскания и реализуют конкретные проекты (рис. 8).

Так, нидерландский поставщик газа Gasunie планирует хранить водород, производимый из солнечной и ветровой энергии, в подземных соляных пеще-

рах, проект называется HyStock. Вблизи города Гронинген с известным одноименным практически полностью выработанным газовым месторождением планируется использовать четыре подземные соляные каверны для хранения водорода. Согласно концепции проекта компрессорные станции будут подавать около 76 млн м³ газообразного водорода в каждую из запланированных соляных каверн. Общая емкость хранения – около 26 тыс. тонн водорода (рис. 9).

Возле этого комплекса функционирует 6 подземных соляных каверн для хранения природного газа. В настоящее время на первой соляной каверне изучается воздействие водорода на оборудование, материал, цемент и солевые стенки. Проводятся также испытания для сохранения качества хранимого водорода.

Первая соляная каверна HyStock должна быть введена в эксплуатацию до 2028 года и сможет хранить 6 тыс. метрических тонн водорода, или эквивалент 200 гигаваатт-часов. Остальные три соляные каверны планируется ввести в эксплуатацию после 2030 года [9].

Несколько игроков энергетического рынка в 2023 году уже зарезервировали мощности в первой каверне для крупномасштабного хранения водорода проекта

Рисунок 8. Карта расположения соляных каверн в Европе

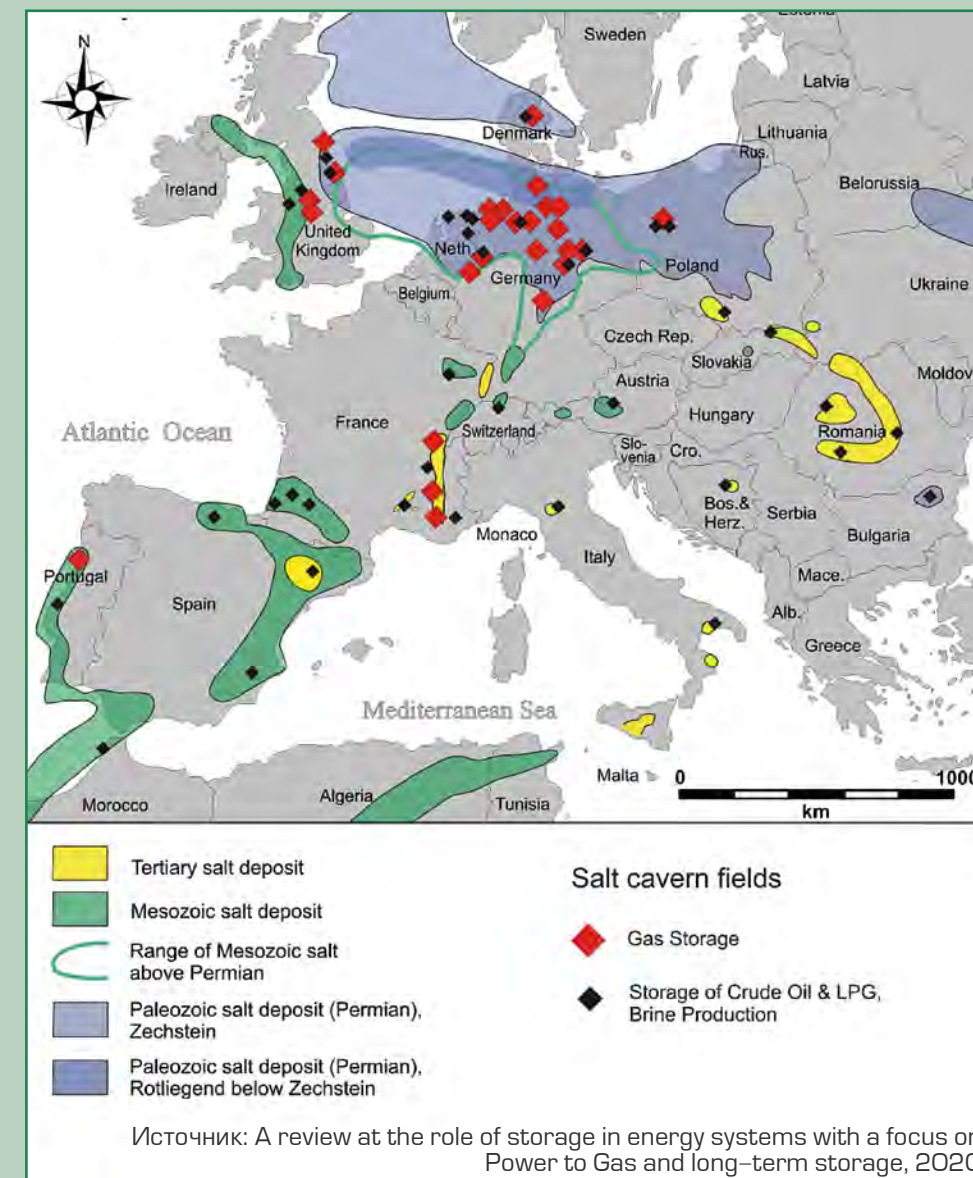
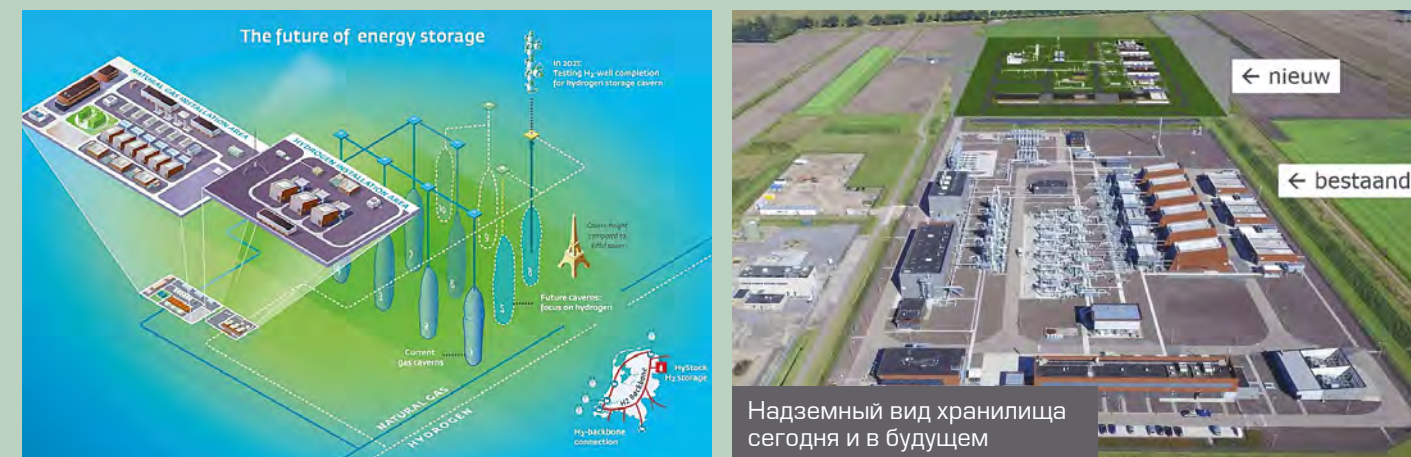
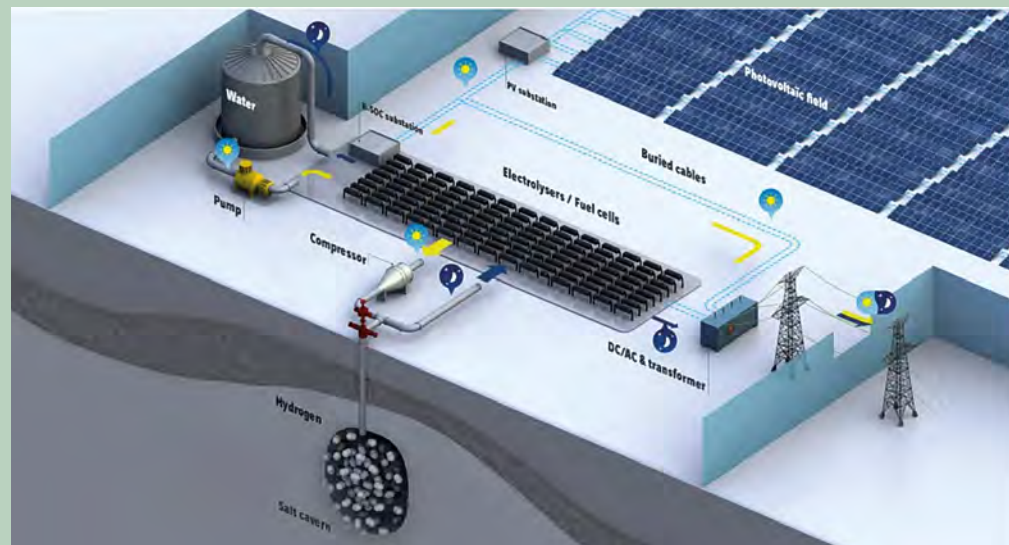


Рисунок 9. Схема подземного хранилища водорода проекта HyStock, Нидерланды



Источник: PV Magazine [9]

Рисунок 10. Схема комплекса «зеленого» производства и хранения водорода в соляной каверне*



* Производство водорода по технологии электролиза воды на солнечной энергии; использование хранилища для сглаживания пиковых потребностей в электроэнергии

Источник: CNBC [10]

ВЕЛИКОБРИТАНИИ НУЖНЫ МАСШТАБНЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ВОДОРОДА

В настоящее время в Великобритании имеется три подземных соляных резервуара для хранения водорода, которые используются с 1972 года. Британская геологическая служба определила подходящие мощности для хранения в Чeshire, Уэссексе и Восточном Йоркшире.

Однако сейчас ученые страны бьют тревогу по поводу недостаточности этих мощностей и вообще мощностей хранения энергии – с учетом роста спроса на электроэнергию и увеличения доли нестабильной генерации ветра и солнца.

Королевское общество в своем недавнем отчете «Крупномасштабное хранение электроэнергии» рассматривает разные способы хранения избыточной электроэнергии, вырабатываемой ветровой и солнечной энергией, включая экологически чистый водород, современные системы хранения энергии на сжатом воздухе (ACAES), аммиак и тепло. При этом отмечается, что хранение большей части излишков в виде водорода в соляных пещерах могло бы стать самым дешевым способом.

По их расчетам, к 2050 году потребуется хранение до 100 тераватт-часов (ТВт·ч), что невозможно обеспечить за счет батарей и т. п. Для этого требуется до 90 кластеров по 10 пещер. И работа по строительству этих пещер должна начаться немедленно, если правительство Великобритании хочет достичь объявленных целей «чистого нуля» по выбросам.

Ожидается, что спрос на электроэнергию в стране к 2050 году удвоится. В связи с этим сэр Крис Левеллин Смит, ведущий автор отчета, предупреждает: «Потребность в долгосрочном хранении серьезно недооценена».

HyStock. Причем запросы на резервирование на проведенном аукционе превысили предложенную емкость хранения – 216 ГВт·ч.

Другой пример. Финансируемый правительством Германии альянс HYPOS, состоящий из более 100 компаний, реализует проект строительства соляной каверны в Саксонии-Анхальте в расчете на хранение около 150 тыс. МВт·ч водорода, вырабатываемого ветровой энергией. Заполнение начнется в 2024 году. Это будет первая в континентальной Европе соляная каверна для хранения водорода, по заявлению руководителей проекта.

Французские газовые предприятия Teréga и Hydrogène de France договорились начать пилотный проект НуGeo в неиспользуемом подземном соляном резервуаре в Новой Аквитании на юго-западе Франции. В нем будет храниться около 1,5 ГВт·ч, достаточных для обеспечения энергией 400 домохозяйств на год.

Проект подразумевает, что водород будет производиться с использованием возобновляемых источников энергии, таких как солнечные батареи, а затем храниться под землей в соляных пещерах для будущего использования. Невостребованная потребителями часть электроэнергии, вырабатываемой ветровыми установками и солнечными панелями, будет поступать на электролизеры для выделения водорода из воды (рис. 10). Получаемый водород отправляется в подземное хранилище в соляной каверне. Каверна объемом 40 тыс. м³ обеспечит хранение 680 тонн водорода [10].

Хранилища в соляных кавернах в России

В России подземные соляные каверны используются для хранения природного газа, нефтепродуктов, этилена. Так, у «Газпрома» на территории РФ два ПХГ в соляных кавернах предназначены для обеспе-

чения пиковых потребностей в природном газе с возможностью многократного отбора газа – в Калининградской и Волгоградской областях. Планируется сооружение такого ПХГ также в Тульской области. Есть подземные хранилища нефтепродуктов у государственных структур. В Башкортостане функционирует частное подземное хранилище газа и нефтепродуктов в соляных кавернах.

В Тульской области ООО «Кекстон» по федеральной лицензии разрабатывает Новомосковское месторождение каменной соли и закладывает подземное хранилище на базе 26 соляных каверн общим объемом 2,6 млн м³ (по 100 тыс. м³) с перспективой расширения. Пробурены и обустроены 4 рассолодобывающие скважины на глубину 960 метров для размыва. Получаемый рассол при размыве каверн будет перерабатываться на строящемся компанией заводе выварочной соли хлорида натрия. Расстояние до Москвы – 195 км, рядом проложены магистральный газопровод и нефтепродуктопровод.

Капитальные затраты по этому хранилищу существенно ниже (до 3 тыс. руб/м³), чем для наземного хранилища (например, по нефтепродуктам они составляют от 40 тыс. руб/м³). В 23 километрах от тульской площадки «Кекстона» компания «Газпром» также планирует строительство ПХГ в соляных кавернах. Вблизи расположено крупное химическое предприятие «Азот» группы компаний «Еврохим», использующее водород для производства аммиака и другой продукции.

Реализация проектов подземных хранилищ рассолоперерабатывающими компаниями позволяет не утилизировать рассол, а производить из него продукцию (пищевую и техническую выварочную соль хлорида

натрия, водород, каустическую соду, хлор, соляную кислоту, кальцинированную соду) с высокой маржинальностью. Данные производства существенно снижают риски и стоимость неосновного проекта подземного хранилища. Завод выварочной соли мощностью 400 тыс. тонн в год обеспечивает ежегодно строительство двух соляных каверн объемом по 100 тыс. м³.

Идейно-правовое ядро для нормативной базы

Для развития хранения водорода в соляных кавернах в России существует основа нормативно-правовой базы, зафиксированная как законами и постановлениями, так и программами национального уровня. Но, конечно, потребуется доработка и разработка ряда детализирующих нормативов и методологических документов.

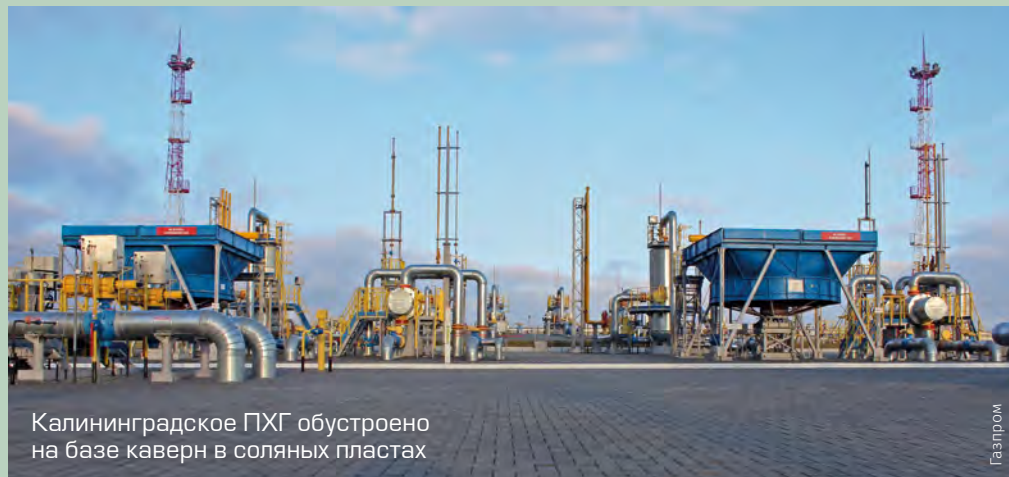
Энергостратегия России, принятая в 2020 году, как мы помним, констатировала уже имеющийся низкоуглеродный характер топливно-энергетического баланса страны по сравнению с энергетиками многих других стран: «более трети генерации электрической энергии приходится на атомную энергетику, гидроэнергетику и другие возобновляемые источники энергии, около половины – на природный газ». Тем не менее в документе большое внимание уделено дальнейшему развитию экологически чистой низкоуглеродной энергетики, и в частности водородному сектору. Была поставлена задача более глубокого «внедрения» водорода и водородных технологий в ТЭК. Помимо достижения экспорта водорода к 2035 году на уровне 2 млн тонн в год, были запланированы меры по стимулированию спроса на водород и на внутреннем

рынке: топливные элементы на основе водорода и природного газа для транспорта, водород и смеси как накопители в централизованных системах энергоснабжения.

«Прогнозируется, что водород, используемый сегодня в основном в химической и нефтехимической промышленности, в перспективе способен стать новым энергоносителем, замещающим углеводородные энергоносители, и сформировать «водородную экономику». Российская Федерация обладает значительным потенциалом производства водорода. Задачей водородной энергетики является развитие производства и потребления водорода, включение Российской Федерации в число мировых лидеров по его производству и экспорту», – говорится в Энергостратегии–2035 [11].

Постановлением правительства РФ № 2162-р от 05.08.2021 была утверждена «Концепция развития водородной энергетики в РФ». В ней отмечается, что технологии транспортировки и хранения водорода являются одним из наиболее значимых сдерживающих факторов для развития мировой водородной энергетики, поскольку технологии, применяемые в настоящее время, недостаточно отработаны в промышленности, имеют неудовлетворительные технико-экономические показатели и приводят к существенному увеличению стоимости водорода. Отмечаются отсутствие транспортной инфраструктуры и недостаточные готовность и уровни освоения промышленных технологий хранения и транспортировки водорода, а также неудовлетворительные технико-экономические показатели имеющихся технологий.

Среди приоритетных технологий для развития водородной энергетики в РФ в Концепции указываются: системы хранения и транспортировки компримированного водорода, водород-



Калининградское ПХГ обустроено на базе каверн в соляных пластах

Газпром

да в конденсированном (сжиженном) состоянии, установки компримирования и сжижения водорода, хранение и транспортировка водорода в связанном состоянии в виде аммиака и жидких органических носителей водорода, металлогидриды, трубопроводная транспортировка водорода и метановодородных смесей [12].

Приказом Минэнерго России № 1436 от 21.12.2021 был утвержден актуализированный «Прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года». В документе указано, что продолжатся разработки различных технологий аккумулирования электроэнергии для стационарной энергетики. Они включают пневмоаккумулирующие электростанции общей текущей мощностью 440 МВт с КПД 45-55% с энергоемкостью 17-22 Вт·ч/кг,

которые, однако, требуют специальных подземных полостей (такими могут быть подземные соляные резервуары).

В прогнозе отмечается, что мировое производство водорода составляет около 115 млн тонн, которые в полном объеме используются на технологические нужды: в нефтепереработке, для производства аммиака и метанола, прямого восстановления металлов. В документе подчеркивается, что на текущий момент технологии производства и хранения водорода находятся на разных стадиях готовности: наиболее подготовленными к практическому использованию являются технологии производства водорода. Одной из ключевых проблем водородной энергетики остается разработка эффективных технологий хранения водорода. Технологии безопасного и эффективного

хранения водорода в газообразном и жидком виде были включены в «Перечень приоритетных технологий для научно-технического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России» [13].

Заместитель председателя правительства РФ Александр Новак в статье «Водород: энергия чистого будущего» в журнале «Энергетическая политика» № 4/2021 отметил: «Отдельное внимание стоит обратить на разработку технологий эффективной и безопасной транспортировки и хранения водорода, не получивших в настоящее время достаточного развития для широкомасштабного применения в промышленности» [14].

1 октября 2021 года было проведено первое заседание Межведомственной рабочей группы по развитию в РФ водородной энергетики. Создано шесть подгрупп, в том числе подгруппы по направлениям развития технологий и подгруппа по созданию нормативной базы в области технического регулирования. На заседании рабочей группы 26 октября 2022 года Александр Новак заявил: «В текущей ситуации мы ощутили влияние санкций в том числе на проекты в области водородной энергетики, тем не менее считаем, что направление развития водородных технологий по-прежнему является одним из самых приоритетных». ●

Источники:

1. Salt Cavern Appraisal for Hydrogen and Gas Storage. Energy Technologies Institute, UK, 2018.
2. A Review of Seasonal Hydrogen Storage Multi-Energy Systems Based on Temporal and Spatial Characteristics, January 2021, Journal of renewable materials, № 9 (11).
3. Hydrogen-Storing Salt NaCl(H₂) Synthesized at High Pressure and High Temperature», October 2019, The Journal of Physical Chemistry C.
4. Maarten Pieter Laban. Hydrogen storage in salt caverns, 2019.
5. Российские компетенции водородной промышленности, июнь 2023, Минпромторг РФ.
6. Potential risk of H₂S generation and release in salt cavern gas storage, November 2017, Journal of Natural Gas Science and Engineering
7. Подземное хранение водорода. Презентация. Скворцов А.А., Панкратенко А.Н., ООО «Газпром Геотехнологии», МИСиС.

8. Salt caverns in Europe and the US. <https://www.neuman-esser.de/en/company/media/blog/hydrogen-storage-in-salt-caverns/>.
9. The Hydrogen Stream: Bilfinger, Gasunie to commission first hydrogen deep underground storage in 2026. <https://www.pv-magazine.com/2022/08/19/the-hydrogen-stream-bilfinger-gasunie-to-commission-first-hydrogen-deep-underground-storage-in-2026/>.
10. An \$11 trillion global hydrogen energy boom is coming. Here's what could trigger it. <https://www.cnbc.com/2020/11/01/how-salt-caverns-may-trigger-11-trillion-hydrogen-energy-boom-.html>.
11. Постановление правительства РФ № 1523-р от 9.06.2020.
12. Постановление правительства РФ №2162-р от 05.08.2021.
13. Приказ Минэнерго России от 21.12.2021 № 1436.
14. Водород: энергия чистого будущего. Энергетическая политика, № 4/2021.

В начало



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических и постерных сессий



150+ технических презентаций

РНТК является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

Возможности для вашего продвижения на рынке

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

Контактная информация

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

Дата и место проведения конгресса

31 октября - 2 ноября 2023
Отель Холидей Инн Сокольники
Москва, ул. Русаковская, 24





Контент-анализ материалов зарубежных источников выполнила Елена Жук

Геологоразведка: Инвестиции растут, результаты призрачны

Расходы на разведку традиционных месторождений нефти и газа растут и по итогам 2023 года, как ожидается, превысят \$50 млрд, что является самым высоким показателем с 2019 года. Однако операторы все еще ждут результатов, на которые рассчитывали. Исследование Rystad Energy показывает, что, несмотря на рост инвестиций, объемы открытых углеводородов падают все ниже.

В первой половине года было обнаружено 2,6 млрд баррелей нефтяного эквивалента (БНЭ), что на 42% ниже, чем в первой половине 2022 года (4,5 млрд БНЭ). Было сделано 55 открытий по сравнению с 80 за первые шесть месяцев предыдущего года. Мельчают и новые залежи: в среднем на одно открытие в нынешнем первом полугодии приходилось 47 млн БНЭ против 56 млн годом ранее.

В поисках новых ресурсов геологоразведочные компании отдают приоритет шельфу, на долю которого пришлось около 95% всех расходов на геологоразведку и лишь около 2/3 обнаруженных объемов.

Где ресурсы?

Добывающие компании переживают период неопределенности, отмечает Rystad. Они стремятся извлечь выгоду из возросшего спроса на ископаемое топливо и найти дополнительные ресур-

Динамика затрат на геологоразведку традиционных углеводородов в мире



сы, но результаты довольно слабые». «Если усилия по разведке до конца года останутся со столь невпечатляющими результатами, то 2023 год может стать рекордным по ошибочным предпосылкам геологоразведки», – отметил Аатиша Махаджан, вице-президент по исследованиям в области разведки и добычи Rystad Energy.

Среди стран лидирует по обнаруженным объемам Гайана, добившаяся прироста в 603 млн БНЭ на морском блоке Stabroek, который продолжает увеличивать ресурсную базу. На втором месте Турция с приростом в 380 млн БНЭ, далее – Нигерия (296 млн БНЭ) и Намибия (287 млн БНЭ) с потенциалом роста оце-

нок по мере дальнейшего изучения открытых залежей.

По структуре морских открытий объемы относительно равномерно распределены между сверхглубоководными, глубоководными и шельфовыми.

В оставшуюся часть года эксперты ожидают роста геологоразведочной активности, особенно по сверхглубоководным скважинам. Прогнозируется увеличение забуренных скважин на 27% по сравнению с 2022 годом.

Неудача с многообещающими скважинами

По данным Rystad Energy, в целом в этом году ожидается бу-

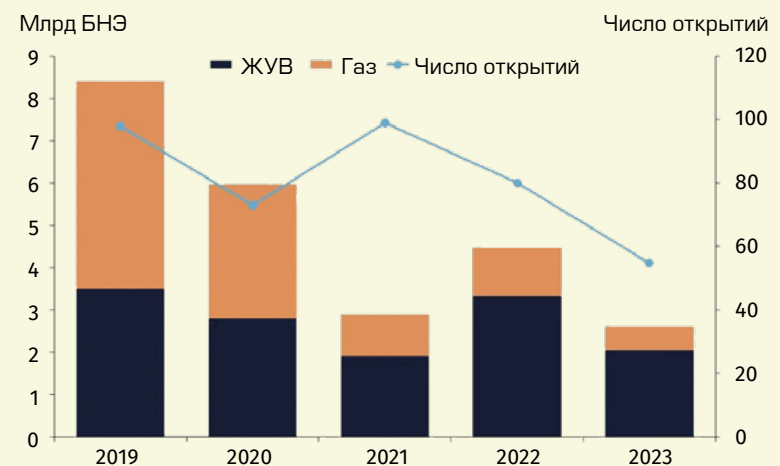


Буровое судно Fatih турецкой компании ТРАО

рение 31 высокопотенциальной скважины (исследовательская компания определяет high-impact скважины по своей системе оценки значимости проекта и ожидаемой продуктивности). На момент публикации исследования в августе 13 таких скважин было завершено, 6 находились в стадии реализации и еще 12 – в стадии разработки. И только в 4 из 13 завершенных скважин были обнаружены углеводороды – это лишь 31% успешности работ. Эти неудачи существенно влияют на общий объем обнаруженных запасов и на коэффициент результативности бурения.

Между тем, считает Rystad, даже если 2023 год окажется неудачным, в следующем году можно ожидать восстановления.

Динамика открытий традиционных месторождений углеводородов в мире*

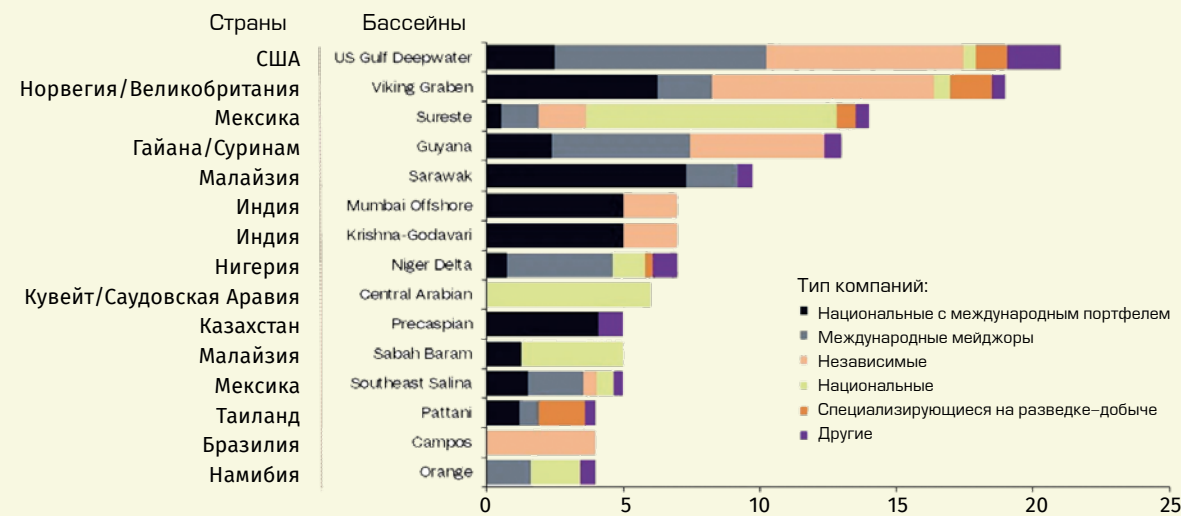


Первое добычное судно Liza Destiny прибыло на блок Stabroek на шельфе Гайаны в 2019 году, а ГРП продолжают увеличивать запасы региона

Мейджоры продолжают наращивать расходы

Шесть крупнейших компаний – ExxonMobil, BP, Shell, TotalEnergies, Eni и Chevron – продолжают играть решающую роль в глобальной геологоразведке, на их долю приходится значительная часть расходов на геологоразведку и общемировые открытые объемы традиционных месторождений, сообщает Rystad. Ожидается, что в этом году шестерка потра-

Типы компаний в шельфовых бассейнах с наибольшим числом забуренных разведочных скважин



* В первой половине 2023 года; без учета Китая и России.

Источник: Rystad Energy

тит на разведку около \$7 млрд, что примерно на 10% больше, чем в 2022 году.

Прогнозы показывают, что в ближайшие месяцы на долю крупнейших компаний будет приходиться около 14% общих расходов на геологоразведку в условиях, когда она сместилась в шельфовый сектор с повышенным вниманием к фронтам – неисследован-

ным регионам, содержащим наиболее перспективные и еще не разбуренные объекты. В последние годы крупные компании играют жизненно важную роль в изучении этих областей, отмечает Rystad.

О доступе к недрам

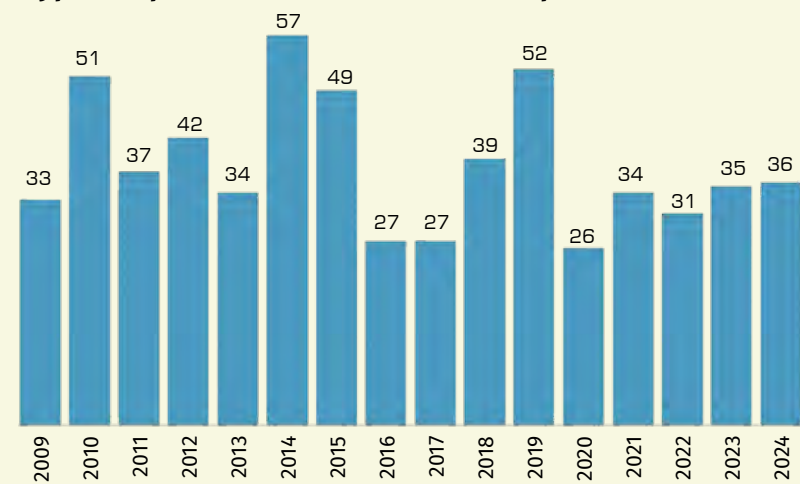
Профили расходов и деятельности мейджоров обеспечива-

ют им прочное положение на рынке, но национальные нефтяные компании (ННК) имеют в своем коллективном распоряжении самую обширную базу недр. Более половины прогнозируемых расходов на геологоразведку в 2023 году придется на ННК и ННК с международными портфелями (МННК, или INOC).

Северное море: Нефтегазовый ренессанс с видом на будущее

Норвегия и Великобритания преодолели недавние проблемы и находятся на пути к достижению значительных успехов благодаря заметному увеличению инвестиций, успехам в разведке и добыче, сообщает Rystad Energy. При этом добыча нефти и газа в регионе также обеспечивает Европе и остальному миру «незаменимые ресурсы для процесса энергетического перехода».

Бурение разведочных скважин в Норвегии*



* Число завершаемых бурением скважин за год.

Источник: Rystad Energy

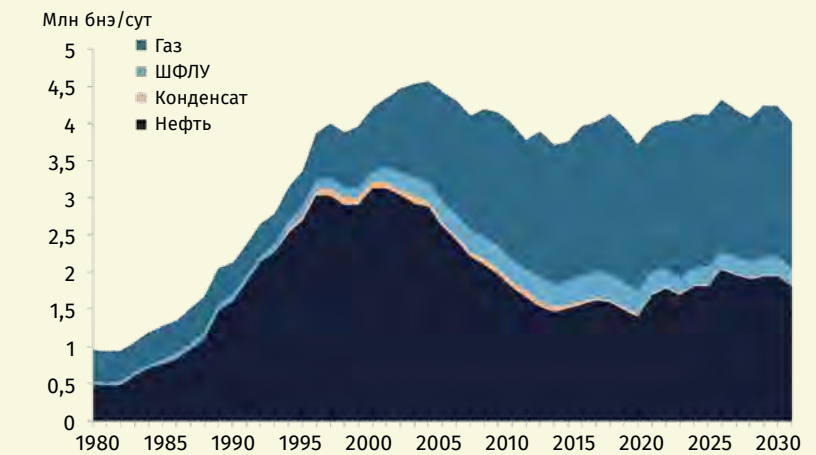
Налоговый маневр – рекордные инвестиции

Ожидается, что в 2023 году инвестиции в нефтегазовую промышленность Норвегии достигнут исторического рекордного уровня – около \$21 млрд. Это связано с одобрением в последние годы нескольких ключевых проектов и временным налоговым режимом в стране, введенным для стимулирования инвестиций в норвежский шельф.

Учитывая впечатляющие темпы роста в этом году, можно ожидать, что общий объем инвестиций в норвежскую нефтегазовую отрасль заметно превысит рекорд 2013 года в \$19 млрд. Это станет новой вехой в нефтегазовом секторе Норвегии, считает Эмиль Варре Сандой, вице-президент по разведке и добыче Rystad Energy.

Такое увеличение инвестиций является позитивным событием после нескольких неурожайных лет в отрасли и будет особенно приветствоваться в нефтесервисном секторе. Аналитики считают, что поддержание сильной сервисной отрасли необходимо в процессе ее постепенного перехода в направлении альтернативных источников энергии.

Добыча нефти и газа в Норвегии



Источник: Rystad Energy

Разведочные качели

Немного где показатели активности являются более циклическими, чем в геологоразведочной деятельности. В 2014 году в Норвегии было пробурено 57 новых разведочных скважин на нефть и газ. Всего два года спустя это число упало до 27 из-за обвала цен на нефть в 2015 и 2016 годах. В 2018 и 2019 годах активность возросла, а затем снова упала в 2020 году из-за COVID-19 и низких цен на нефть.

Ожидается, что в 2023 году количество разведочных скважин достигнет 35, а в следующе-

щем – увеличится до 36. Нынешний год также хорош для новых открытий: к началу сентября здесь уже были обнаружены такие же объемы, как и в прошлом году, а закончено бурением лишь около половины запланированных на год скважин.

И добыча растет

Добыча нефти и газа в Норвегии снова растет, хотя и на 15% ниже пикового значения 2004 года в 4,6 млн БНЭ. К этому уровню Норвегия может вернуться к 2025 году в результате повышенного внимания к газу и разрабатываемым новым проектам. Добывать эти новые объемы будут с одним из самых низких в мире уровней выбросов CO₂, и они уменьшат зависимость Европы от российских углеводородов, отмечает Rystad.

Великобритания одобряет новые проекты

Инвестиции в нефть и газ в Великобритании не восстановились так, как в Норвегии. Ожидается, что инвестиции в 2023 году будут примерно на 75% ниже, чем в 2013 году (\$22,7 млрд). Однако, учитывая множество разработок, в следующем году может быть зарегистрирова-



Плавающий добычный комплекс Petrojarl Knarr для проекта Rosebank в Северном море

Allera

но самое большое количество проектов, утвержденных за десятилетие. Хотя в Великобритании каждый год в среднем утверждается три-пять проектов, в 2024 году зеленый свет могут получить до 14 новых месторождений нефти и газа.

Тремя крупнейшими проектами на будущий год являются Rosebank, Cambo и Clair Phase 3. Если они будут одобрены, 2024 год может ознаменовать самый высокий уровень утверждения с 2013 года, а будущие инвестиции составят около \$12 млрд, отмечает Соня Будео, старший аналитик по разведке и добыче Rystad Energy.

Одобрение новых нефтегазовых проектов в Великобритании



Gastech: Высокий спрос на газ в Азии и климатические цели

Основное внимание на сентябрьской конференции Gastech в Сингапуре уделялось тому, как развивающиеся страны, особенно в Азии, могут найти надежные источники поставок по доступным ценам для поддержки экономического роста и развития, пишет Эд Крукс, вице-председатель Wood Mackenzie по Америке.

В дискуссиях на конференции подчеркивалось, что предлагаемые альтернативы, такие как низкоуглеродный водород для промышленных процессов и производства электроэнергии, далеки от жизнеспособности в странах развивающихся рын-

ков. Чтобы добиться прогресса в достижении климатических целей, миру необходимо работать над решениями, которые учитывали бы это, делает вывод аналитик.

Новые покупатели СПГ

В 2023 году импортерами СПГ стали три новых рынка – Гонконг, Филиппины и Вьетнам. Ожидается, что спрос со стороны перспективных покупателей в регионе будет расти. По оценкам Wood Mackenzie, Китай и Индия будут наиболее важными рынками, но быстро выйдут вперед и страны Юго-Восточной Азии.

Министр рабочей силы и второй министр торговли и промышленности Сингапура Тан Си Ленг отметил на Gastech, что к 2025 году ЮВА, как ожидается, станет нетто-импортером СПГ, при этом внутреннее производство газа в большинстве стран региона будет снижаться. Спрос на СПГ в Таиланде резко вырос с 2022 года после быстрого сокращения внутреннего предложения.

Вьетнам развивает газогенерацию

Вьетнам имеет амбициозный план по развитию газовой энергетики, включая 13 проектов по производству электроэнергии из СПГ, запуск которых запланирован на 2030 год. В 2023 году страна страдает от веерных отключений электроэнергии, поскольку гидроэнергетика пострадала из-за засухи, в то время как спрос резко возрос. Отключения электроэнергии нарушили работу заводов, поставляющих продукцию международным компаниям, и это подняло вопросы о месте



Новый СПГ-терминал Thi Vai мощностью 1 млн т/г во Вьетнаме

Вьетнама в глобальных цепочках поставок.

В стратегии энергетического сектора, опубликованной правительством Вьетнама в мае, говорится, что «развитие электроэнергетики должно быть на шаг впереди, чтобы создать основу для содействия быстрому и устойчивому развитию страны».

СПГ или альтернатива – выбор Азии однозначен

Wood Mackenzie прогнозирует, что мировой импорт СПГ вырастет с 554 млрд м³ в 2023 году до 857 млрд м³ в 2040-м. Ожидается, что за этот период

спрос упадет в Европе – примерно на 20 млрд м³, но вырастет в Азии: на 67 млрд м³ в Китае, на 100 млрд м³ в ЮВА и на 103 млрд м³ в Южной Азии.

Альтернативы природному газу с низким содержанием углерода, в частности водород и его производные, такие как аммиак, технически осуществимы и быстро растут. Но развивающиеся экономики, сталкивающиеся с ограничениями в расходах, сегодня не считают эти альтернативы экономически жизнеспособными. «Мы хотим стать чище к определенной дате, – говорит исполнительный директор сингапурской компании Pavilion

Energy Алан Хенг. – Но мы не хотим делать это так, чтобы нарушилась наша жизнь или был нанесен ущерб нашей экономике. Или, что еще хуже, обделять тех, у кого сегодня нет энергии».

Основатель и председатель базирующейся в Бангладеш организации Summit Power International Мухаммед Азиз Хан подчеркнул, что, при любых близких к текущим ценам на низкоуглеродный водород и его производные, они не будут жизнеспособным вариантом для производства электроэнергии в Бангладеш, и он ожидает, что спрос на СПГ сохранится в течение длительного времени.

Любыми средствами?

Прогнозируемая Wood Mackenzie траектория потребления природного газа не особенно согласуется со стремлением мира к достижению целей Парижского соглашения по ограничению глобального потепления «значительно ниже» 2°С, отмечает Wood Mackenzie. Если мировые политики хотят сохранить надежду на достижение этой цели, им необходимо активизировать усилия по ограничению выбросов парниковых газов «любыми средствами, которые могут быть использованы».

Китай: потребление газа снова растет

Потребление природного газа в Китае в 2023 году достигнет 385-390 млрд м³, увеличившись на 5,5-7% в годовом исчислении и обратив вспять тренд на спад, который в 2022 году составил 1,2%. Platts приводит данные отчета о развитии природного газа в Китае, опубликованного National Energy Administration (NEA).

Основными драйверами роста называются коммерческий



Dan Santoval / AFP



Reuters

сектор, транспорт, отопление в городах и производство электроэнергии. Рост потребления газа для электрогенерации обусловлен увеличением числа газовых электростанций и ростом спроса в летний сезон. Однако спрос со стороны промышленных потребителей по-прежнему зависит от колебаний цен на газ.

«Ожидается, что во второй половине 2023 года мировой газовый рынок продолжит испытывать влияние перебалансировки спроса и предложения на европейском рынке», – говорится в отчете. При этом спрос в Азии будет устойчиво восстанавливаться с учетом необходимости постепенного пополнения запасов газа.

В NEA прогнозируют увеличение поставок природного газа в КНР в основном за счет роста местной добычи и поставок по трубопроводу из России, а также возобновления роста импорта СПГ с повышенной гибкостью для адаптации к изменениям спроса и предложения.

Три кита

Стратегия Китая в области природного газа базируется на внутренней добыче и долгосрочных контрактах, дополненных импортом СПГ со спотового рынка для снижения волатильности цен, сообщает NEA.

В 2022 году Китай добыл 220,1 млрд м³ природного газа, что на 6% больше, чем в предыдущем. Более того, прошлогодний рост добычи превысил еже-

годный прирост в 10 млрд м³, отмечавшийся шестой год подряд.

Правительство стремится сохранить долю отечественного газа в потреблении на уровне более 50% в долгосрочной перспективе, используя его в качестве инструмента для снижения пиковых нагрузок в периоды высокого спроса на электроэнергию.

Долгосрочные контракты играют решающую роль в обеспечении стабильности поставок: в 2022 году китайские компании подписали долгосрочные договоры купли-продажи СПГ на поставки примерно 17 млн тонн в год, при этом контракты на условиях FOB составляют почти 60% от общего объема для оптимизации на фоне скачков цен на СПГ.

Китай активно изучает опции возобновляемой энергетики, такие как ветровая, солнечная и гидроэнергетика, для диверсификации источников энергии, но уголь по-прежнему будет играть важную роль в качестве крайней меры обеспечения стабильности во время энергетического кризиса.

2022

Потребление природного газа в Китае в 2022 году составило 364,6 млрд м³, на 1,2% меньше, чем годом ранее, частично из-за ограничений, связанных с пандемией. Природный газ составил 8,4% от общего потребления первичной энергии, на 0,5% меньше.

Потребление газа в городах увеличилось и составило 33% от общего, но при этом доли

промышленного сектора, газогенерации и химической промышленности в общем потреблении газа снизились – до 42%, 17% и 8% соответственно.

Импорт природного газа в Китай в 2022 году упал на 9,9%, до 150,3 млрд м³. Основными поставщиками были Туркменистан, Австралия, Россия, Катар и Малайзия, на долю которых пришлось 81% от общего объема. Импорт трубопроводного газа из России увеличился на 54%, что подчеркивает важность этого партнерства в стратегии Китая по импорту, отмечают докладчики.

Импорт СПГ в 2022 году снизился на 19,5%, до 87,6 млрд м³. Основные поставщики: Австралия, Катар, Малайзия, Россия, Индонезия, Папуа-Новая Гвинея и США. По данным NEA, Китай в 2022 году понес более высокие затраты на импорт СПГ – на 25% – из-за роста международных цен на газ.

1H 2023

Напряженность на мировых рынках газа в первой половине 2023 года снизилась из-за более мягкой зимы, увеличения уровня запасов газа в Европе и США и замедления глобального экономического роста, отмечает в исследовании NEA.

Потребление природного газа в Китае в январе-июне выросло на 5,6% в годовом исчислении до 194,1 млрд м³, внутренняя добыча – на 5,4%, до 115,5 млрд м³, а импорт – на 5,8%, до 79,4 млрд м³ (33,2 млрд м³ трубопроводного газа и 46,2 млрд м³ СПГ).

Однако негибкое ценообразование, заложенное в долгосрочные контракты, создало некоторые проблемы, приведшие к высоким затратам на импорт по сравнению с международными спотовыми ценами на СПГ в первом полугодии 2023 года. Этот сценарий может ослабить внутренний спрос, одновременно стимулируя рост импорта СПГ со спотового рынка.

IEA: Половина мирового угля – Китаю



В 2024 году на долю Китая по-прежнему будет приходиться более половины мирового потребления угля, и одна треть – на энергетический сектор страны, отмечается в июльском отчете IEA по углю. Если к этому добавить Индию, их совокупная глобальная доля вырастет примерно до 70%. Иными словами, эти две страны вместе потребляют вдвое больше угля, чем весь остальной мир.

С учетом роста потребления в Юго-Восточной Азии доминирование азиатского континента в потреблении угля продолжает возрастать. Ожидается, что в 2024 году доля Китая, Индии и региона АСЕАН вместе достигнет 76%.

В то же время доля потребления угля в США и ЕС, которая три десятилетия назад составляла 40%, к 2024 году снизится до 8%.

Возврат к знакомым моделям

IEA ожидает, что общий мировой спрос на уголь в 2023 году вырастет незначительно – на 0,4%, практически оставаясь на прежнем уровне около 8388 млн тонн (примерное тот же уровень прогнозируется на 2024 год).

После трех особенных лет, с шоком, вызванным COVID-19

в 2020 году, сильным постпандемическим восстановлением в 2021 году и первым по-настоящему глобальным энергетическим кризисом с началом событий в Украине в 2022 году, в этом году рынки вернулись к более узнаваемым моделям: снижения в США и ЕС и продолжающегося роста в Азии.

По оценкам IEA, спрос на уголь в Китае в первой половине 2023 года увеличился примерно на 5,5% по сравнению с тем же периодом предыдущего года. Но нужно учитывать, что такой рост обусловлен давлением ограничений, связанных с COVID год назад, и очень низкой выработкой электроэнергии на гидроэлектростанциях в текущем году.

Ожидается, что во втором полугодии рост немного замедлится, в основном благодаря восстановлению гидроэлектрогенерации после засухи.

Крупные потребители Азии

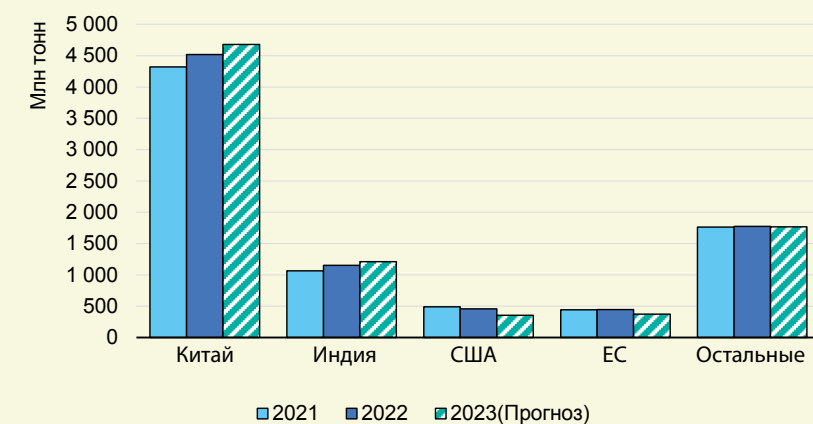
– В Китае, согласно прогнозу, спрос на уголь в 2023 году вырастет примерно на 3,5%, до 4679 млн тонн, при этом со стороны энергетического сектора – на 4,5%, остальной – на 2%.

Годом ранее, в 2022-м, спрос на уголь в КНР вырос на 4,6%, до нового рекордного максимума в 4519 млн тонн, в том числе для неэнергетического использования – на 7%, несмотря на то, что экономический рост составил всего 3% и вялый спрос был со стороны недвижимости.

– В Индии благодаря сильному экономическому росту и зависимости от угля спрос вырос примерно на 5,5% в первой половине 2023 года. Поскольку рост в энергетическом секторе немного замедлился во втором полугодии, ожидается, что общий рост за год составит для страны 5%, до 1212 млн тонн.

Экономика Индии показала очень хорошие результаты в 2022 году – +6,9%, в результа-

Динамика потребления угля в мире



Источник: IEA



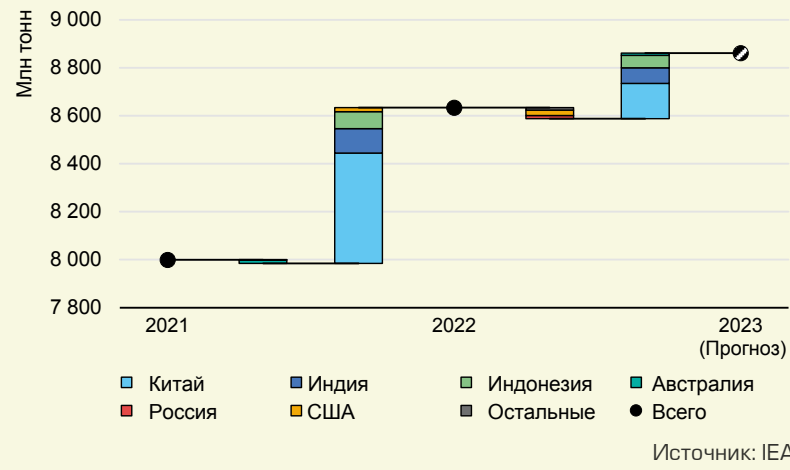


те чего спрос на уголь увеличился более чем на 8%, до 1155 млн тонн. Индия стала единственной страной, помимо Китая, преодолевшей отметку в 1,1 млрд тонн.

– Индонезия останется пятым по величине потребителем угля в 2023 году, поскольку экономические перспективы позитивны, а в энергетическом, металлургическом секторе и других отраслях, вероятно, потребуется больше угля.

В прошлом году спрос на уголь в Индонезии увеличился примерно на 36%, до 201 млн тонн, впервые превысив 200 млн тонн и выведя Индонезию на пятое место после Китая, Индии, США и России. Это обусловлено сильным экономическим ростом в стране, которая в значительной степени зависит от угля для производства электроэнергии. Кроме того, источником высокого спроса стал сталелитейный и металлургический сектор – как из-за прямого использования, так и из-за угольной энергогенерации для собственных нужд. Неэнергетический сектор вырос на 96%, около 69 млн тонн.

Динамика изменений в производстве угля по странам – крупнейшим производителям



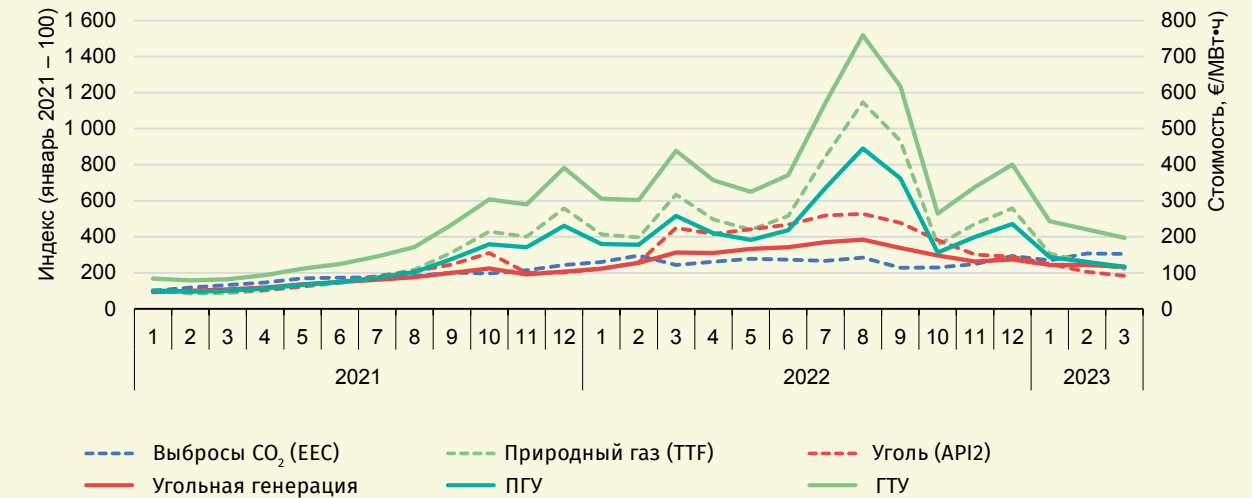
IEA: ВИЭ сдержат цены на электричество в ЕС

Сокращение поставок российского природного газа на 80% с 2021 по 2022 год и многолетний минимум гидро- и атомной генерации привели к беспрецедентному росту оптовых спотовых цен на электроэнергию в ЕС, отмечает IEA в отчете Renewable Energy Market Update – June 2023.

Наблюдения показали, что с января 2021 по август 2022 года среднемесячная цена на природный газ увеличилась в 10 раз, а на каменный уголь – в 5 раз. В результате стоимость производства электроэнергии из природного газа, кото-



Сравнительная динамика цен на энергетических рынках ЕС



Источник: IEA

рая обычно определяет цену на электроэнергию на большинстве оптовых рынков ЕС, выросла до беспрецедентного уровня, достигнув почти €800/МВт·ч для газовых турбин открытого цикла (ГТУ) и €500/МВт·ч для парогазовых турбин (ПГТ).

Зашкаливший бенчмарк

В ЕС оптовый спотовый рынок электроэнергии является эталонным для большинства контрактов на поставку электроэнергии, что приводит к росту цен для всех потребителей.

Из-за резкого роста цен на природный газ и уголь в 2021-2022 годах потребители на оптовом рынке, такие как розничные торговцы или крупные компании с ограниченными энергетическими портфелями,

фиксированными контрактами и без сильных позиций хеджирования, были вынуждены покупать электроэнергию по ставкам, до 15-20 раз превышающим средние показатели 2015-2020 годов.

Инвестиции в ВИЭ и расчетные эффекты

Ожидается, что общие инвестиции на развертывание фотоэлектрических и ветроэнергетических мощностей в 2021-2023 годах составят около €200 млрд. Почти 50% этих затрат, вероятно, будут возвращены через счета потребителей электроэнергии уже к концу 2023 года, а электростанции будут продолжать приносить выгоду в течение следующих 20-25 лет.

Согласно прогнозам, дополнительное производство элек-

троэнергии с помощью недавно установленных солнечных и ветровых мощностей позволит потребителям электроэнергии в ЕС сэкономить около €100 млрд в 2021-2023 годах.

Новые установки, использующие энергию солнца и ветра, вытеснили около 230 ТВт·ч производства дорогостоящего ископаемого топлива, снизив оптовые цены на электроэнергию на всех европейских рынках. Без этого прироста мощности средняя оптовая цена на электроэнергию в ЕС в 2022 году была бы на 8% выше. Согласно прогнозу IEA, экономия могла быть примерно на 15% выше в случае более быстрого увеличения мощностей в ЕС за счет усиления поддержки внедрения технологий с короткими сроками реализации проектов (например, солнечные фотоэлементы).

Великобритания: Против ветра

Недавний аукцион правительства Великобритании по проектам морской ветроэнергетики не смог привлечь ни одного предложения, в очередной раз высветив про-

блемы в отрасли, которая имеет решающее значение для достижения целей по нулевому уровню выбросов, сообщило в сентябре 2023 года агентство Bloomberg.

Низкие цены, высокие затраты

Операторы морской ветроэнергетики неоднократно предупреждали правительство, что они вряд ли примут участие

в аукционе в этом году, поскольку сталкиваются с растущими затратами на финансирование и цепочку поставок. Устанавливаемые правительством цены на электроэнергию на аукционе всегда были слишком низкими для окупаемости строительных проектов, сетуют они.

По данным BloombergNEF, Великобритания стремится к 2030 году достичь генерации 50 ГВт морской ветровой энергии, но, как ожидается, будет отставать от целевого показателя почти на треть.

Аналитики некоммерческой группы Energy and Climate Intelligence Unit заявили, что использование газа вместо того объема новых мощностей морской ветрогенерации, который предлагался на неудавшемся аукционе, обойдется потребителям в £1 млрд в год.

Хотя 5 ГВт морской ветряной электрогенерации прошли предварительную квалификацию для участия в аукционе, разработчики сочли цены непривлекательными, даже после того, как правительство увеличило бюджет, предоставляемый для контрактов.

По ВИЭ в целом в нынешнем, пятом раунде правительствен-



Chris Ratchford/Bloomberg

ного аукциона было одобрено только 3,7 ГВт новых проектов. Это значительное снижение по сравнению с почти 11 ГВт, на которые были заключены контракты годом ранее. Большая часть мощности приходится на солнечную энергию и береговой ветер.

Резерв дешевизны исчерпан

В течение многих лет морской ветер был наиболее успешным альтернативным ископаемому топливу источником энергии в стране. В прошлом году эта технология позволила получить

большую часть новых мощностей, почти 7 ГВт, по рекордно низким ценам. Но этот успех затухает в столкновении с ценовым давлением.

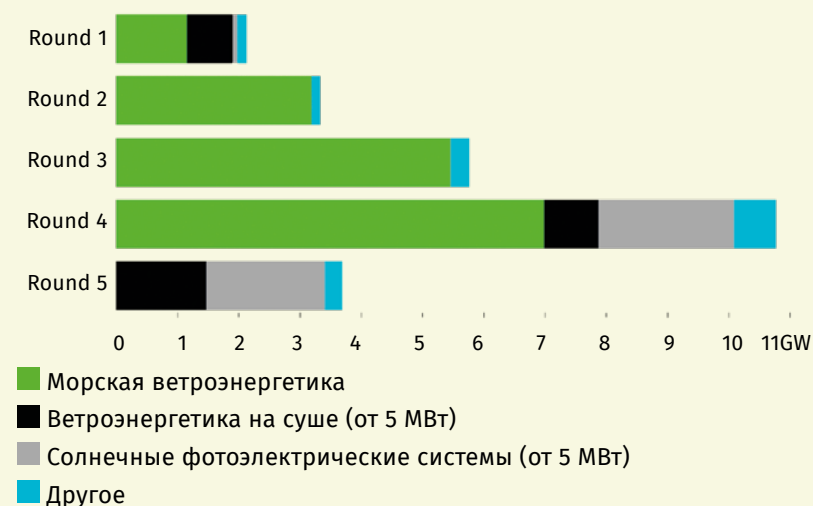
В июле компания Vattenfall, победитель прошлогоднего аукциона, отложила строительство ветряной электростанции мощностью 1,4 ГВт, которая могла бы обеспечить электроэнергией 1,5 млн домов в Великобритании, заявив, что строительство стало нерентабельным из-за роста затрат на технологию на 40%.

Генеральный директор Orsted AS Мэдс Ниппер также предупредил, что компания, возможно, не сможет достичь финансового решения по своему проекту Hornsea-3, контракт на который был выигран в прошлом году.

Правительство предложило отсутствие отчислений по морской ветроэнергетике в этом году, ссылаясь на опыт Германии и Испании.

«Морская ветровая энергия занимает центральное место в наших амбициях по декарбонизации энергоснабжения, и наши амбиции построить к 2030 году морские ветроэнергетические мощности объемом 50 ГВт, включая до 5 ГВт плавучей ветровой энергии, остаются неизменными», — заявил министр энергетики и изменения климата Грэм Стюарт.

Результаты аукционов по ВИЭ-проектам в Великобритании



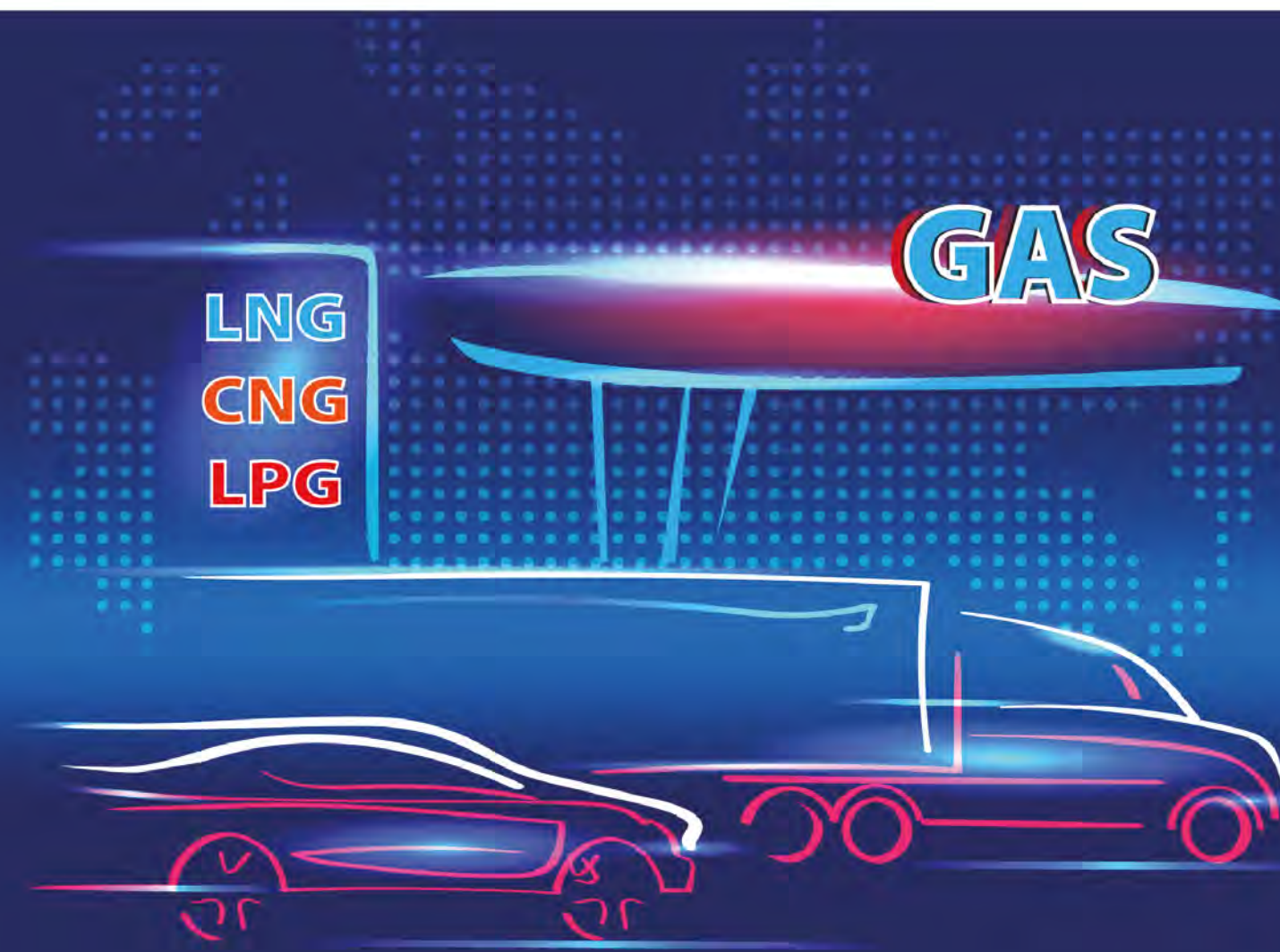
Источник: Low Carbon Contracts Company, Bloomberg

GasSuf

24—26 октября 2023

Россия, Москва, Крокус Экспо

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



Забронируйте
стенд
www.gassuf.ru

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

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

ЕС: миллиардные инвестиции в водород

ЕС сегодня привлекает больше инвестиций в развитие водородной энергетики, чем США и Китай вместе взятые, заявила 13 сентября 2023 года председатель Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен во время пленарного заседания Европейского парламента в Страсбурге.

Она подчеркнула успех ЕС в «адаптации промышленного ландшафта к постоянно совершенствующимся экологическим стандартам», сообщает Energynews. По ее словам, за последние пять лет количество за-

водов по производству экологически чистой стали в Европе выросло от нуля до 38.

Заявление Урсулы фон дер Ляйен перекликается с мнением, выраженным в проекте отчета ЕС, ранее опубликованном агентством Bloomberg. Согласно этому отчету, Европейский Союз признает необходимость значительных инвестиций, чтобы способствовать переходу к «зеленой» экономике, и должен ежегодно вкладывать дополнительно \$763 млрд в это направление.



Великобритания: ВИЭ требуют водородохранилищ

Правительство Великобритании должно дать толчок строительству крупномасштабных хранилищ водорода, если оно намерено выполнить свое обещание добиться производства электроэнергии полностью из низкоуглеродных источников к 2035 году, а также достичь юридически обязательных целей по нулевому уровню выбросов к 2050 году. Об этом говорится в отчете The Royal Society, ведущего научного общества Великобритании.

В опубликованном 8 сентября 2023 года отчете «Крупномасштабное хранение электроэнергии» рассматриваются самые разные способы хранения избыточной электроэнергии, вырабатываемой ветровой и солнечной энергией, включая экологически чистый водород, современные системы хранения энергии на сжатом воздухе (ACAES), аммиак и тепло. Эти технологии потребуются при преобладании в энергообеспечении Великобритании нестабильной генерации энергии ветра и солнца.

Согласно выводам отчета, крупномасштабное хранение электроэнергии необходимо для смягчения колебаний ветра и солнца и поддержания освещения в стране. Хранение большей части излишков энергии в виде водорода в соляных пещерах могло бы стать самым дешевым способом это сделать, считают авторы отчета.

В работе, основанной на данных о погоде за 37 лет, отмечается, что в 2050 году потребуются хранения энергии в объеме до 100 ТВт·ч, что составляет около четверти текущего годо-

вого спроса Великобритании на электроэнергию. Хранение такого масштаба, для которого потребуется до 90 кластеров по 10 пещер каждый, невозможно осуществить с помощью аккумуляторных систем или гидросистем с насосами. При этом требования к хранилищам такого масштаба в настоящее время правительством не предусмотрены.

В отчете говорится, что работа по строительству этих пещер должна начаться немедленно, если правительство хочет иметь хоть какой-то шанс достичь своих целей «чистого нуля».

ВИЭ и сохранение энергии

Сэр Крис Левеллин Смит из ФРС, ведущий автор отчета, отметил: «Потребность в долгосрочном хранении серьезно недооценена. Ожидается, что спрос на электроэнергию к 2050 году удвоится в связи с электрификацией теплоснабжения, транспорта и промышленной переработки, а также увеличением использования систем конди-

ционирования воздуха, экономическим ростом и изменениями в численности населения. В основном его будут покрывать энергия ветра и солнца. Это самые дешевые виды низкоуглеродного производства электроэнергии, но они нестабильны, поэтому их придется дополнять крупномасштабными поставками из хранилищ энергии или других источников».

Единственными другими крупномасштабными источниками с низким уровнем выбросов углерода являются атомная энергия, газ с улавливанием и хранением углерода (CCS) и биоэнергетика без CCS или с использованием CCS (BECCS). Хотя ожидается, что атомная энергия и газ с CCS

сыграют свою роль, они дороги, особенно при гибкой эксплуатации.

Сэр Питер Брюс, вице-президент Королевского общества, отметил: «Электроэнергетическая система со значительным количеством ветровой и солнечной генерации, вероятно, будет предлагать самую дешевую электроэнергию, но важно иметь крупномасштабные энергохранилища, к которым можно быстро получить доступ, чтобы обеспечить энергетическую безопасность и суверенитет Великобритании».

Сочетание водорода с ACAES или другими, более эффективными, чем водород, формами хранения может снизить среднюю стоимость электр-

роэнергии в целом и требуемый уровень ветровой и солнечной энергии.

Новая инфраструктура

В настоящее время в Великобритании имеется три пещеры для хранения водорода, которые используются с 1972 года. Британская геологическая служба определила геологию достаточных мощностей для хранения в Чешире, Уэссексе и Восточном Йоркшире. В докладе говорится, что для стимулирования строительства большого количества дополнительных пещер потребуются новые бизнес-модели и рыночные структуры.

Эмитенты CO₂ ищут варианты масштабных перевозок и хранения

Транспортировка углекислого газа (CO₂), по данным исследования Rystad Energy, смещается в сторону морских перевозок, поскольку производители выбросов ищут гибкие способы перемещения уловленного углерода к морским проектам хранения.

К 2030 году, отмечается в исследовании, потребуется флот из 55 судов-перевозчиков. С учетом запланированных проектов по улавливанию углерода прогнозируется, что к концу десятилетия будет отгружаться более 90 млн тонн CO₂ в год. Для таких объемов потребуется 48 тер-

миналов для приема импорта и экспорта газа.

С расширением глобального рынка улавливания, утилизации и хранения углерода (CCUS) существенным препятствием в цепочке создания стоимости является отсутствие сетей транспортировки и хранения для проектов.

Трубопроводные сети

Сегодня наиболее распространенным видом транспортировки являются наземные трубопроводы: к 2030 году ожидается ввод в эксплуатацию 330 трубопроводов. Такие трубопроводы идеально подходят для транспортировки больших количеств CO₂ к береговым хранилищам или прибрежным терминалам.

Морские трубопроводы крупнее, они транспортируют уловленный углерод к подводным хранилищам и, как ожидается, будут играть жизненно



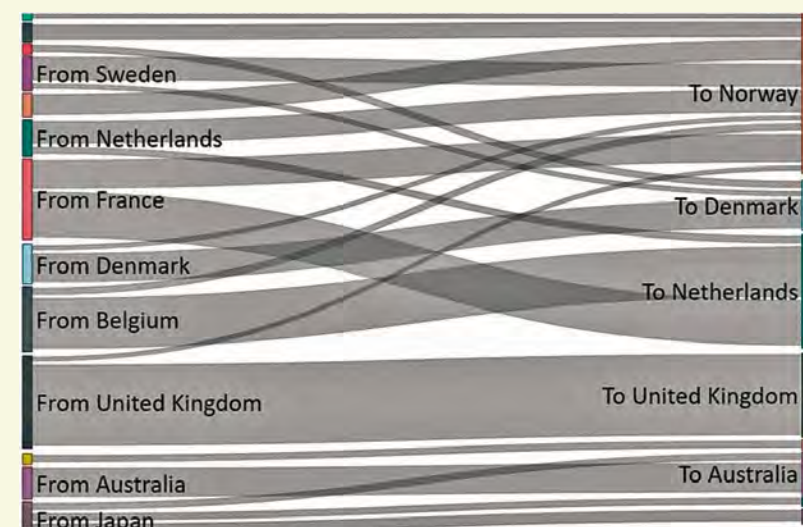
важную роль в цепочке поставок в ближайшие годы.

Судоходство: вопрос топлива и груза

Судоходная отрасль все еще полагается на традиционные виды топлива с высоким уровнем выбросов, такие как морское дизельное топливо или низкосернистый топочный мазут (LSFO), что вызывает вопрос по поводу воздействия этого процесса на окружающую среду. Выбросы парниковых газов (ПГ) на более коротких расстояниях могут быть относительно низкими, но воздействие быстро увеличивается при дальних перевозках.

Согласно исследованию маршрутов доставки CO₂, которые могут появиться в 2030 году, суда, проходящие большие расстояния, могут выбрасывать до 5% от общего объема перевозимого CO₂. Переход на СПГ в качестве судового топлива может сократить выбросы на 18%, а на голубой метанол – привести к снижению выбросов на 20%. Существенное сокращение достижимо за счет использования голубого аммиака, способного снизить воздействие выбросов судоходства до 80%.

Страны экспортеры и импортеры CO₂ по прогнозу на 2030 год*



* Толщина серых линий отражает относительные объемы транспортировки CO₂. Общий объем оценивается в 90 млн тонн в год.

Источник: Rystad Energy

Множество проблем и неопределенностей, включая высокие затраты в цепочке создания стоимости CCUS, часто отталкивают владельцев предприятий от изучения возможностей улавливания углерода. Новые инициативы, в том числе развитие общедоступной инфраструктуры хранения CO₂, а также расширение и диверсификация транспортных сетей, должны снизить сложность проектов.

Ключевые игроки

Предполагается, что Северное море займет центральное место в резком увеличении объемов поставок CO₂ благодаря его близости к основным населенным пунктам Северной Европы. Судя по объявленным проектам и меморандумам о взаимопонимании, на долю Норвегии в 2030 году, вероятно, будет приходиться около 30% всех поставок CO₂ в мире (26 млн тонн в год), хотя все зависит от того, удастся ли достаточно быстро построить площадки для хранения.

За Норвегией следуют Нидерланды (23 млн т/г) и Великобритания (около 20 млн т/г). Эти цифры включают поставки CO₂, улавлива-

емого внутри страны, а также импорт из других стран. В частности, Великобритания имеет внушительный потенциал подземного хранения и амбициозные цели относительно CO₂, поэтому страна, скорее всего, отдаст приоритет хранению своих выбросов, а не отправке их соседям по Северному морю.

Ожидается, что в 2030 году Франция будет поставлять 17 млн тонн CO₂ в год, за ней последует Бельгия — 13 млн т/г. Эти страны не располагают широкими возможностями хранить свои выбросы внутри страны, поэтому ускорить развитие CCUS поможет отправка CO₂ соседям.

Проект «Северное сияние» в Норвегии, старт которого планируется в начале 2025 года, станет первой открытой сетью транспортировки и хранения CO₂. Проект будет получать углекислый газ, поставляемый внутри страны, а также объемы из Северо-Западной Европы на свой наземный терминал с последующей перекачкой и хранением под морским дном. На первом этапе будет храниться до 1,5 млн тонн CO₂ в год. Вероятно, каждый проект будет иметь свои нюансы, но все будут включать доставку CO₂ для хранения под землей.

Важным игроком на мировом рынке также станет Австралия, с поставкой и хранением CO₂ своего и соседних стран АТР, включая Японию.

Транспортное плечо

Большинство предлагаемых морских маршрутов, в том числе в Европе и вокруг Австралии, составляют не более 2500 км, то есть являются относительно короткими. Однако запланированные маршруты между Японией, Малайзией и Австралией предполагают прохождение более 5000 км. Самый длинный объявленный на сегодняшний день маршрут пройдет между Южной Кореей и Саудовской Аравией, протяженность составит не менее 12 тыс. км в один конец.



ПО АФРИКЕ

Материал по зарубежным источникам подготовила Елена Жук

Меняющаяся карта газодобычи, производства СПГ и экспорта африканского континента

Поставки природного газа с африканского континента на мировой рынок в основном обеспечиваются газовыми проектами Северной и Западной Африки. По прогнозам отчета Африканской Энергетической Палаты (African Energy Chamber), высокий по сравнению с другими регионами уровень добычи сохра-

нится здесь в течение текущего и следующего десятилетия. В прогнозе учитываются консервативные сроки развития и потенциал поставок с крупных проектов восточафриканских стран Мозамбика и Танзании, а также относительно низкий обнаруженный к настоящему времени потенциал Южной Африки.

География газодобычи

Согласно прогнозам, в 2023 году добыча природного газа в Африке составит около 268 млрд м³.

Совокупная доля проектов Северной и Западной Африки оценивается в 95% от общего объема, но будет постепенно снижаться и в 2025, 2030 и 2040 годах составит 95%, 90%

и 80% соответственно. При этом на Северную Африку сегодня приходится наибольшая доля, но к концу следующего десятилетия Запад, как ожидается, догонит Север.

Основными производителями в Северной Африке являются Алжир, Египет и Ливия, в которых добывается почти весь объем природного газа в регионе.

Картина в Западной Африке немного иная: в настоящее время на Нигерию, Анголу и Экваториальную Гвинею приходится до 85% общего объема производства природного газа региона. Их доля, как ожидается, останется такой до 2025 года

и будет снижаться до 75% к 2030 году, 70% к 2035 и примерно до 60% к 2040-му.

Это будет происходить по мере роста добычи в Сенегале и Мавритании после запуска в эксплуатацию и наращивания темпов добычи в проектах компаний BP и Kosmos: Greater Tortue Ahmeyim (GTA), Bir Allah, Yakaar – Teranga. Доля совокупной добычи природного газа этих двух стран составит 5%, 10%, 15% и 30% от общего объема газодобычи Западной Африки в 2025, 2030, 2035 и 2040 годах соответственно.

Ожидается, что добыча природного газа в Африке оста-

нется относительно неизменной, на среднем уровне около 270 млрд м³ примерно до 2027 года, прежде чем в эксплуатацию войдут неразработываемые в настоящее время объемы.

Старые и новые проекты

Добыча на текущих добывающих месторождениях неуклонно снижается. Согласно оценкам, ежегодный спад на них составит примерно 5% в период с 2025 по 2040 год.

Добыча на новых месторождениях, разрабатываемых

в настоящее время (этап после принятия ОИР), по оценкам, будет ежегодно увеличиваться примерно на 15% с 2025 по 2030 год. Однако в более отдаленном будущем и на этих месторождениях добыча будет снижаться.

Прогнозы роста добычи в следующем десятилетии основаны только на потенциале тех проектов, по которым он сейчас оценен на этапе до принятия ОИР. Этот рост будет происходить как в формирующихся нефтегазовых экономиках, таких как Мозамбик, Танзания, Мавритания, Сенегал, Южная Африка и Эфиопия, так и в зрелых – Нигерии, Алжире и Ливии (см. «Ливия хочет поставлять больше газа в Европу через Италию»). По текущему консервативному прогнозу ожидается, что добыча на этих проектах удвоится по сравнению с аналогичным периодом прошлого года в период с 2025 по 2029 год, затем будет наблюдаться постепенное увеличение примерно до конца 2030-х годов.

Немногим более 10% общего объема добычи природного газа в Африке приходится на проекты, которые в настоящее время находятся на этапе до принятия ОИР/предварительного проектирования, и эта доля вырастет до более половины общего объема добычи. Таким образом, объемы этих проектов имеют решающее значение для поставщиков природного газа из Африки и в целом для стремления континента стать крупным поставщиком СПГ на международные рынки.

СПГ-инфраструктура

Подобным образом формируется инфраструктура экспорта СПГ в Африке. Ожидается, что крупные производители, такие как Алжир, Нигерия и Египет, сохранят существующую мощность инфраструктуры

Вторая СПГ-платформа для Coral

Итальянская компания Eni заявила в июне 2023 года, что намерена продолжить строительство еще одной плавучей платформы СПГ, пока нет продвижения по наземным СПГ-проектам в Мозамбике.

Eni готовится установить вторую плавучую платформу СПГ под названием Coral Norte на газовом месторождении Coral на северном шельфе Мозамбика, примерно в 10 км к северу от существующей платформы Coral Sul и в 50 км от побережья Пальмы в Кабо-Дельгадо.

Предполагается, что судно Coral Norte будет точной копией Coral Sul, экспорт газа с которой начался в ноябре прошлого года, сообщает сайт издания 360mozambique. Оно также будет иметь производственную мощность 3,5 млн тонн в год и получать газ из шести подводных добывающих скважин морского месторождения Coral, расположенного на участке Area 4 в бассейне Rovuma.

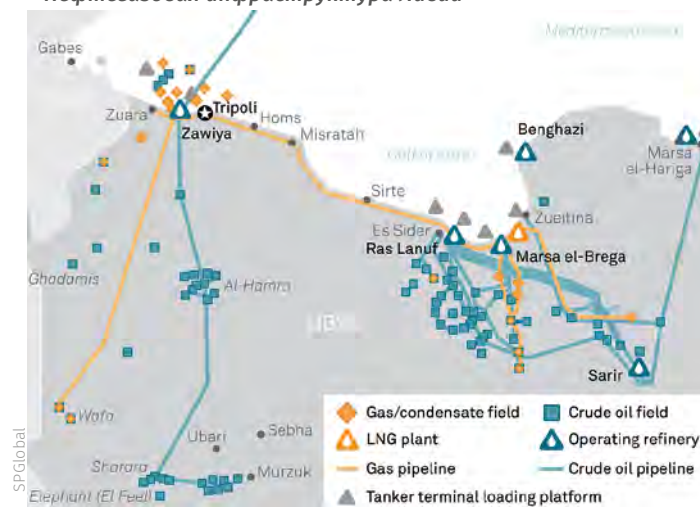
Стоимость Coral Norte составит около \$7 млрд. Сжижение и экспорт газа должны начаться в 2027 году, если проект будет продвигаться по плану.

Что касается проекта Rovuma LNG компании ExxonMobil, от наземной береговой инфраструктуры которого зависит дальнейшее развитие Coral, то в июле сообщалось, что принятие решения ожидается только в 2025 году.



Ливия хочет поставлять больше газа в Европу через Италию

Нефтегазовая инфраструктура Ливии



побережье Ливии до города Джела на Сицилии. Мощность трубопровода составляет около 8 млрд м³ в год. По данным S&P Global, экспорт ливийского газа в Италию с начала 2023 года составил в среднем около 7 млн м³/сут, что значительно ниже мощности.

Ливийская NOC планирует разрабатывать нефтегазовые месторождения Al-Namada в два этапа: 25 тыс. баррелей нефти в сутки, затем 7 млн м³ газа в сутки. Месторождение, расположенное в 500 км к западу от Триполи в бассейне Ghadames, будет по-прежнему давать нефть на первом этапе принадлежащей NOC компании Arabian Gulf, а затем на нефтеперерабатывающий завод Zawiyah.

По истечении не более двух лет должен начаться второй этап разработки – по добыче газа, который будет транспортироваться по газопроводу Wafa – Mellitah.

В январе Eni и NOC подписали 25-летнее соглашение о разработке морских структур А и Е с подтвержденными запасами газа около 170 млрд м³. Соглашение с инвестициями \$8 млрд стало крупнейшей подобного рода энергетической сделкой для Ливии за более чем четверть века, отмечает S&P Global.

В 2022 году Eni добыла в Ливии 5,9 млрд м³ газа, что на 4,5% больше, чем в 2021 году. На долю Eni приходится 80% национальной добычи Ливии, где компания работает с 1959 года.



Ливии необходимо удвоить добычу газа для удовлетворения внутреннего спроса, но при этом страна рассчитывает в течение пяти лет увеличить добычу так, чтобы стать крупным экспортером для нынешнего покупателя – Италии и за ее пределы в Европе, сообщил S&P Global министр нефти Мохамед Оун.

С этой целью государственная компания National Oil Corp. ведет переговоры с итальянской Eni о разработке сухопутного газового месторождения Al-Namada, отметил Оун в кулуарах ОПЕК в Вене.

По словам ливийского министра, переживающая восстановление, политически раздробленная страна в настоящее время подает на свои электростанции около 2 млрд м³ газа в сутки, но ей необходимо не менее 42 млрд м³/сут для удовлетворения внутреннего спроса на электроэнергию.

В настоящее время Eni добывает газ на месторождениях Wafa и Bahg Essalam в рамках СП с NOC. Газ с месторождений доставляется в Италию по трубопроводу Green Stream протяженностью 520 км от перерабатывающего завода Mellitah на

на нынешних уровнях – около 29 млн тонн СПГ в год, 22 млн и 12,7 млн т/г соответственно.

Хотя Нигерия может повысить свой показатель: здесь планируется увеличение мощности до 30 млн т/г за счет строительства 7-й линии СПГ-завода Nigeria LNG (NLNG) и затем до немногим более 31 млн т/г в связи с проектом плавучего СПГ-завода компании UTM Offshore.

Мозамбик – лидер роста

Самый высокий рост экспортных мощностей СПГ в период до 2040 года покажет Мозамбик: с нынешних 3,4 млн до 16,3 млн т/г,

затем до 31,5 млн и, наконец, примерно до 43,5 млн т/г к концу следующего десятилетия. Это обусловлено меняющейся ситуацией в стране.

Недавно сообщалось о возобновлении работы оператора TotalEnergies, приостановленной в апреле 2021 года после объявления форс-мажорных обстоятельств, когда исламистские повстанцы атаковали город Пальма – недалеко от строительной площадки проекта в Афунги.

По проекту Coral также ожидается решение по второму плавучему СПГ-заводу, которое, в свою очередь, зависит от решения ExxonMobil относительно береговой схемы проекта

Rovuma LNG стоимостью \$24 млрд, говорится в отчете African Energy Chamber (см. «Вторая СПГ-платформа для Coral»).

Сообщается, что беспорядки в провинции Кабо-Делгадо, вызванные исламистским повстанческим движением в 2017 году, утихают.

Перспективные проекты

Ожидается, что экспортные мощности СПГ будут наращивать Сенегал и Мавритания на западе Африки и Танзания на востоке страны.

В проектах СПГ, которые ведут BP и Kosmos, в водах Сенегала и Мавритании увеличение совокупной мощности обеих стран прогнозируется с 2,5 млн т/г в следующем году

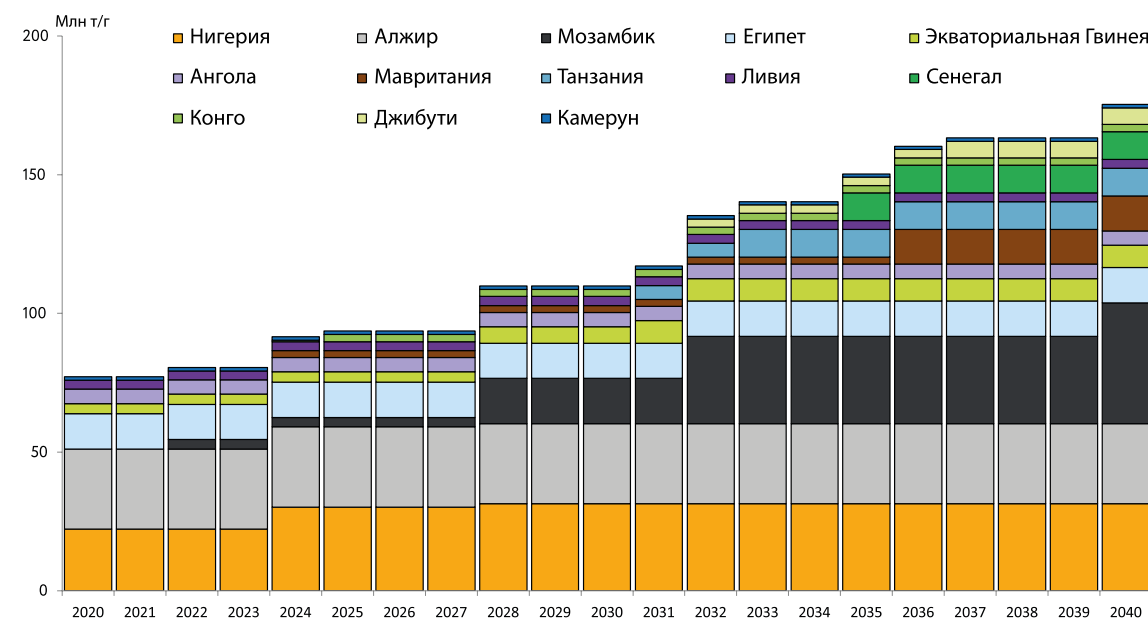


до 22,5 млн т/г ко второй половине следующего десятилетия (см. «Greater Tortue Ahmeyim: отсрочка запуска»).

Министерство энергетики Танзании недавно объявило, что партнеры по глубоководным блокам 1, 2 и 4 компа-

нии Shell, Equinor, ExxonMobil, Pavilion Energy и Medco Energi завершили обсуждение условий важнейшего соглашения с правительством страны, сделав еще один шаг к проекту стоимостью \$30 млрд и мощностью 10 млн тонн СПГ в год.

Мощности экспортной СПГ-инфраструктуры Африки по основным странам-производителям



Источник: Rystad Energy, African Energy Chamber

Greater Tortue Ahmeyim: отсрочка запуска

Работы по крупному газовому проекту Greater Tortue Ahmeyim (GTA) на пограничном шельфе Сенегала и Мавритании завершены на 90%, объявила компания BP в июле 2023 года; тогда считалось, что первый газ должен пойти в четвертом квартале текущего года. Но уже в августе стало известно, что запуск отложен до первого квартала 2024 года.

Kosmos Energy и BP подписали соглашение о совместной разработке запасов в 2016 году, при этом BP получила контрольный пакет акций в качестве оператора, а Kosmos – 30% в Ахмейиме и 28% в Тортю.

В феврале этого года было объявлено о второй фазе проекта с прогнозируемой добычей до 3 млн тонн в год. По словам Лехбиба Хрумбали, советника по сектору разведки и добычи в Министерстве нефти, энергетики и горнодобывающей промышленности Мавритании, ко второй фазе планируется перейти в 2025 году. «И мы ожидаем полного завершения в 2027 году», – сообщил он в интервью Energy Capital&Power.

Район проекта GTA расположен в 120 км от берега. При глубине воды около 2850 метров он является одним из самых глубоководных проектов в Африке.

В ходе первой фазы газ будет поступать на плавучую систему добычи, хранения и отгрузки газа, расположенную примерно в 40 км от берега. Там газ будет проходить подготовку и отделяться от жидкости перед поступлением на плавучие объекты СПГ, расположенные в 10 км от берега.

Ожидается, что после запуска в эксплуатацию будет производиться около 2,3 млн тонн СПГ в год.

Вторая фаза ускорит экономическое развитие Мавритании и Сенегала, позиционируя эти две страны как крупных про-



изводителей нефти и газа. По словам Хрумбали, «в Мавритании доходы, полученные от газа GTA, будут реинвестироваться в инфраструктурные проекты и наращивание местного потенциала через существующий Фонд национального благосостояния от углеводородов».

Страна также стремится перейти от «голубой» к «зеленой» энергетике к 2030 году, продвигая многообещающие предприятия по производству экологически чистого водорода параллельно с проектами по добыче природного газа.

Запасы проекта в общей сложности составляют 425 млрд м³ извлекаемого газа, распределенного на площади 33 000 км².

Другие ключевые проекты, поддерживающие или увеличивающие мощность экспортной инфраструктуры СПГ Африки: Marine XII в Конго; в Анголе завод Soyo LNG, получающий сырьевой газ с комплексов низкокалорийного газа Quiluma – Maboqueigo и Sanha; а также завод Punta Europa LNG в Экваториальной Гвинее.

Экспортный потенциал

Африка является традиционным экспортером СПГ и трубопроводного газа. При этом на Европу приходилось около 65% от экспорта сжиженного и трубопроводного газа из Африки на протяжении 2005-2022 годов.

Пятая часть всего добываемого в Африке природного газа обычно поставлялась на международные рынки в виде СПГ, но в последние 3-4 года доля экспорта сжиженного природного газа увеличилась до четверти от общего объема производства газа.

Принимая во внимание существующие соглашения, African Energy Chamber ожидает,

что экспортный потенциал Африки по СПГ останется на относительно неизменном уровне 25% от общего объема добычи природного газа на континенте. Однако с увеличением газодобычи в будущем ожидается также и рост экспорта СПГ. Согласно прогнозам, добыча увеличится с 268 млрд м³ в 2023 году до 272 млрд в 2025 и 340 млрд в 2030 году. При этом ожидаемые поставки СПГ из Африки в 2023, 2030 и 2035 годах составят 66 млрд, 77 млрд и 100 млрд м³ соответственно.

Куда отправится африканский СПГ?

Согласно прогнозу RBAC, поставщика глобальных и региональных систем моделирования рынков газа и СПГ, крупнейшими экспортерами СПГ в Африке в ближайшие 10 лет станут Мозамбик, Алжир и Нигерия. В силу истории и географии каждая из этих стран будет поставлять свой СПГ в разные страны назначения.

Так, RBAC считает, что в следующие 10 лет в тройку

крупнейших направлений поставок СПГ из отдельных стран-производителей войдут:

- из Мозамбика – Бангладеш (66,8 млрд м³), Малайзия (36,7 млрд) и Таиланд (36,3 млрд);
- из Нигерии – Китай (158,8 млрд м³), Испания (49,0 млрд) и Франция (48,5 млрд);
- из Алжира – Италия (155,8 млрд), Турция (26,7 млрд) и Египет (15,7 млрд м).

Импортером алжирского СПГ также собиралась стать Украина в случае, если бы начал работу запланированный СПГ-терминал по импорту. Терминал должен был состоять из ПРГУ и наземного комплекса мощностью 7,3 млн тонн в год. Строительство терминала предполагалось начать в 2012 году, ввести в эксплуатацию – к 2018 году. Однако реализация проекта была отложена на годы из-за отсутствия достаточных инвестиций. В 2017 году Frontera Resources подписала новое соглашение с «Нафтогазом» о возобновлении строительства, но с тех пор никаких обновлений по проекту не поступало.

Опасения к югу от Сахары, или Успеть в «золотое окно»

Глобальный энергетический кризис оказался благом для СПГ-сектора, но проектам в странах Африки к югу от Сахары приходится прилагать огромные усилия, чтобы застолбить свое место на мировом рынке и не стать бесполезными активами, пишет нефтегазовое издание Upstream.

Отраслевые аналитики считают, что СПГ-сектор этого африканского региона попытается «бежать» наперегонки со временем, стараясь монетизировать свои значительные газовые ресурсы в условиях проблем энергетической безопасности, стремления Европы к декарбонизации и волны конкурирующих поставок СПГ, которые собираются выйти на рынок из Катара и Северной Америки.

По оценкам британской консалтинговой компании Wood Mackenzie, в Африке к югу от Сахары имеется около 20 трлн м³ природного газа, поэтому для правительств стран этого региона очень многое поставлено на карту.

Upstream приводит слова Джейсона Фира, руководителя глобального отдела биз-

нес-аналитики энергетической консалтинговой компании Poten&Partners: «Регион богат ресурсами, имеет доступ к конкурентоспособному сырьевому газу и хорошее расположение, позволяющее избежать большей части морских узких мест на пути в Азию».

Большое множество разных проектов

Акос Лош, старший научный сотрудник Центра глобальной энергетической политики (CGEP) Колумбийского университета, подчеркивает большое разнообразие проектов: «В регионе имеется как минимум девять проектов по сжижению газа, которые либо строятся, либо находятся на достаточно продвинутой стадии, чтобы теоретически их можно было построить к 2030 году. В сумме это почти 90 млрд м³ мощностей».

Среди проектов, которые находятся в стадии строительства, проект Greater Tortue Ahmeyim компании BP в Мавритании и Сенегале, расширение 7-й линии NLNG в Нигерии, а также более мелкие плавучие заводы: проекты Eni Congo LNG и Tango FLNG

в Конго-Браззавиле и проект FLNG компании CNOOC в Габоне. Эти проекты «находятся на пути к вводу в эксплуатацию в течение трех лет в рамках следующей волны поставок СПГ», говорит Акос Лош.

Конкуренты США и Катар могут закрыть возможности

Однако аналитики предупреждают, что временные рамки для освоения добывающих ресурсов региона ограничены: ожидается, что проекты в США и Катаре начнут поставлять основные объемы к 2027 году, а спрос на СПГ, по прогнозам, упадет с 2030 года.

«Текущий рыночный консенсус заключается в том, что мы должны увидеть относительно хорошо обеспеченный рынок и ослабление ценового давления примерно в 2025-2026 годах, когда следующая волна поставок СПГ — в основном из Катара и Северной Америки — вот-вот хлынет на рынок», — объясняет Лош.

«Некоторые проекты в Африке к югу от Сахары также внесут свой вклад в эту волну... хотя общие объемы относительно скромны: менее 20 млрд м³... из этого региона к 2026 году по сравнению с ожидаемыми из США или Катара», — добавляет он.

Старший аналитик Rystad Energy Пранав Джоши предупреждает, пишет Upstream, что любые дополнительные поставки из этих двух регионов могут еще больше ограничить рынок для производителей к югу от Сахары. «Если в первую очередь будет одобрено больше проектов из других стран, таких как США и Катар, рынок еще больше сожмется, и некоторым проектам СПГ будет трудно выйти на рынок», — считает он. ●



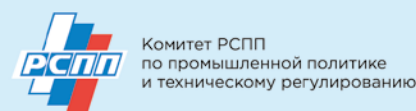
Порт Рас-Лаффан, крупнейший терминал по отправке СПГ из Катара на мировой рынок

QatarEnergy LNG

В начало



ОРГАНИЗАТОРЫ:



Комитет РСПП по промышленной политике и техническому регулированию



Правительство Волгоградской области



Межотраслевой совет по техническому регулированию и стандартизации в нефтегазовом комплексе России

ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



ЕЭК Евразийская экономическая комиссия



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ РОССИИ



РСТ Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии



РОССИЙСКИЙ ИНСТИТУТ СТАНДАРТИЗАЦИИ



Российское Газовое Общество



РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ХИМИКОВ

18-20 октября 2023
Волгоград



НЕФТЕГАЗ СТАНДАРТ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- Анализ текущего состояния системы технического регулирования и стандартизации и ее роль в развитии евразийской экономической интеграции
- Деятельность технических комитетов по стандартизации по разработке стандартов для нефтегазового комплекса
- Меры по преодолению последствий санкционного режима
- Роль технического регулирования и стандартизации в развитии сотрудничества России и ЕАЭС с КНР и странами БРИКС, ШОС
- Институт нефтегазовых технологических инициатив как инструмент поддержки российских производителей

ДОПОЛНИТЕЛЬНО В ПРОГРАММЕ

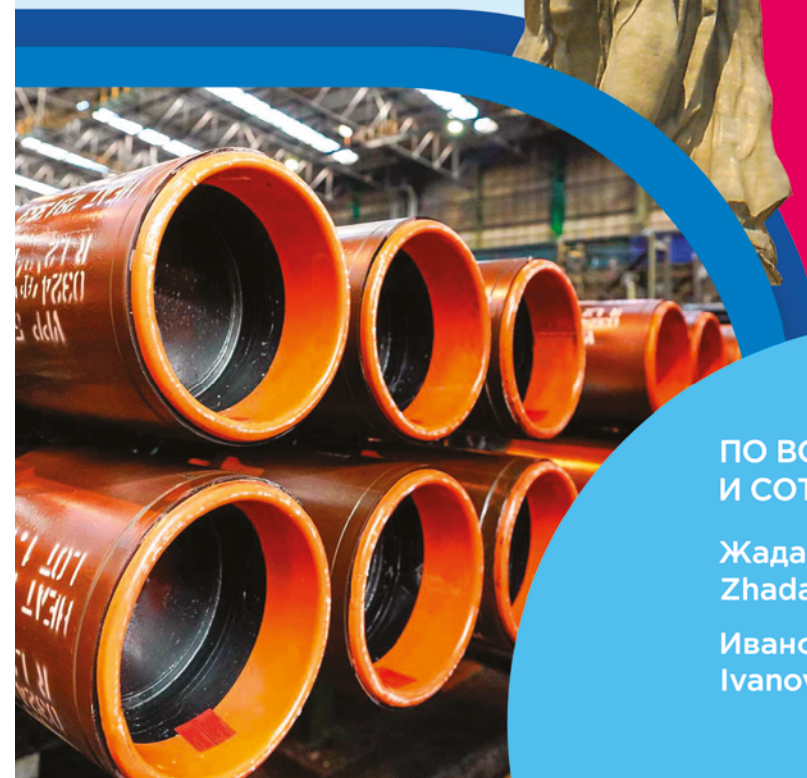
- Заседание ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»
- Ознакомительная экскурсия на производственное предприятие

www.neftegazstandart.info

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВА ОБРАЩАТЬСЯ

Жадан Марина | +7 (495) 730-76-16 (доб. 427)
ZhadanMP@cbtc.ru | моб. +7 (916) 554-37-49

Иванов Иван | +7 (495) 231-33-99 (доб. 232)
IvanovIA@cbtc.ru | моб. +7 (926) 232-52-92





В ФОКУСЕ – БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

РГО подготовило ряд поправок к действующему законодательству и продолжает работу над нормативно-правовой базой

Материал подготовила **Татьяна Иванченкова**, руководитель управления законопроектной деятельности РГО



Охранные зоны трубопроводов: регламент работ

Российское газовое общество совместно с компаниями ТЭК подготовило проект постановления правительства РФ, содержащий «Правила выдачи разрешений на производство работ в охранных зонах магистральных трубопроводов».

Разработанный проект постановления, утверждающий «Регламент получения разре-

шений на производство работ в охранных зонах магистральных трубопроводов», направлен на регулирование следующих вопросов:

- порядок контроля над реализацией разрешения;
- государственный орган, осуществляющий контроль;
- перечень нормативной и технической документации, применяемой при подготовке разрешения;
- порядок оформления, уче-

та, регистрации и хранения разрешения;

- ответственность за нарушение требований регламента.

Газ в доме: вопросы переустройства

В рамках проводимых мероприятий по предотвращению взрывов газа в быту Российское газовое общество разработало проект федерального закона «О внесении изменений в статью 26 Жилищного кодекса Российской Федерации». Он направлен на повышение безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования.

Законопроект предусматривает правило об обязательном согласовании проекта переустройства помещения (пункт 3 часть 2 статьи 26 Жилищного кодекса РФ) в части системы газоснабжения с газораспределительной организацией, осуществляющей аварийно-диспетчерское обеспечение внутридомового и (или) внутриквартирного газового оборудования (ВДГО/ВКГО).

Подготовленный законопроект внесен в Госдуму РФ (<https://sozd.duma.gov.ru/bill/380534-8>).



ЧС: опасные объекты НГК и аварийные службы

Российское газовое общество совместно с ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Оренбург» и АО «Гипрониигаз» разработало проект федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О гражданской обороне» в целях урегулирования проблем организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты в виде магистральных трубопроводов, имеющих собственные профессиональные аварийно спасательные службы (формирования) – ПАСС(Ф), а также обязанных иметь локальные системы оповещения (ЛСО).

- Одна из поправок касается требований создания организациями нештатных аварийно-спасательных формирований (НАСФ) и на основании практики взаимодействия с МЧС законодательно устраняет необходимость дублирования таких формирований при наличии постоянно действующих в организациях ПАСС/Ф.
- Другая поправка отражает многолетнюю и эффективную практику эксплуатации магистральных трубопроводов и обеспечения их безо-

пасности, в частности всей системы ЕСГ «Газпрома», без обязательного создания ЛСО.

В связи с требованиями постановления правительства № 178 от 01.03.1993 «Газпром» создал такие системы на двух дочерних предприятиях – «Газпром добыча Астрахань» и «Газпром добыча Оренбург», имеющих в своем составе химически опасные объекты. На строительство и реконструкцию ЛСО на них было затрачено 1 млрд и 100 млн рублей соответственно.

Однако «Газпром», эксплуатирующий более 2800 объектов I и II классов пожарной опасности, включая магистральные газопроводы, компрессорные

станции, морские нефтегазопромышленные сооружения и так далее, констатирует на основании статистики отсутствие необходимости в ЛСО при соблюдении всех соответствующих нормативов и технических регламентов. Аварийность на объектах ЕСГ остается на относительно низком уровне: за период с 1 января 1990 года по январь 2022 года зарегистрировано 7 случаев, когда в результате аварий на объектах ЕСГ пострадали посторонние люди (население).

«Спонтанность и скоротечность развития аварий на взрывопожароопасных объектах исключают возможность заблаговременного информирования населения о потенциальной опасности и делают оповещение в зонах вероятного распространения поражающих факторов аварий бессмысленным. Барическое воздействие и разлет осколков происходят в первые секунды аварии. Расчетные зоны воздействия поражающих факторов аварий, как правило, не выходят за границы объектов», – говорится в пояснительном докладе к законопроекту, направленном РГО в Комитет Госдумы по энергетике. При этом ввиду протяженности линейных объектов и удален-





📅 31 октября 2023

10:00 - 18:00

Научно-практическая конференция

«РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ»

📅 2 ноября 2023

10:00 - 18:00

Научно-практическая конференция

«ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РОССИЙСКИХ МЕМБРАН»

📅 1 ноября 2023

14:00 - 18:00

Круглый стол

«ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

Сессия I

«ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ СОЦИАЛЬНО ОРИЕНТИРОВАННОЙ ГАЗИФИКАЦИИ»

Сессия II

«ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПЕРЕУСТРОЙСТВА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ИХ ВЗАИМНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ С КРУПНЫМИ ИНФРАСТРУКТУРНЫМИ ПРОЕКТАМИ»

14:00 - 16:00

Круглый стол

«УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ЧЕРЕЗ ДАТА-ЦЕНТРЫ»

14:00 - 16:00

Круглый стол

«ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОСМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ»



случаи, когда в отсутствие реальной опасности газоснабжающая организация может оказаться ограниченной в своем праве отказать в передаче товара (газа) по предусмотренным законом причинам, в частности из-за неплатежей покупателя.

В законодательстве нет четкого указания на особенности энергоснабжения объектов, расположенных в зоне ЧС или находящихся на территориях, подвергающихся угрозе возникновения таких ситуаций. Это существенно ограничивает законное право поставщиков ТЭР на прекращение безоговорочного энергоснабжения либо приостановления поставки ТЭР в условиях уже существующей задолженности, которая в некоторых случаях является действительной причиной введения «режима предупреждения и ликвидации чрезвычайной ситуации».

Предлагаемое законопроектное дополнение главы VI закона № 68-ФЗ статьей 24.1, посвященной особенностям энергоснабжения объектов, расположенных на территории, подвергающейся угрозе возникновения чрезвычайной ситуации, или находящихся в зоне ее действия, базирующееся на уже закрепленных в законодательстве принципах финансирования мероприятий по защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций и конкретизирующее их применительно к особенностям энергоснабжения критически важных объектов, будет способствовать последовательному урегулированию данного вопроса с учетом баланса интересов поставщиков, потребителей и публично-правовых образований при одновременном обеспечении недопущения или скорейшего выхода из режима чрезвычайной ситуации, обусловленного угрозой нарушения энергетической безопасности соответствующих территорий. ●

ЧС и вопросы надежного газоснабжения

В Российском газовом обществе в ходе реализации Целевой программы разрабатывается тема «Урегулирование механизма возмещения за счет соответствующего бюджета расходов, понесенных поставщиком природного газа в результате введения режима предупреждения и (или) ликвидации чрезвычайной ситуации, в размере неоплаченной стоимости ресурсов, поставленных в отсутствие договора поставки газа в период введения соответствующего режима». В рамках данной темы по направлению «Платежная дисциплина» в РГО разработан проект федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Согласно пояснительной информации разработчиков поправок, их целью является стремление исключить в сочетании действия различных норм законодательства (№ 68-ФЗ от 21.12.1994, п.6 гл. 30. Гражданского кодекса РФ, постановление правительства РФ № 794 от 30.12.2003) «развития неблагоприятной ситуации, способной в итоге привести к появлению оснований для введения режима ЧС». Имеются в виду

Аварийность ЕСГ низкая: за 22 года было 7 случаев с пострадавшими среди населения. Больше внимание сейчас приковано к повышению безопасности эксплуатации газового оборудования в домах

ности их и прочего оборудования от населения стоимость проектирования и строительства ЛСО «составляет миллионы рублей».

Предложенная поправка позволит уточнить состав ОПО I и II классов опасности, при эксплуатации которых необходимо создавать ЛСО, снизить риски повышения себестоимости продукции и услуг во всех отраслях, обеспечит стабильность и экономическую эффективность работы организаций, эксплуатирующих ОПО I и II классов опасности, констатируют инициаторы законопроекта.

В настоящее время законопроект проходит согласование с профильными департаментами «Газпрома», после чего он будет направлен на согласование с ФОИВ и комитетами Государственной Думы РФ.



В начало





НЕФТЕГАЗОВАЯ АКАДЕМИЯ МОЛОДЫХ КАДРОВ

Как сформировать надпрофессиональные гибкие навыки и научить мыслить системно, понимая свой вклад в общую задачу



Данил Набиуллин, член рабочей группы «Инфраструктурный бизнес и сервис» Российского газового общества

Арина Соломенникова, аспирант Санкт-Петербургского горного университета

Евгений Баранов, заместитель исполнительного директора, руководитель центра компетенций проектов и технологий РГО

Марина Воронина, к.п.н., руководитель управления по организационной работе и финансовой деятельности РГО

Евгений Колесник, к.т.н., член Экспертного совета, руководитель группы «Инфраструктурный бизнес и сервис» РГО

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» реализует проект «Нефтегазовая академия молодых кадров». Его цель – повышение качества подготовки молодых кадров из числа студентов и выпускников нефтегазовых технических и естественнонаучных специальностей для компаний нефтегазовой отрасли. В образовательной программе проекта принимают участие эксперты рабочих групп РГО, HR-специалисты нефтегазовых компаний, действующие сотрудники отрасли и тренеры неформального образования.

Молодежи меньше

Анализ статистических отчетов показал, что с 2015 года в России в целом начался тренд на снижение численности работников среди молодежи в возрастном сегменте 25-29 лет. На конец 2016 года число занятых этого возраста сократилось на 28 тыс. человек, к концу 2017 года – уже на 46 тыс. по сравнению с предыдущим, а далее падение резко ускорилось. В конце 2018 года число занятых в возрасте 25-29 лет сократилось уже на 406 тыс. человек (год к году), в 2019-м – на 772 тыс., в 2020-м – на 907 тыс. чел... [1].

В разгар пандемии коронавируса COVID-19 в период 2020-2021 годов численность занятой молодежи от 25 до 29 лет продолжила сокращаться, хоть и с меньшей интенсивностью. Рынок труда постепенно начал адаптироваться к условиям «новой реальности», однако, по данным аналитиков, снижение в 2021 году составило 452,5 тыс. чел. [2].

В 2022 году ситуация усугубилась: по данным Росстата, количество работников моложе 35 лет сократилось на 1,3 млн человек. Особенно сильно сокращение сказалось на возрастном сегменте 25-29 лет, снижение достигло 724 тыс. человек. Люди этого возраста составляют всего около 10% от общего рынка труда, что приравнивается к 7,2 млн человек [3].

Кадровый дефицит и большие запросы

Уровень конкуренции за рабочие места среди молодежи снижается, растет дефицит ка-

дров. В 2022 году работодатели в отрасли испытывали потребность в кадрах на 92% больше, чем в 2021-м. 58% опрошенных работодателей отмечают, что нанимать новых людей стало труднее [4].

В июне 2023 года высокую кадровую уязвимость, связанную с нехваткой квалифицированных кадров, испытывали почти все отрасли российской промышленности, что следует из работы экспертов Центра конъюнктурных исследований ИСИЭЗ ВШЭ о динамике занятости в базовых отраслях экономики по состоянию на третий квартал 2023 года [5]. Острее всего проблема с профильными работниками стоит в автомобильной промышленности, производстве электрического оборудования, нефтепродуктов.

Как отмечают и руководители нефтегазовых компаний, и аналитики рынка труда, в последние годы идет настоящая война за квалифицированные кадры. Предприятия нередко перекупают у конкурентов специ-

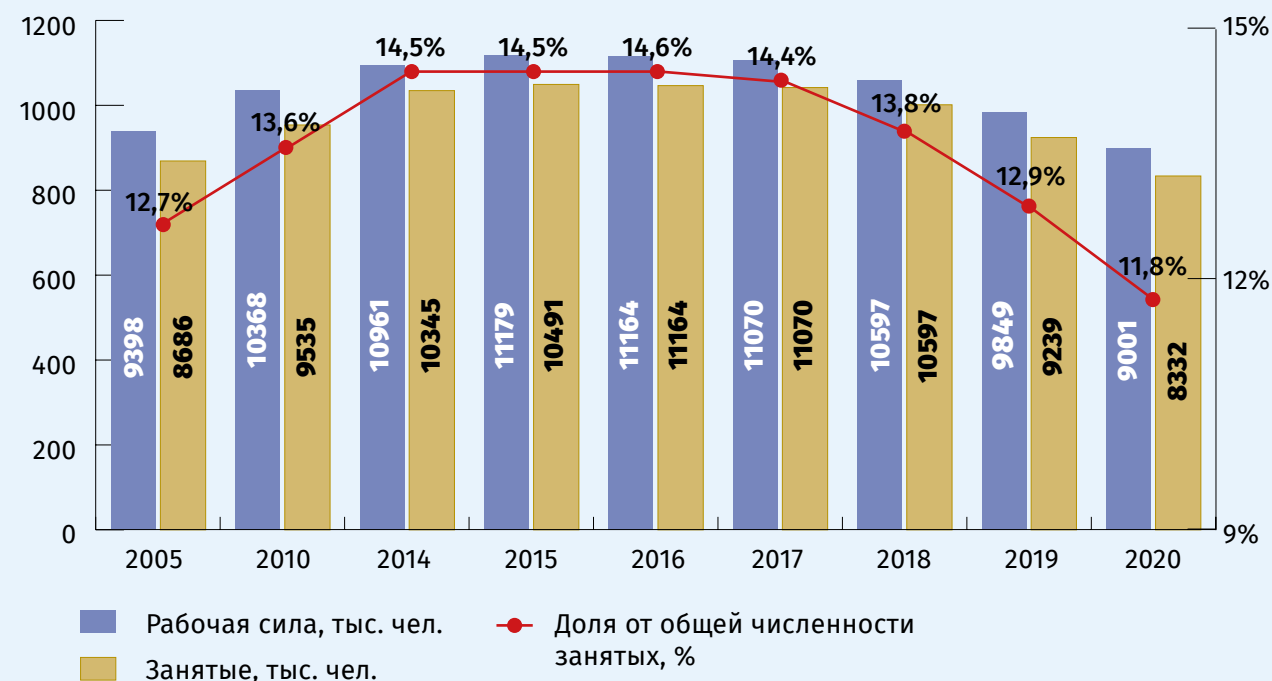
алистов или заманивают к себе студентов еще на начальных курсах обучения.

Четко просматривается тенденция, что уже в недалеком будущем кадровая конкурентная борьба будет сходить на нет. На это указывают такие факторы, как старение высококвалифицированного персонала востребованных специальностей, особенно технических, и стремительное развитие технических и технологических процессов производства.

По данным рекрутинговых агентств, со стороны представителей наиболее востребованных профессий – инженеров и высококвалифицированных рабочих – особые требования предъявляются к условиям труда, зарплате, социальным пакетам и возможностям карьерного роста.

Даже выпускники отраслевых вузов предъявляют высокие требования к условиям труда, карьерному росту и особенно к первоначальной зарплате. Они ориентируются на ми-

Динамика численности рабочей силы и занятых в возрасте 25-29 лет в России



Источник: «Газовый бизнес» по данным Росстата





нефтегазовая академия молодых кадров

нимальный порог в 80-120 тыс. руб., что соответствует оплате на руководящей должности.

Рынок труда отмечает слабую подготовку среднего технического персонала и высокую востребованность высококвалифицированных рабочих, способных обращаться с инновационной техникой. В их числе руководители проектов, специалисты по логистике, аналитики, IT-специалисты, технические переводчики, инженеры со знанием моделирования и проектирования и др.

Нефтегаз: работодатели

В нефтегазовом комплексе проявляется тенденция роста числа вакансий, которое в значительной степени превышает число резюме соискателей. Так, за 2021 год нефтегазовые компании объявили вакансий больше, чем за 2019-й, на 1233%. С другой стороны, востребованность кадров лишь подтверждает высокие темпы развития самой отрасли [6].

В рамках ежемесячного мониторинга системообразующих организаций топливно-энергетического комплекса (ТЭК), который проводит Минэнерго России, ключевые компании пока не прогнозируют снижение

уровня занятости. Сегодня в общей численности работников ТЭК доля молодых специалистов до 35 лет составляет порядка 27%.

В целом это неплохой показатель, но, к сожалению, наблюдается отрицательная динамика за последние три года. Она невелика, порядка 3%, однако актуализирует задачу по привлечению и удержанию молодежи в компаниях, чтобы обеспечить возрастной баланс и преемственность.

Большинство крупнейших отраслевых работодателей в рамках опроса, проведенного Минэнерго, указали в качестве ключевой проблемы неукомплектованность штата, дефицит квалифицированных рабочих и инженерных кадров на рынках труда в регионах присутствия компаний.

Сегодня недостаточно привлечь молодых квалифицированных специалистов, необходимо их удержать, мотивировать, получить их лояльность. Особенно остро такая задача стоит для районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, для дальневосточных регионов, где на протяжении нескольких лет отмечается отрицательная миграция трудоспособного населения.

Разрыв в ожиданиях

В России направление подготовки в рамках высшего образования/бакалавриата 21.03.01 «Нефтегазовое дело» представлено в 54 вузах. Количество выпускников по специальностям этого направления ежегодно составляет около 35-40 тыс. чел. [7].

В то же время в нефтегазовой отрасли России сегодня наблюдается кадровый голод. Согласно исследованию ИРТТЭК, «89,3% опрошенных компаний нуждаются в техническом персонале» [8].

Существует необходимость в ином подходе к оценке кандидатов при трудоустройстве на работу. Статистические данные компаний показывают, что большинство решений о найме сотрудников основываются на анализе «гибких» навыков. Так, 92% опрошенных говорят, что такие навыки имеют даже большее значение, 89% – что плохим сотрудникам обычно не хватает «гибких» навыков, 80% – что «гибкие» навыки становятся все более важными для успеха компании. 68% опрошенных говорят, что основной способ оценки «гибких» навыков – уловить социальные сигналы в интервью с кандидатом, однако их фиксация может иметь серьезные погрешности при субъективном взгляде. Также, согласно исследованию, формированию данных навыков сами соискатели не уделяют особого внимания [9].

Представители компаний говорят, что «сегодняшние выпускники не готовы сразу эффективно включиться в работу, они чрезмерно «теоретизированы», с одной стороны, и имеют завышенные ожидания, с другой (высокая зарплата, статус «белый воротничок»), работа в офисе в центральных регионах).

Бизнесу же необходимы навыки практического применения знаний и способность адекватно выстраивать отношения в коллективе. Кроме того, от ра-

ботника требуется понимание своего места в компании, осознанный подход к саморазвитию в интересах компании в целом. Особенно в топливно-энергетическом комплексе, поскольку это сложная высокотехнологичная отрасль, требующая должного уровня компетенций и степени ответственности.

Почему нынешние студенты не устраивают работодателя, хотя и успешно заканчивают вуз? Почему выпускники зачастую не идут в нефтегазовую отрасль, а работают по непрофильным направлениям?

Сегодня на смену поколению «миллениалов» (г.р. с начала 1980-х до начала 2000-х) начинают приходиться те, кто родился с 1995 по 2009 год. Их число в России, по данным Росстата, составляет около 22 млн человек. К сожалению, поколение соискателей, родившихся после 1995 года, как правило, не готово к самостоятельным решениям. Установки, с которыми молодые люди начинают поиск работы, отражают не только уровень их конкретных запросов, но и более общие ценностные ориентации. Основными показателями успешной жизни в их представлении являются уровень заработной платы (80% соискателей считают этот показатель весьма важным) и стабильность работы (этот фактор набирает 78% голосов у соискателей). Среди важных факторов соискатели также отмечают возможность профессионального развития (71%) и эмоциональное ощущение достижений и развития (66%). Не самыми популярными факторами будущей работы являются нацеленность на выполнение полезного для общества дела (51%) и работа с людьми (46%) [10].

Ковка кадров по заказу

Обсуждая вопросы развития нефтегазовой отрасли на конференции «Нефтегазовый ком-

плекс России: стратегия развития в условиях перемен», организованной Российским союзом промышленников и предпринимателей (РСПП), статс-секретарь-заместитель министра энергетики РФ Анастасия Бондаренко подчеркнула необходимость тесного взаимодействия компаний ТЭК с научными и образовательными учреждениями, которое обеспечит трансфер специалистов и технологий.

Она сообщила, что Минэнерго предлагает законодательное предоставление возможности системообразующим компаниям ТЭК направлять абитуриентов на целевое обучение в вузы. «Считаем целесообразным внесение изменений в закон об образовании в части предоставления права системообразующим организациям ТЭК выступать заказчиками целевого приема в вузы вне зависимости от наличия в уставном капитале доли государства», – сказала статс-секретарь-заместитель министра [11].

Проект-академия: развитие «гибких» навыков

Итак, на сегодняшний день в силу медленного вовлечения вы-

сококвалифицированной молодежи в нефтегазовую отрасль и естественного старения кадрового состава не происходит своевременной и полноценной передачи знаний и ответственности за профессиональные задачи от поколения к поколению. Чтобы обеспечить плавность перехода и снизить кадровый дефицит отрасли, Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» предлагает реализацию проекта «Нефтегазовая академия молодых кадров», который уже прошел пилотный этап. Проект предлагает пути улучшения процесса подготовки кадров для нефтегазовой отрасли в соответствии с ее запросами.

Как мы уже отмечали, современным соискателям необходимы «гибкие» (надпрофессиональные) навыки: дополняющие профессиональные качества, позволяющие усилить результаты работы сотрудника, например в части организаторских способностей, способностей к рефлексии и анализу выполняемой работы, концентрации внимания, ответственности и нацеленности на результат и др.

Надпрофессиональные навыки – гибкие/мягкие/уни-





Нефтегазовая академия молодых кадров

версальные способности осуществлять определенную деятельность, сформированные путем повторения и доведения до автоматизма в контексте задач конкретной профессии. Они представляют собой надстройку к профессиональным навыкам, которая усиливает результативность их использования. В данном случае мы рассматриваем надпрофессиональные навыки в контексте конкретных задач нефтегазовых профессий.

Для повышения готовности соискателей соответствовать потребностям предприятий необходимо формировать у студентов нефтегазовых специаль-

ностей надпрофессиональные навыки, обучать мыслить системно и понимать, каким образом они могут приносить пользу работодателю и государству.

Эта сторона подготовки на сегодняшний день не имеет законодательного регулирования и реализуется стихийно, на основе зарубежных методологий, рассматривающих их прежде всего как инструмент формирования личности.

В связи с этим команда проекта «Нефтегазовая академия молодых кадров» разработала концепцию методологии по оценке надпрофессиональных компетенций и их профилю у студентов и сотрудников в кон-

тексте работы молодого нефтегазового специалиста.

Проект «Нефтегазовая академия молодых кадров» нацелена на формирование таких навыков системно и уже имеет практические результаты.

За 2 года реализации проекта в нем приняло участие более 1000 студентов и выпускников из 48 регионов России, стран СНГ (Казахстана, Кыргызстана) и Латинской Америки (Мексики, Перу), желающих построить карьеру в нефтегазовых компаниях России.

Проект поддерживается Министерством науки и высшего образования, Санкт-Петербургским государственным университетом, Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого и др.

В работе школы и отборе студентов на работу и на производственную практику приняли участие: «Выгон Консалтинг», Научно-технический центр «Газпром нефти», «Газпромнефть Бизнес-Сервис», «Иркутская нефтяная компания», Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (Санкт-Петербургский филиал).

Сейчас проект реализуется за счет грантовых средств Росмолодежи и партнеров проекта. Мы приглашаем заинтересованные стороны присоединиться. ●

Источники:

1. Труд и занятость в России. 2021: Стат.сб./Росстат Т78 М., 2021. – 177 с. <https://clck.ru/dZFsZ>.
2. За год Россия потеряла полмиллиона молодых работников // FinExpertiza [Электронный ресурс]. 2022. URL: <https://clck.ru/34Sfjo>.
3. Пятахина Н. «Лихорадочный год». Что происходит с кадрами и зарплатами в нефтегазовой отрасли Петербурга и РФ [Электронный ресурс] // Бизнес-дневник. URL: <https://businessdnevnik.ru/2022/09/28/lixoradochnyj-god-chto-proisxodit-s-kadrami-i-zarplatami-v-neftegazovoj-otrasli-peterburga-i-rf/>
4. Российская газета – Спецвыпуск: Энергетика № 230 (8878). <https://clck.ru/33WwGh>.
5. Динамика занятости в базовых отраслях экономики России: реализуемость кадровых планов и ожидаемый фокус перемен на рынке труда в III квартале 2023 г. - М.: НИУ ВШЭ, 2023 – с.13
6. Журнал «СФЕРА. Нефть и Газ» № 3/2022. <https://clck.ru/34Zz9h>.

7. Мартынов В.Г., Кошелев В.Н., Майер В.В., Туманов А.А. «Нефтегазовое образование в России: вчера, сегодня, завтра»// Высшее образование в России 2021.
8. Воробьев С.Ю. Проблемы подготовки кадров для нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс]. URL: <https://clck.ru/Wj7a2>
9. LinkedIn Global Talent Trends 2020: Latest HR Trends Revealed [Электронный ресурс]. 2021. URL: <https://clck.ru/Wj86D> (дата обращения: 26.09.2023).
10. Гудков Л., Зоркая Н., Кочергина Е., Пипия К., Рысева А. Российское поколение Z: установки и ценности // Фил. союза «Фонд имени Фридриха Эберта», М., 2019-2020. URL: <https://clck.ru/U75HF>
11. Бондаренко А. Проблемы кадрового обеспечения отраслей ТЭК [Электронный ресурс] //Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика». URL: <https://energypolicy.ru/problemy-kadrovogo-obespecheniya-otraslej-tek/neft/2022/15/14/?ysclid=lhyqhb2i2743540169>

В начало



31 ОКТЯБРЯ -
3 НОЯБРЯ
2023



XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

31 октября 2023

Научно-практическая конференция

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

- инновационные технологии газо- и нефтепереработки
- адаптация компаний к работе в новых условиях
- подготовка газохимического сырья
- производство новых видов продукции
- развитие рынка российской углеводородной продукции
- перепрофилирование процессов
- цифровая трансформация
- сокращение затрат

Участники конференции:

Ведущие российские компании по переработке углеводородного сырья, научно-исследовательские институты, проектные и инжиниринговые организации, поставщики катализаторов, адсорбентов и реагентов для химической промышленности, производители технологического оборудования, разработчики компьютерного программного обеспечения и университеты.

Организаторы конференции:



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



По вопросам участия
для делегатов форума:

paronkin@gazo.ru



ВЕТЕРАНАМ БЕРЕЗОВО

Российское газовое общество пригласило первооткрывателей газовых запасов Западной Сибири на юбилей в ХМАО

21 сентября 2023 года исполнилось 70 лет «Березовскому фонтану газа», положившему начало развитию газовой отрасли в Западной Сибири. В тот день на скважине Р-1 Березовской буровой партии произошел внезапный газодляной выброс. По воспоминаниям современников, газ вырывался из земли со страшным гулом, а бьющая из скважины струя достигала 50 метров в высоту.

Инцидент, за который первооткрыватели сначала получили порицания, а позднее – признания и славу, стал доказательством того, что недра Югры богаты залежами углеводородов. Березовский фонтан положил начало освоению газовых и нефтяных месторождений Западной Сибири и считается великим открытием XX века не только для ХМАО-Югры, но и для всей нефтегазовой отрасли (см. далее «К 70-летию Березовского газового фонтана. Нефть и газ Нижнего Приобья в планах геологоразведочных работ 1930-х – 1950-х годов» на стр. 78).

22 сентября 2023 года в Ханты-Мансийске прошло торжественное выездное заседание, посвященное роли природного газа в развитии Югры и России. Мероприятие было организовано администрацией Югры, Российским газовым обществом совместно с Союзом нефтегазопромышленников России. Модерировал заседание председатель Комитета Государственной Думы по энергетике, президент РГО Павел Завальный.

Мероприятие завершилось вручением наград ветеранам и заслуженным работникам нефтегазовой отрасли. На следующий день юбилейные мероприятия переместились непосредственно в Березово, где состоялась небольшой митинг, возложение цветов возле памятной стелы и концерт в честь ветеранов отрасли.



Владимир Якушев,
полномочный представитель президента РФ в Уральском федеральном округе

– Открытие березовского газа подтвердило перспективность разработки углеводородов Западной Сибири, определившей энергетическую и экономическую мощь нашей страны.

Это произошло благодаря трудовому подвигу людей, сделавших этот суровый болотистый край энергетическим сердцем страны, регионом, где создано мощное производство, инфраструктура,

дороги и все, что нужно современному человеку для комфортной жизни в условиях севера. Я благодарю губернатора Югры Наталью Владимировну Комарову, руководителей крупных нефтегазовых компаний за заботу о ветеранах отрасли. Принципиально важно помнить и чтить всех, кто внес свой вклад в создание нефтегазовой отрасли в Западной Сибири.

Россия является мощнейшей энергетической державой. 60% российской нефти, 90% природного газа страны добывается на территории Уральского федерального округа.

Важнейшими задачами, стоящими перед отраслью, являются сохранение мирового лидерства, обеспечение роста и достижение технологического суверенитета. С 2014 года на этом направлении проделана значительная работа. Зависимость нефтегазовой отрасли от импорта за этот период снизилась с 67 до 38%. Приоритет отдается технологиям добычи трудноизвлекаемых запасов, в том числе в арктической зоне, шельфовой добычи, СПГ-индустрии, нефтегазохимии.

Дальнейшее развитие связано с движением на Север, это очень сложная в плане экономики проектов задача.



Наталья Комарова,
губернатор Ханты-Мансийского автономного округа — Югры

– Югра занимает второе место по добыче газа в стране – суммарная добыча природного и попутного нефтяного газа в регионе в 2022 году составила 33,2 млрд м³.

При проведении региональных геологоразведочных работ акцент делается на освоение Карабашской и Восточно-Приуральской поисковых зон. Важность этой работы определена, в том числе, развитием арктической зоны России. Важное событие для округа – Березовский и Белоярский районы официально войдут в арктическую зону, что значительно расширит возможности развития их потенциала.

В структуре добычи газа в основном попутный нефтяной газ, его рациональное использование – одна из ключевых компетенций региона.

В центре внимания – достижение технологического суверенитета отрасли, разработка передовых технологий и материалов, адаптированных к условиям Севера и Арктики.

– «Газовый фонтан» в Березово поставил даже не точку, а восклицательный знак в спорах о перспективах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Здесь сегодня более 500 месторождений, среди них гиганты, названия которых известны каждому – Уренгойское, Заполярное, Ямбургское, Бованенковское. Именно она является одним из столпов энергетической безопасности России, обладает потенциалом, который позволяет планировать развитие отрасли на десятилетия вперед.

В обозримой перспективе до 2050 года мировой спрос на энергию вырастет более чем на 20%. Ожидается, что газ займет лидирующие позиции в мировом энергетическом балансе, обеспечит четверть спроса на энергию.

Запасы природного газа в мире достаточны для удовлетворения этого спроса. Четверть мировых доказанных запасов природного газа сосредоточены в России, и это является прекрасным заделом для обеспечения энергетической безопасности нашей страны, дает большие возможности его монетизации. Львиная доля этого газа – газ Западной Сибири. Значит, регион будет развиваться дальше, на благо российских потребителей. Перспектива – производство из газа продукции с высокой добавленной стоимостью, достижение стопроцентной технически возможной газификации регионов.



Олег Аксютин,
заместитель председателя правления – начальник департамента ПАО «Газпром»



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

– За годы, прошедшие со дня Березовского газового фонтана было добыто порядка 25 трлн м³ газа, с 1985 года добыча составляла более миллиарда кубометров в сутки. Освоение газовых запасов Западной Сибири во многом сформировало экономику Советского Союза и России. Из 460 млрд м³ потребляемого в стране природного газа треть приходится на электроэнергетику, каждый второй киловатт произведен с его использованием. Газ составляет более 55% ТЭБ, в европейской части этот показатель достигает 80%, а мегаполисы, такие как Москва и Санкт-Петербург,

в производстве тепла и электроэнергии зависят от природного газа на 100%.

Сегодня наш приоритет – расширение потребления газа на внутреннем рынке. Я совершенно уверен в том, что роль и значимость отрасли для экономики страны нисколько не снизится в обозримом будущем.

Практически для всех, кто сегодня собрался в этом зале, открытие природного газа в Западной Сибири стало событием, сформировавшим их собственную судьбу и личность. Так было и у меня. Я – северянин по собственному выбору, в Западную Сибирь я приехал в 1984-м, когда после окончания института поехал на стройку века – газопровод Уренгой – Ужгород.

Для меня было очень важно отметить эту значимую дату именно здесь, в Березово, собрать вместе ветеранов отрасли, газовиков, чтобы еще раз высказать им благодарность за их тяжелый труд, ежедневный подвиг.

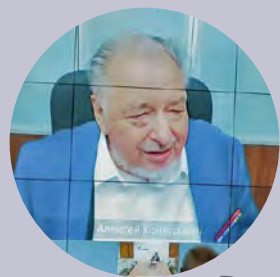
Березовский фонтан положил начало освоению газовых богатств Западной Сибири, что во многом сформировало экономику страны. Газ – это электроэнергия, без которой нельзя представить современную жизнь, и тепло, без которого в нашей северной стране не выжить. Это удобрения, а значит, и хлеб, энергия для доменных печей, а значит, металл, поступления в бюджет, а значит – финансовая безопасность и возможности социального и экономического развития страны.



Александр Корчагин,
председатель Нефтегазстройпрофсоюза России

– За каждым добытым кубометром газа стоят люди и их ежедневный доблестный труд. История Нефтегазстройпрофсоюза России своими корнями уходит в далекий 1906 год. Именно тогда, в кипучие революционные годы, на нефтяных промыслах Баку берет начало история крупнейшего профсоюза России. Сегодня он сохранил главный ориентир и важнейшую задачу, определенную более 115 лет назад, – постоянную и эффективную защиту социально-экономических прав и трудовых интересов работников нефтегазового комплекса.





**Алексей
Конторович,**
академик РАН
председатель на-
учного совета РАН
по проблемам
геологии и раз-
работки место-
рождений нефти
и газа

– Открытие Березовского месторождения само по себе событие знаменательное. На самом деле сегодня мы с вами отмечаем сразу три праздника: 70-летие Березовского месторождения, 70-летие открытия нефтегазового комплекса Югры и третье – может быть, самая главная для России дата – открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как выдающееся достижение в истории нашей страны.

Я поздравляю с этими праздниками и тех, кто открывает месторождения и затем осваивает их, и тех, кто бурит скважины и строит инфраструктуру – все они герои, которые вносят огромный вклад в развитие нефтегазового комплекса.



Геннадий Шмаль,
президент
Союза
нефтегазо-
промышленников
России

– Открытие Березовского месторождения имело огромное значение для экономики и политики всего СССР. В 1985 году 46% всего топлива страны добывалось в Западной Сибири. При этом уже в 1965 году Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс давал стране \$300–350 млрд. Программно-целевой подход, который был обеспечен в то время, опора на науку и работа с молодежью позволили достигнуть поставленных целей и получить результаты, превосходящие ожидания.

Надо сказать о людях, без которых это было бы невозможно: газовики – Салманов, Быстрицкий, Эрвье; нефтяники – Муравленко, Филановский, Богданов, Алекперов; строители – Барсуков, Баталин, Королинский; летчики – Хохлов, Рейкин; руководители – Щербина, Бахиллов, Григорьева, Филипенко, Комарова.



**Александр
Филипенко,**
первый губернатор
Югры

– Газовый фонтан в Березово открыл, как выяснилось позже, уникальную Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию. Это определило судьбу и этого края, нашей Югры, и всей страны в целом. Открытие, 70-летие которого мы отмечаем, до сих пор во многом определяет развитие нефтегазовой отрасли и всей экономики России.



МУЗЕЙ
ГЕОЛОГИИ,
НЕФТИ И ГАЗА

Атлас нефти

Иллюстрированная история поиска, разведки, добычи и использования нефти от эпохи правления императора Петра Великого до современности! История нефти, объединившая 10 регионов России!

Стоимость издания:

4500 рублей экземпляр;

7500 рублей – экземпляр в подарочной упаковке



Атлас газа

Живая история природного газа – от первых находок и начала использования человеком до открытия уникальных месторождений и развития сложных технологий добычи! Артефакты из 7 стран СНГ, 26 регионов России, собранные воедино!

Подарочный набор «Атлас нефти» + «Атлас газа» - 12 000 рублей

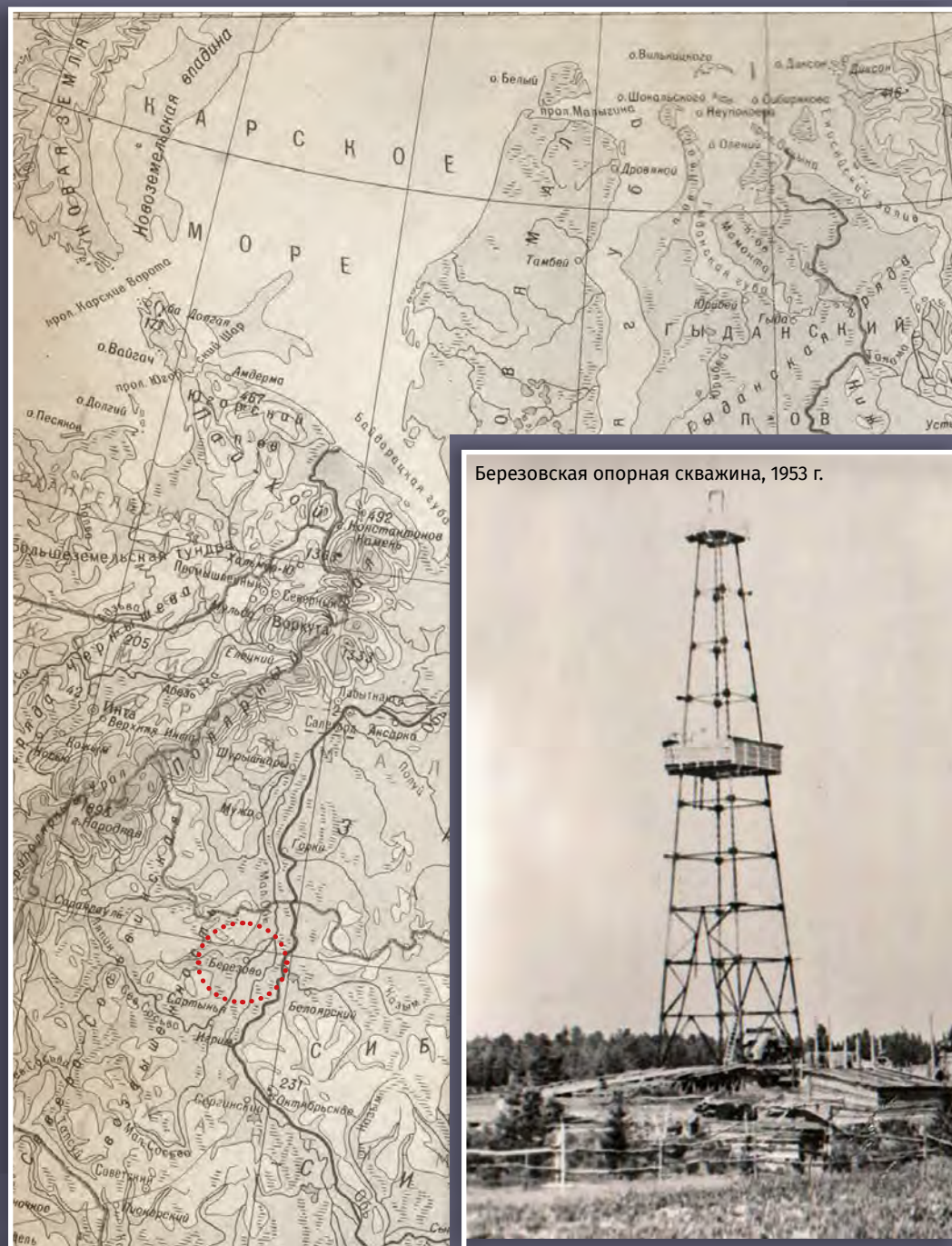
По вопросам приобретения –
Анна Салыкина, тел. +7 (912) 514-42-95



К 70-ЛЕТИЮ БЕРЕЗОВСКОГО ГАЗОВОГО ФОНТАНА

Нефть и газ Нижнего Приобья в планах геологоразведочных работ 1930-х – 1950-х годов

Юрий Евдошенко, кандидат исторических наук, редактор исторической литературы ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»



Березовская опорная скважина, 1953 г.



Семьдесят лет назад, 21 сентября 1953 года, из Березовской опорной скважины буровой партии треста «Тюменьнефтегеология» Министерства нефтяной промышленности СССР был получен газоводяной фонтан, который знаменовал собой открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Это событие многократно описано как его участниками, так и исследователями. Гораздо меньше известно о периоде, предшествовавшем этому открытию, и о непростых обстоятельствах в отношениях ведомств, искавших нефть и газ в Нижнем Приобье. В данной статье мы раскроем некоторые малоизвестные страницы истории открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

С запада, юга и севера. Историко-географический экскурс
Традиция связывает Березовское открытие, а вместе с ним и открытие Большой тюменской нефти, с предсказаниями геологов 1-й половины XX века о больших перспективах нефтеносности восточных склонов Урала.

Первым, кто высказал подобную мысль, был не И.М. Губкин, а старший директор нефтяной промышленности Главгортюпа ВСНХ Иван Николаевич Стрижов. 30 июня 1926 года, отвечая на предложение начать бурение на Ухте, он, пожалуй, впервые написал: «Надо искать нефть в РСФСР поближе, например, по обоим склонам Среднего Урала». В 1928 году под нажимом И.Н. Стрижова Главгортюп предписал Геолкому включить «поиски нефти в Сибири» в пятилетнюю программу ГРП. В июне 1930 года на съезде уральских геологов впервые эту мысль высказал академик Иван Михайлович Губкин, повторив предложение одного из местных чиновников. Однако в то время он считал работы в Поволжье «более актуальными, чем продвижение наших разведок в Сибири» [1].

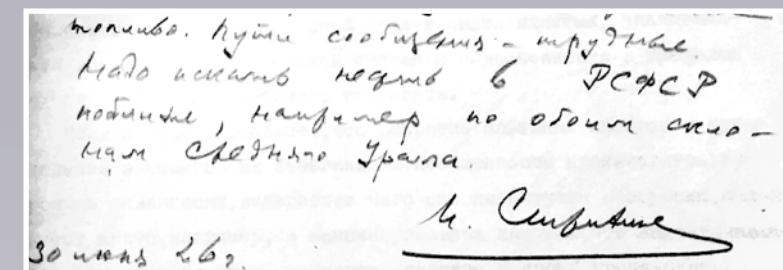
В 1932 году в Свердловске и Новосибирске на заседаниях сессии Академии наук СССР, посвященных созданию Урало-Кузнецкого комбината, И.М. Губкин дал свой знаменитый прогноз о переходе угленосных фаций восточного склона Урала в нефтеносные, вошедший во все книги по истории отечественной нефтяной геологии. Однако современные геологи подчеркивают, что называть «нефтяную жемчужину» Западной Сибири – Среднее Приобье – восточным склоном Урала это все равно, что называть Московскую область ее западным склоном [2].

В течение 1930-х – 1940-х годов советские геологи, следуя в прямом смысле указаниям академика, безрезультатно искали нефть на территориях Восточного Предуралья (главным образом в Челябинской области), ограниченных с востока реками Тобол и нижним течением Иртыша. Но «прогноз»

Старший директор нефтяной промышленности ВСНХ СССР И.Н. Стрижов



«Надо искать нефть по обоим склонам Среднего Урала». Фрагмент записки И.Н. Стрижова от 30 июня 1926 г.



подтвердился, когда поиски перенесли в Нижнее Приобье, а точнее – в район села Березово. Здесь Обь после впадения в нее Иртыша принимает меридиональное направление на север и максимально близко подходит к Уральским горам, что действительно может рассматриваться как «восточный склон» Приполярного Урала.

В этот район геологические поиски подходили с трех направлений: с западного шли ученые, исследовавшие Урал, с юга – исследователи восточных склонов Урала, а геологи Главного управления Северного морского пути «наступали» с северо-востока, от устья Енисея через Гыдан и Обскую губу. Полярные разведчики недр стали одними из первых, кто обратил внимание на перспективы нефтеносности нижнего и среднего течения Оби.

Инициативы красноармейца Злыгостева, или Волга против Оби

За 20 лет до Березовского фонтана в системе Главсевморпути был создан Северо-Уральский транспортно-промышленный трест, который должен был эксплуатировать не только рыбные, пушные, лесные, но и минеральные ресурсы в границах Обь-Иртышского Севера. У ведомства были свои горно-геологические партии, искавшие бурый уголь и золото в Березовском районе [3].

Осенью 1933 года некий Иван Михайлович Злыгостев, «бывший красноармеец», по заданию треста «Уралсеверпуть» начал сбор сведений о нефтепроявлениях в зоне деятельности предприятия.

Вероятнее всего, он ничего не знал о прогнозах Стрижова или Губкина, а просто слышал от старожилов, как кое-какие предприниматели в 1910-х годах искали нефть на берегах Иртыша, а в окрестностях Сургута на Оби периодически всплывали жирные нефтеподобные пятна.

Посетив прииртышское село Цынгалы и Сургут, в январе 1934 года Злыгостев направился в Березовский район в селение Сыртанья. Собрав сведения, он тем самым подготовил базу для организации нефтепоисковых экспедиций. Его исследованиями заинтересовались местные власти, которые принялись писать в высшие инстанции, добиваясь организации нефтепоисковых экспедиций. Руководители Горно-геологического управления Главсевморпути также признали Приобье важным районом для поисков нефти [4], но у них этот район отобрали и передали тресту «Востокнефть».

География поисков «Востокнефти» в Западной Сибири представлена перечнем ее партий, работавших в 1935 году: миасско-тобольская (рук. В.Е. Мосеев), тавдинская (рук. С.П. Ситников), ниже-иртышская (рук. В.Г. Васильев, он же начальник экспедиции) и юганская (рук. Р.Ф. Гуголь) [5].

Совещание, состоявшееся 23–26 ноября 1935 года под председательством И.М. Губкина, заслушало доклад начальника Обской нефтеразведочной экспедиции В.Г. Васильева и наметило 5 районов для поисков нефти: район реки Исеть, протекавшей от Екатеринбурга к Тюмени, верховья рек Конда и Сосьва, верховья реки Вах с выходом на Енисей, а также два нижеобских – правый берег реки Оби у места впадения в нее

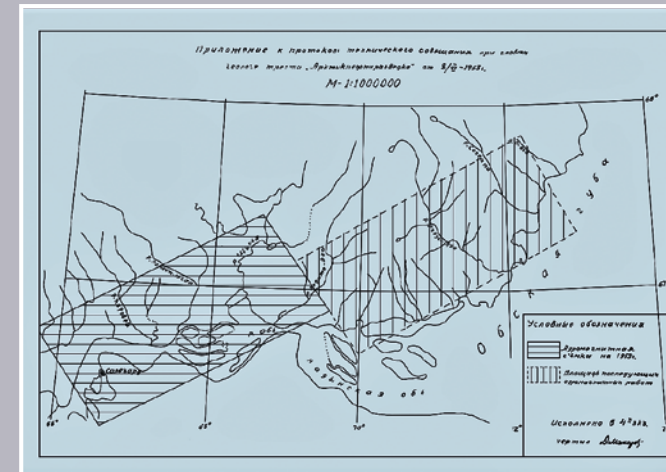
реки Казым (у Березово) и по реке Оби у Малого Атлыма [6].

Однако продолжения этих исследований в то время не последовало, поскольку трест «Востокнефть» сосредоточился на освоении новых нефтяных районов Поволжья.

Главсевморпуть на пороге великих открытий

Геологи Главсевморпути вернулись в низовья Оби, когда Усть-Енисейская нефтеразведочная экспедиция столкнулась с нехваткой площадей для детальной разведки. Сначала взоры устремились в район Пур-Тазовского междуречья, а далее на Обь и Обскую губу. Разработчик плана опорного бурения в Западно-Сибирской низменности геолог Н.Н. Ростовцев в 1951 году отмечал: «Прямые признаки нефтепроявлений, обнаруженные в разрезе мезозоя района Усть-порта (низовья р. Енисей), сходного с разрезом мезозоя южной части [Западно-Сибирской] низменности, являются одним из важных благоприятных факторов для постановки поисков нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности» [7].

Поиски подстегнуло обнаружение в 1947 году признаков нефти в инженерно-геологической скважине, пробуренной в Салехарде на трассе строящейся железной дороги Салехард – Игарка. В 1950 году геологи Главсевморпути предложили АН СССР «взять на себя тему тектонического районирования по глубинному строению севера Западно-Сибирской низменности, подобную проведенной в 1943–1945 гг. проф. Коровиным для юга



Карта-схема аэромагнитных работ на Нижней Оби на 1953 г., РГАЭ



Титульный лист плана колонкового бурения в районе Нижнего течения Оби Обской комплексной геофизической экспедиции треста «Арктикнефтеразведка», 1953 г., РГАЭ

Западно-Сибирской низменности в 1946–1948 гг. и Н.А. Гедройцем – для Таймырской низменности» [8]. Результатом этого стала организация Северной геологической экспедиции Западно-Сибирского филиала АН СССР под руководством В.А. Николаева, получившей в 1951–1952 годах важные результаты и укрепившей доводы геологов-полярников в пользу нефтеносности региона [9].

План геологоразведочных работ на нефть в Арктике, разработанный в Главсевморпути на 1952–1955 годы, включал в качестве самостоятельного объекта для исследований Обский район, то есть северную часть Западно-Сибирской низменности – Ямальский, Тазовский и Гыданский полуострова – и с юга ограничивался широтой села Березово. Ученый Совет НИИ геологии Арктики 13 февраля 1952 года рекомендовал (в комплексе с другими работами) пробурить на севере Западно-Сибирской низменности в 1953–1954 годах 7 колонковых скважин со структурно-стратиграфическими целями по двум профилям, один из которых, меридионального направления, шел вдоль Обской губы, а второй, северо-западного направления, был направлен по реке Таз и вдоль Тазовской губы [10].

В июне 1952 года в составе треста «Арктикнефтеразведка» была создана Обская комплексная геофизическая экспедиция, которая должна была начать геолого-геофизическое исследование района и бурение первых скважин. Причем руководство треста стало настаивать на первоочередном исследовании Нижнего Приобья, а не Пур-Тазовского района, как планировалось изначально.

Получив разрешение начальства (см. «На левобережье Оби» [11]), главный геолог Обской экспедиции И.Е. Ширяев разработал план колонкового бурения и геофизических исследований на левом берегу Обской губы. В район также направлялась аэромагнитная экспедиция НИИГА для работы в низовьях Оби и южном окончании Ямала. База Обской экспедиции переносилась из тазовского поселка Анти-Паюта на левобережную станцию Лабитнанги.

Не в мейнстриме...

Однако в политических и хозяйственных верхах ход поисков нефти в Арктике оценивался негативно. Были получены обнадеживающие данные, но весомых открытий сделано не было. В мае 1952 года председатель Госплана СССР М.З. Сабуров указал на «неудовлетворительную организацию руководством Главсевморпути «выполнения заданий правительства по поискам и разведке нефти в Арктике» (см. «Разнос за невыполнение» [12]).

11 августа 1952 года Совет министров СССР принял постановление № 3690-1471с «О мерах по ликвидации отставания геолого-разведочных работ на нефть в Арктике». Это было уже не первое постановление по поискам нефти на Крайнем Севере, принятое правительством после войны. Арктика «пожирала» все больше и больше средств, но получала лишь «непромышленные» притоки неф-

На левобережье Оби

Из письма управляющего трестом «Арктикнефтеразведка» П.А. Поспелова начальнику Горно-геологического управления (ГГУ) Главсевморпути А.Е. Голову, декабрь 1952 г.:

«По данным маршрутных геологических исследований, проведенных в 1951–52 гг. Северной экспедицией Западно-Сибирского филиала АН СССР (Нач-к экспед. Николаев В.А.) в бассейнах Надыма, Пура и Таза (южнее, а в ряде мест и севернее полярного круга), а также по данным геологических исследований и бурения, проведенного Зап.-Сиб. Геол. Управлением в вершине Таза и по данным бурения Желдорпроекта МВД по профилю жел. дороги Салехард – Ермаково, устанавливается продолжение или ответвление Енисейского кряжа в Сев.-Западном направлении в виде широкой, пологой, крупной антиклинальной структуры.

Управляющий трестом «Арктикнефтеразведка» П.А. Поспелов



Сев.-Западное переклиналиное погружение этой структуры фиксируется примерно в районе устья Надыма и поселков Яр-Сале и Новый порт, где она возможно переходит в область краевого Уральского прогиба на стыке Полярного Урала с Пай-Хоем. <...>

В свете изложенного наибольший интерес для постановки первоочередных геолого-поисковых и геофизических работ по решению проблемы нефтеносности Севера Зап.-Сиб. низменности представляет Сев.-Западное переклиналиное погружение установленной структуры, т.е. район левобережья Обской губы от устья р. Щучья до мыса «Каменный». Интерес представляет также СВ погружение структуры в районе Пура (до пос. Нов. Самбур). <...>

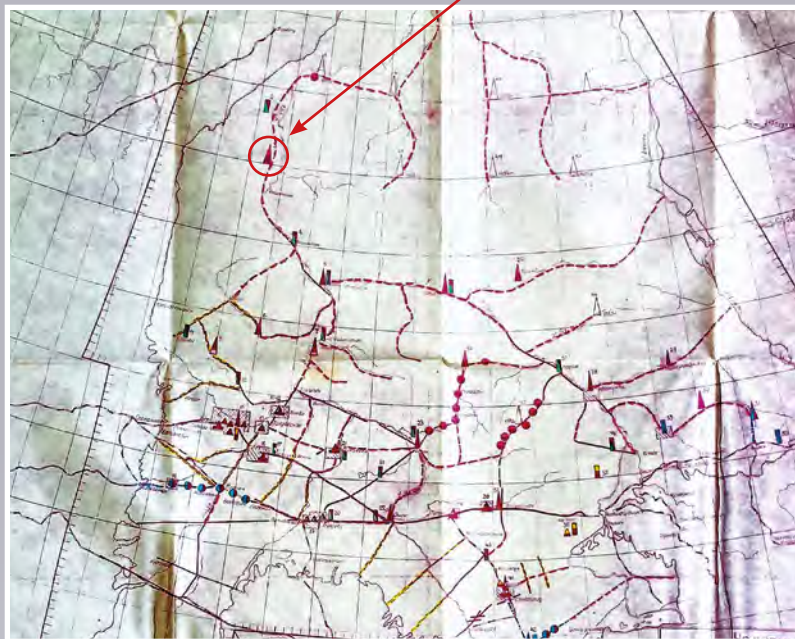
Учитывая изложенное, прошу Вас разрешить работы Обской экспедиции начать на левом берегу Обской губы» [11].

Разнос за невыполнение плана

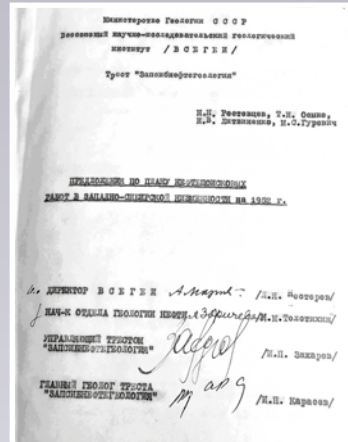
Председатель Госплана СССР М.З. Сабуров, май 1952 года:

«В 1951 г. Главсевморпути не обеспечило выполнение плана геолого-разведочных работ на нефть в Арктике ни по одному показателю. Ассигнования на геолого-разведочные работы за 1951 г. освоены только на 68,7 %. План глубокого роторного бурения выполнен лишь на 39,3 %. <...> Срыв плана роторного разведочного бурения в Арктике является следствием низкой скорости бурения на станко-месяц, составившей в 1951 г. 49 % к плану. Более половины всего времени бурения глубоких роторных скважин занимали простои из-за аварий, отсутствия воды, топлива, материалов, а также из-за неисправности оборудования. <...> Основная причина срыва плана геолого-разведочных работ на нефть в Арктике в 1951 году и в 1 квартале 1952 г. состоит в том, что руководство Главсевморпути неудовлетворительно организовало выполнение заданий Правительства по поискам и разведке нефти в Арктике и не обеспечило геологоразведочные партии и экспедиции материально-техническими средствами и кадрами геологов-нефтяников» [12].

Карта поисково-разведочных работ на нефть в Западной Сибири на 1952 г. с указанием профилей опорных скважин, выделена Березовская скважина. Авторы – Н.Н. Ростовцев, Т.И. Осыко, И.В. Литвиненко, М.В. Гуревич, 1951 г., РГАЭ ▼



Геолог Н.Н. Ростовцев ▲



▲ Титульный лист плана ГРР в Западной Сибири на 1952 г., РГАЭ

ти или газа. По данным ГГУ Главсевморпути, с 1933 по 1953 год на поиски нефти в Арктике было затрачено 719 млн рублей и еще 145 млн – на аэрофото-съемку и геодезические работы [13].

Однако сторонником поиска нефти в Арктике являлся И.В. Сталин, в то время и генеральный секретарь ЦК КПСС, и председатель Совета министров СССР, а потому пятилетний план проведения ГРР в Арктике неуклонно выполнялся. После его смерти 3 марта 1953 года было принято решение свернуть работы. Статус Главсевморпути, напрямую подчинявшегося Совету министров СССР, в течение двух лет был понижен до уровня главка Минморфлота, которому вообще были чужды геологоразведочные работы. 10 июня 1953 года Совет министров принял решение передать трест «Арктикне-

фтеразведка» в Миннефтепром, а там приняли решение законсервировать все его работы.

«Опорный» план Н.Н. Ростовцева

Постановлением Совета министров СССР от 14 октября 1947 года № 3573 первоочередными задачами Министерства геологии СССР на 1948-1950 годы были определены поиски месторождений нефти на востоке, в первую очередь в Кузнецко-Минусинском районе Западной Сибири, в районах Тувинской автономной области, Западно-Сибирской низменности и по окраинам Сибирской платформы. Самой северной опорной скважиной из шести, предусмотренных в плане для Западно-Сибирской низменности, являлась Ханты-Мансийская, которая находилась южнее села Березово.

Здесь необходимо отметить, что Министерство геологии не стремилось за нефтью в северные края. Министр И.И. Малышев, получив в 1948 году от Госплана предложение принять от Главсевморпути нефтепоисковые работы в Арктике, поспешил открититься от них, сославшись на то, что «до 1948 года Министерство геологии разведкой нефти не занималось и опыта в работе, а также достаточного количества специалистов, квалифицированных рабочих и роторного оборудования не имеет» [14].

Тем не менее в конце 1949 года Западно-Сибирская экспедиция Всесоюзного научно-исследовательского геологического института (ВСЕГЕИ) Мингео СССР под руководством Н.Н. Ростовцева после обобщения собственных данных, а также результатов работ экспедиций Главсевморпути и АН СССР, разработала план опорного бурения в Западно-Сибирской низменности. План был принят Техсоветом министерства в январе 1950 года. Его суть заключалась в проведении не 6, как было в плане 1947 года, а 25 опорных скважин, которые должны были семью широтными профилями с юга на север исследовать разрез низменности. Шестой профиль включал (поочередно) Березовскую, Надымскую, Ходутейскую (Пуровскую) и Тазовскую скважины. Самый северный профиль проходил по широте Салехарда и включал в себя районы нынешних газовых месторождений Уренгоя. В целом же география опорного бурения, возложенного на трест «Запсибнефтегеология», распространялась от озера Зайсан на юге (граница с китайским Синьцзяном) до Салехарда и Туруханска – на севере [15].

Нефтяники против геологов

Бурение Березовской опорной скважины было запланировано на 1952 год и началось 29 сентября. При проектной глубине 2900 м в течение первого года буровики в Березово должны были пройти лишь 500 м. Однако проводившие бурение тресты (сначала «Запсибнефтегеология», а с октября

Межведомственный пинг-понг

В период с 1930 по 1938 год поисками нефти в стране занимались только нефтяники – Союзнефть ВСНХ СССР или Главнефть Наркомтяжпрома СССР. Среди плюсов – высокий уровень квалификации геологов, среди минусов – недостаток внимания к районам вне зоны деятельности существующих районов нефтедобычи.

Центральное геологическое ведомство, в данном случае Главное геолого-гидро-геодезическое управление Наркомтяжпрома СССР, благодаря широкой сети региональных управлений имело возможность, особенно на ранних стадиях, вполне квалифицированно вести поиски нефти. В 1938-1939 годах их действительно сосредоточили в Главном геологическом управлении Наркомтяжпрома, который затем преобразовали в Наркомат топливной промышленности, а в конце 1939 года – в Наркомат нефтяной промышленности СССР.

Созданный в 1939 году Комитет по делам геологии при СНК СССР вел нефтепоисковые работы в незначительном объеме, и они, по сути, вновь оказались уделом лишь нефтяной промышленности.

Новый виток этой истории начался, когда постановлением Совета министров СССР от 14 октября 1947 года в структуре Министерства геологии СССР была создана Главнефтегазразведка. Ей были подчинены все нефтегазразведочные тресты, включавшие и западно- и восточносибирские.

А через два с половиной года вопрос о ликвидации нефтяного направления в Министерстве геологии СССР вновь был поднят.

1952 года – выделенная из него «Тюменьнефтегеология») столкнулись с тем, что запланированные на этот год средства выделялись не в полном объеме (вместо 91,6 млн рублей только 78,1 млн) [16]. Учитывая, что основным в плане геологоразведочных работ являлось не опорное бурение (8400 пог. м на 1952 год), а поисково-разведочное (то есть разбуривание уже обнаруженных потенциально нефтегазоносных структур, 18 600 пог. м), бурение скважин опорных профилей упиралось в общую нехватку всего и вся.

Темпы и качество нефтепоисковых работ в Сибири многих не устраивали. Еще в 1950 году в специальной справке Миннефтепрома для Совмина говорилось: «Анализ результатов работ Министерства геологии за 2,5 года <...> дает основание заключить, что Министерство геологии совершенно неудовлетворительно выполняет задачу разведок на нефть в Сибири, вследствие крайне незначительного объема буровых работ» [17].

Выход из положения нефтяники видели в передаче этих работ в Министерство нефтяной промышленности. Постановлением Совета министров СССР № 3989 от 20 сентября 1950 года разведочные работы в Кузбассе, Минусинской котловине и Карагандинской области были переданы в Миннефтепром.

Ирония истории заключалась в том, что нефтепоисковые работы ранее уже изымались из сферы деятельности центрального геологического ведомства, но вернулись в него в 1947 году («Межведомственный пинг-понг»), а уже в 1950-м вопрос вновь был поднят. Повод для этого был. В апреле 1952 года министр геологии СССР П.А. Захаров с повинной головой жаловался Совмину о невыполнении планов по нефтяному направлению, указывая на недостаток как средств, так и компетенций (см. «Ну не до нефти нам, геологам...») [18].

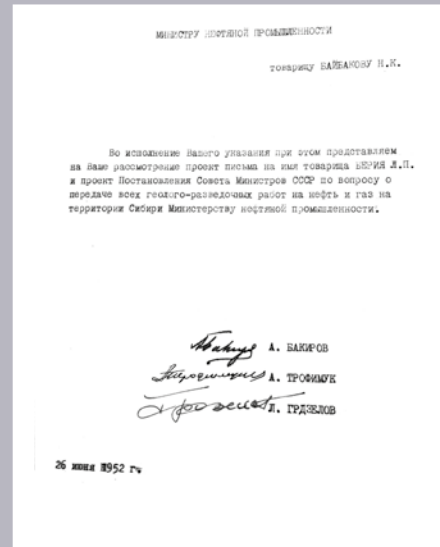
Госплан согласился с негативной оценкой деятельности Мингео на нефтяном направлении и в ответ на письмо П.А. Захарова предложил отобрать у геологов нефтепоисковые работы в европейской части страны, чтобы освободить им ресурсы для Сибири. Все решения были оформлены «секретным» постановлением Совета министров

«Ну не до нефти нам, геологам...»

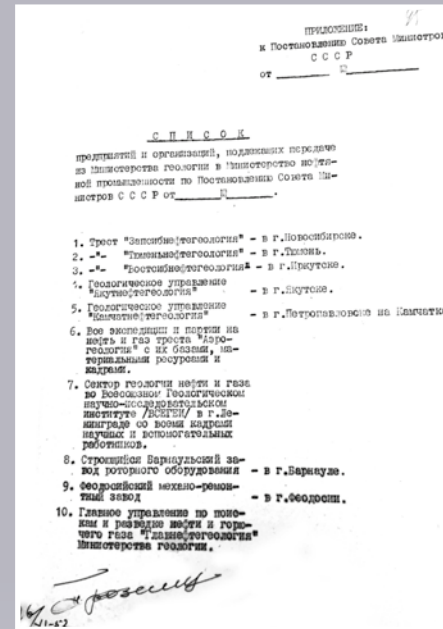
Министр геологии СССР П.А. Захаров Совету министров СССР, апрель 1952 г.:

«Министерством геологии до сих пор еще не создана для обеспечения выполнения этих работ необходимая материально-техническая база, не развернуто промышленное и жилищное строительство. Геологические и геофизические организации, включая Главнефтегеологию и территориальные предприятия ее, до сих пор не укомплектованы необходимым количеством квалифицированных рабочих и инженерно-технических работников нефтяников. <...> Существенным тормозом в развороте поисковых и разведочных работ на нефть и газ и их направленности является то, что Министерство геологии, до сих пор, не имеет соответствующей научно-исследовательской базы нефтяного профиля. Существующий при ВСЕГЕИ нефтяной сектор не может обеспечить выполнение в должных объемах научно-исследовательских и методических работ <...> В роторном бурении из-за неудовлетворительной организации работ, недостаточной квалификации обслуживающего персонала и буровых бригад, а также неразработанности технологического режима для отдельных районов работ, имеют место длительные простои и высокая аварийность. В балансе рабочего времени роторных станков за 1951 г. простои составили 45,5 %, из них аварии – 16,8 %» [18].

Сопроводительная записка
А.А. Бакирова,
А.А. Трофимука
и Л.Д. Грдзелова
Н.К. Байбакову
к проекту
постановления Совета
Министров СССР,
26 июня 1952 г., РГАЭ ►



Фрагмент проекта постановления Совета Министров СССР о ГГР в Сибири, июнь 1952 г., РГАЭ ►



СССР от 21 июня 1952 года, которое называлось «О неудовлетворительном выполнении Министерством геологии работ по поискам и разведке нефти и газа и о мероприятиях по обеспечению выполнения плана этих работ на 1952-1953 гг.» [19].

Едва высохли чернила на этом постановлении, уже 26 июня 1952 года министр нефтяной промышленности Николай Константинович Байбаков по инициативе А.А. Бакирова, А.А. Трофимука и Л.Д. Грдзелова поднял перед заместителем председателя Совета министров СССР Л.П. Берия вопрос о передаче всех геологоразведочных работ на нефть в Сибири и на Дальнем Востоке в свое ведомство. Аргумент: «Для осуществления этих задач Министерство нефтяной промышленности располагает значительно большими возможностями по сравнению с Министерством геологии» [20].

Результат: 30 апреля 1953 года постановлением Совмина все нефтепоисковые работы были переданы из ликвидированного Министерства геологии в Министерство нефтяной промышленности.

А 21 сентября того же года из Березовской опорной скважины при испытании с глубины чуть более 1300 м был получен мощный газовой фонтан.

Фонтан и последствия

При испытаниях на Березовской скважине был допущен отход от правил безопасности ведения работ, в результате чего «открытие» превратилось в «аварию» и вместо наград «героев» ждал нагоняй (см. «Грехи березовские» [21, 22]; рассказ об этом от первого лица см.: Ровнин Л.И. «Рождение гиганта», <https://vnigni.ru/rovnin>, а также «Сибирский газ. Открытие. Из воспоминаний Л.И. Ровнина и его дочери», «Газовый бизнес», №2, 2020).

Несмотря на выговор, полученный первооткрывателями в конце 1953 года, Березовскому открытию была дана высокая оценка. В следующие 10 лет между Обью и Уральскими горами был обнаружен ряд газовых месторождений, позволив-

Грехи березовские

Из приказа Министра нефтяной промышленности СССР Н.К. Байбакова № 3068к от 15 декабря 1953 г.:

«В результате отсутствия внимания со стороны руководства треста «Тюменьнефтегеология» (т.т. Шиленко и Ровнин) и Березовской буровой партии (т.т. Сурков и Пастухова) к бурящейся опорной скважине в селе Березово и неправильного проведения опробования, 21 сентября 1953 г. на Березовской опорной скважине при подъеме инструмента был допущен открытый газовой фонтан из мезозойских отложений.

Зная о переливе скважины и сильном ее газировании перед спуском обсадной колонны, а также имея удовлетворительные показания по каротажу, руководство треста и буровой партии допустило испытание газосодержащего пласта открытым забоем, не установив при этом преентора, имеющегося на буровой.

Более того, начальник буровой партии т. Сурков, и.о. ст. геолога т. Пастухова и бурильщик т. Мельников ухудшили качество глинистого раствора во время разбуривания цементного стакана и не заливали скважину раствором при подъеме инструмента, что явилось непосредственной причиной открытого фонтана» [22].

ших начать перевод уральской промышленности на более дешевое и экологичное газовое топливо.

План первоочередных геологоразведочных работ, предложенный трестами «Тюменьнефтегеология» и «Запсибнефтегеофизика», был рассмотрен и утвержден в Главнефтегеофизике и Главнефтеразведке Миннефтепрома СССР. В результате геофизических исследований в районах, прилегающих к Березовскому месторождению, были выявлены и подготовлены: в 1954-1955 годах Деминская, Северо- и Южно-Алясовские структуры, в 1955-1956 – Чуэльская. В 1956-1957 годах на этих структурах глубоким бурением были открыты месторождения газа [23].

Загадка Березовского района

В ходе работ тюменские геологи встретились со значительными трудностями, обусловленными сложным геологическим строением месторождений. Оказалось, что продуктивный горизонт, представленный песчано-ракушечной толщей, имеет непостоянную мощность и полностью отсутствует на сводах структур, при этом на крыльях его мощность составляет до 100 м. Поисковые скважины, закладываемые по принятым в геологии представлениям на сводах, не вскрывали газоносного пласта, а скважины, пробуренные на крыльях структур, оказывались за контуром газоносности. Из-за этого создавалось представление об отсутствии газовых залежей.

В 1956 году работники треста «Тюменьнефтегеология» предложили и внедрили новую методику размещения поисковых скважин. Первая скважина стала закладываться не в своде структуры, а в присводовой части. Когда в 1957 году на Чуэльской структуре после бурения сводовой, крыльевой и периклинальных скважин промышленного газа не было получено, по предложению работников треста на Чуэльской площади была заложена скважина № 7 между пробуренными сводовой и крыльевой. Она вскрыла песчаный пласт, насыщенный газом суточным дебитом 658 тыс. м³,



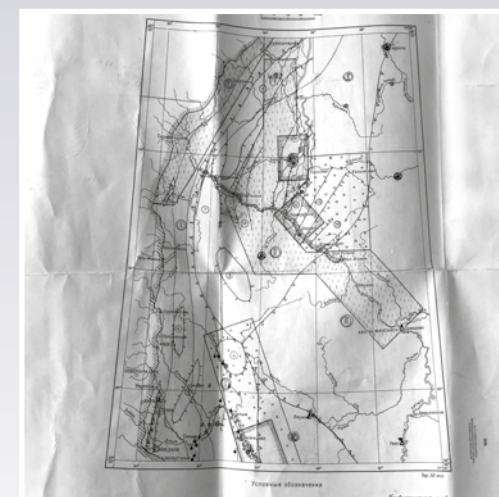
◀ Начальник производственно-технического отдела Главнефтегазразведки Миннефтепрома В.И. Кулявин (слева) и главный геолог треста «Тюменьнефтегеология» Л.И. Ровнин на Березовской скважине

что подтвердило правильность принятой методики поисковых работ. В дальнейшем она позволила открывать месторождения газа первой скважиной, что принесло существенную экономию как капитальных вложений, так и времени.

При анализе геологического материала по открытым месторождениям и структурам, оказавшимся без залежей газа, выяснилось, что все месторождения приурочены к зоне регионального выклинивания отложений, представляющей собой древнеприбрежную зону юрского моря. Эта зона была протрассирована к северу и югу от Березовской группы месторождений газа, вдоль восточного склона Северо-Сосьвинского свода. Как показали результаты работ, выбранное направление поисков месторождений газа оказалось правильным и позволило открыть четыре группы газовых месторождений.

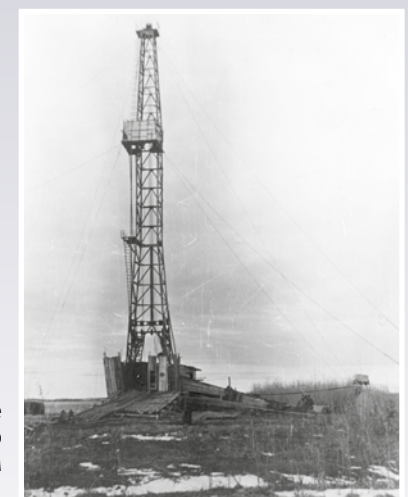
14 газовых месторождений за 10 лет. Начало

В апреле 1959 года фонтан промышленного газа был получен из скважины № 110, первой на Северо-Игримской площади. Позднее, в 1960 году,



◀ Предварительная карта перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Березовского нефтегазоносного района, авторы – В.Д. Наливкин, Г.П. Сверчков, 1955 г., РГАЭ

Деминское месторождение в числе других было открыто в районе, прилегающем к Березовскому ►





◀ Строительство и схема газопровода Игрим – Серов ▼



были открыты залежи газа на Южно-Игримской и Пауль-Турской площадях, а в 1961 – на соседней Сысконсыньинской группе структур, являющихся продолжением Игримской группы месторождений газа.

В 1959 году в разведку была введена Похромская структура, являющаяся продолжением (на северо-восток) Алясовской линии структур, в начале 1960 года здесь из песчаников юрского возраста был получен газовый приток. Похромское газовое месторождение оказалось на тот момент самым значительным в Березовской группе месторождений. Запасы газа составили 26,8 млрд м³. Однако уже в 1961 году

было открыто Пунгинское газовое месторождение с запасами (на 1 декабря 1963 г.) 92,6 млрд м³. Последними в серии открытий стали месторождения Шухтонгорской группы, а всего за 1953–1963 годы было открыто 14 газовых месторождений. Запасы газа были доведены до 165 млрд м³.

Значение этих открытий было отмечено высшими партийными инстанциями на XX съезде КПСС и в постановлениях Совета министров СССР: № 1143 от 17 июня 1955 года о развитии газовой промышленности в стране, № 585 от 6 июня 1960 года «Об использовании природного газа Березовского газоносного района Тюменской области» и № 471 от 19 мая 1962 года «О мерах по усилению геолого-разведочных работ на нефть и газ в районах Западной Сибири».

В 1960 году началось строительство магистрального газопровода от Игрима, где собирался газ тюменских месторождений, до города Серова (Свердловская область). По предварительным расчетам ВНИИгаза, ежегодная экономия от перехода предприятий Средне-Уральского экономического района на газовое топливо должна была составить по капиталовложениям 90 млн рублей, а по эксплуатационным издержкам (в сравнении с потребляемым на Урале кузнецким углем и газом коксовых печей) – еще 31,6 млн руб. ежегодной экономии.

В 1964 году В.В. Ансимов, С.Г. Белкина, А.Г. Быстрицкий, Л.И. Ровнин, Б.В. Савельев, Л.Г. Цибулин, Ю.Г. Эрвье, А.Г. Юдин, В.П. Казаринов, Н.Н. Ростовцев, М.К. Коровин (посмертно); В.Д. Наливкин, Т.И. Осыко за научное обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и открытие первого в этой провинции Березовского газоносного района были удостоены Ленинской премии.

Это был финал первого акта истории открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, освоение которой только начиналось ●

Источники:

1. Евдошенко Ю.В. Рождение нефтяной Сибири. Нефтегазразведка против углеперегонки на рубеже 1920–1930-х годов (часть 1) // ЭКО. 2023. № 1. С. 157, 167.
2. Комгорт М.В. Диссертация С. 108.
3. РГАЭ. Ф. 9570. Оп. 2. Д. 1468. Л. 24 – 24 об.
4. Литвинов Т.Т., Зяблов М.Ф. Проблемы геологоразведочных работ на Севере // Советская Арктика. 1935. № 1. С. 46.
5. Юськаев Э.Р., Евдошенко Ю.В. Р.Ф. Гуголь – пионер юганской нефти // Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 101.
6. РГАЭ. Ф. 7734. Оп. 3. Д. 26. Л. 2 об.
7. РГАЭ. Ф. 8721. Оп. 1. Д. 349. Л. 15.
8. РГАЭ. Ф. 9570. Оп. 5. Д. 678. Л. 219.
9. Нефть и газ Тюмени в документах. 1901 – 1965. – Свердловск: Ср.-Уральское кн. изд-во, 1971. С. 90 – 92.

10. РГАЭ. Ф. 9225. Оп. 1. Д. 97. Л. 3.
11. РГАЭ. Ф. 9570. Оп. 5. Д. 829. Л. 230 – 231.
12. ГАРФ. Ф. Р-5446. Оп. 86а. Д. 9366. Л. 118.
13. РГАЭ. Ф. 9570. Оп. 5. Д. 964. Л. 8.
14. ГАРФ. Ф. Р-5446. Оп. 50а. Д. 4763. Л. 53.
15. РГАЭ. Ф. 8721. Оп. 1. Д. 349. Л. 29 – 30.
16. РГАЭ. Ф. 8721. Оп. 1. Д. 348. Л. 8.
17. РГАЭ. Ф. 8627. Оп. 1. Д. 4272. Л. 59 – 60.
18. ГАРФ. Ф. Р-5446. Оп. 86а. Д. 8714. Л. 70 – 71.
19. ГАРФ. Ф. Р-5446. Оп. 86а. Д. 8714. Л. 275.
20. РГАЭ. Ф. 8627. Оп. 9. Д. 993. Л. 43.
21. Нефть и газ Тюмени в документах ... С. 97 – 99.
22. РГАЭ. Ф. 8627. Оп. 22. Д. 1159. Л. 282.
23. РГАЭ. Ф. 180. Оп. 4. Д. 56.

В начало



ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС #3 / 2023



САХАПРОМЭКСПО

**НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА
ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ.**

**25 - 26 октября 2023 г.
ЯКУТСК**

Организаторы:



**Выставочная компания
Сибэкспосервис**
г. Новосибирск



**Выставочная компания
СахаЭкспоСервис**
г. Якутск

Тел: (383) 3356350

E-mail: vk ses@yandex.ru

www.ses.net.ru

31 ОКТЯБРЯ -
3 НОЯБРЯ
2023



ХII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

 2 ноября 2023

Научно-практическая конференция

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РОССИЙСКИХ МЕМБРАН

Мембранные технологии выделения целевых компонентов из природного газа и подготовки жидких сред.

Производство отечественных мембранных элементов.

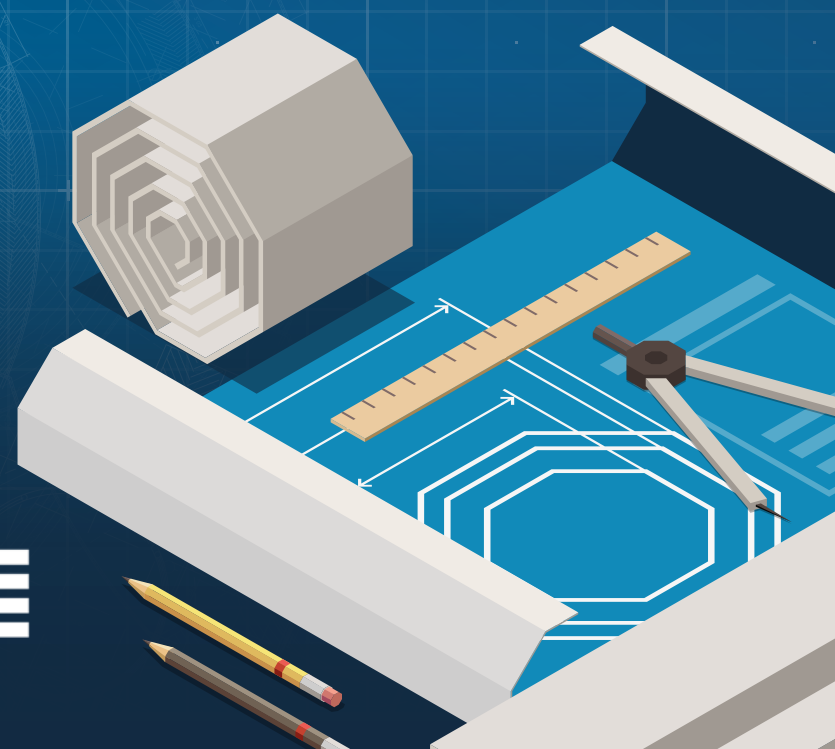
По вопросам участия
для делегатов форума:

paronkin@gazo.ru

Организаторы конференции:



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



31 ОКТЯБРЯ - 3 НОЯБРЯ 2023



ХII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

ЭКСПОФОРУМ

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

18+



@GASFORUMSPB

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

GAS-FORUM.RU



XXI Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2023

Российское Газовое Общество



500+
УЧАСТНИКОВ



ДЕКАБРЬ 2023



RADISSON COLLECTION
HOTEL MOSCOW

ключевая тема форума

ТРАНСФОРМАЦИЯ И НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ

Организатор мероприятия:



Российское Газовое Общество

При поддержке:



Комитет Государственной Думы
по энергетике

Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

По вопросам участия:

E-mail: verara@gazo.ru / journal@gazo.ru (для СМИ)
Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

WWW.GAZO.RU

