

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕГАЗОВАЯ

ВЕРТИКАЛЬ





TMK UP Magna

РАБОТАЕТ
НА СКОРОСТЬ

Быстрособорное премиальное
соединение для труб большого
диаметра.

Высокая конусность соединения
обеспечивает легкую и глубокую
посадку ниппеля в муфту,
а увеличенный шаг сокращает
время полной сборки.



Узнай больше на:
TMK-GROUP.RU

TMK

101000, Россия, Москва, ул. Покровка, д. 40, стр. 2А
Тел.: +7 (495) 775-76-00, Факс: +7 (495) 775-76-01



№ 11 (504)
Ноябрь 2022

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

СОБЫТИЕ

Страны ОПЕК+ договорились о беспрецедентном сокращении добычи нефти на **2 млн баррелей** в сутки с ноября.

ЦИФРА

100 млрд кубометров трубопроводного газа будет поставлять Россия на Восток после запуска «Силы Сибири-2» и «дальневосточного» маршрута.

ЦЕНА

\$38 за кг достигли спотовые цены на конверсию **урана** (преобразование урана в UF₆), что является рекордом за всю историю наблюдений.

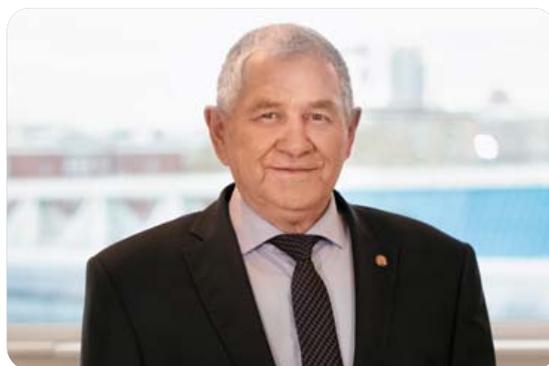


ЦИТАТА

*«Утраченный объем транзита по «Северным потокам» по дну Балтийского моря мы могли бы перевести и в регион Черного моря. И сделать таким образом основными маршрутами поставок нашего топлива, нашего газа природного в Европу через Турцию, создав в Турции крупнейший газовый хаб для Европы. Если, конечно, в этом заинтересованы наши партнеры», – заявил Президент России **Владимир Путин** в ходе Российской энергетической недели.*

ПЕРСОНА НОМЕРА

- 7 **Рафинат ЯРУЛЛИН:**
«Нужны новые
конструкционные полимеры»



ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 12 **Марсель САЛИХОВ:**
«Для отрасли важна долгосрочная
стабильность налоговых условий»
- 15 Загадки и особенности
нефтегазового бюджета
Борис Луцет

ТЕМА НОМЕРА

- 22 Куда плывет гидроэнергетика?
Юрий Москвитин
- 34 Гидроминимализм:
случится ли возрождение?
Артем Крупенко



- 30 **Расим ХАЗИАХМЕТОВ:**
«Отечественный подход
к проектированию в сфере
гидротехнического строительства»
- 40 Гидроэнергетика:
мощно, дорого, сурово?
Сергей Подковальников,
Людмила Чудинова

ТЭКО

- 46 Как избежать техногенных катастроф
во время глобальных конфликтов?
Игорь Шкрадюк



АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 50 **Алексей ГРОМОВ:**
«Европейское эмбарго на российские нефтепродукты станет серьезным вызовом для отрасли»
- 54 Глобальный ВИЭ-раздел
Анастасия Шишкалова
- 58 **Алексей ЖИХАРЕВ:**
«Главное – не отбить желание инвестора вкладывать в ВИЭ у нас в стране»
- 62 Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности:
три четверки и одна двойка
Игорь Башмаков
- 76 Прогноз развития европейского газового рынка и участие в нем России до 2025 года. Часть 2
Валерий Семикашев, Мария Гайворонская
- 84 Глобальное нефтетрясение
Дмитрий Коптев



В МИРЕ

- 88 **Трансформация Карибского свопа**
Россия компенсирует спад венесуэльских поставок Гаване
Павел Богомолов



КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 94 Современные трубные решения для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти
Евгений Харламов, Андрей Ламонов,
Анна Мальцева, Антон Мозговой
- 98 **Алексей ФАДЕЕВ:**
«Считаю концепцию по развитию СМП достаточно проработанной и обоснованной»

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

- 104 Искусство защиты
Алексей Петухов



Редакционный совет

Кирилл Молодцов (председатель)
Виктор Мартынов
Борис Порфирьев
Юрий Сентюрин
Олег Прищепа
Владимир Толкачев
Сергей Куличков
Сергей Коновалов
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
Сергей Жданов
Елена Корзун
Мария Белова

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Наталья Субботина snp@ngv.ru

РЕДАКЦИЯ

Шеф-редактор

Ульяна Ольховская oua@ngv.ru

Помощник шеф-редактора

Анастасия Шишкалова a.shishkalova@ngv.ru

Заместитель генерального директора

Ирина Васина iv@ngv.ru

Корректоры

Елена Трохова information20@yandex.ru

Мария Самохина kleimora@mail.ru

Отдел рекламы

Ольга Родионова ro@ngv.ru

Отдел подписки

podpiska@ngv.ru

Отдел информационного взаимодействия

reklama@ngv.ru

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору с сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций, регистрационное свидетельство ПИ №ФС77-34078 от 07.11.2008 г.

Заявленный тираж: 15 000 экз.

Отпечатано в ООО «Атлант-С», 125476, г. Москва, ул. Василия Петушкова, д. 8, этаж 3

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Нефтегазовая Вертикаль» обязательна

Фото на обложке (ПАО «РусГидро»): <http://photoalbum.rushydro.ru/images/slider/slider16-content-11-2.jpg>

Объединенный каталог «Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

Фактический адрес:

г. Москва, Россия, 109004,
ул. Земляной вал, дом 64, стр. 2, 7 этаж,
офис 704-705.

Тел./факс: +7 (495) 720-48-18

Электронная почта: office@ngv.ru

Почтовый адрес:

г. Москва, Россия, 109004, ул. Земляной вал,
дом 64, стр. 2, 7 этаж, офис 704-705

ЕСТЬ ЛИ ШАНС У ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ?

Кирилл Молодцов,
председатель редакционного совета
журнала НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ



Уважаемые читатели!

Не думаю, что раскрою кому-то секрет, сказав, что мир нуждается в колоссальном количестве энергии. Только за последние 40 лет население планеты выросло с 4,5 до 8 млрд человек, при этом его значительная часть – более 700 млн человек – до сих пор не имеет доступа к энергии. И в обозримом будущем спрос будет только расти.

В последние годы оформился тренд, в значительной степени определяющий развитие мировой энергетики. Я имею в виду курс на борьбу с изменением климата и снижение антропогенного воздействия на окружающую среду. Под влиянием этого тренда и развития новых технологий мир вступил в новую эпоху – эпоху энергетического перехода.

50 лет назад в Стокгольме состоялась конференция ООН по проблемам окружающей среды человека, на которой было заявлено о принятии на правительственном уровне мер для решения актуальных экологических проблем и вопросов охраны окружающей среды. В 1992 ООН организовала в Рио-де-Жанейро «Саммит Земли», результатом которого стала Рамочная конвенция ООН об изменении климата. Подписавшие этот договор страны согласились стабилизировать уровень концентрации парниковых газов в атмосфере, чтобы предотвратить опасное вмешательство человека в климатическую систему Земли. А в прошлом 2021 году был подписан так называемый «Пакт Глазго»,

призывающий к постепенному отказу от угольной энергетики и поэтапному прекращению «неэффективного» субсидирования ископаемых видов топлива.

Однако 2022 год перевернул все договоренности и ожидания по части «зеленой» повестки: санкционный кризис спровоцировал ускорение кризиса энергетического, первые признаки которого, к слову, наблюдались уже в 2021 году. Развитые страны, планомерно сокращавшие инвестиции в углеводороды и бравшие на себя передовые обязательства по отказу от угля, сейчас вынуждены расконсервировать угольные ТЭС. Переход к «зеленой» энергетике и достижение глобальных целей устойчивого развития оказались под угрозой.

На этом фоне меняется отношение к тем видам возобновляемой энергетики, которые до последнего момента считались недостаточно «зелеными», в том числе – гидроэнергетике. Именно ей мы и посвятили этот номер.

Сегодня гидроэнергетика – это крупнейший в мире источник возобновляемой энергии, на который приходится около 60% ВИЭ-генерации и примерно 16% всей выработки электроэнергии в мире. По прогнозам МЭА, к 2040 году мощности ГЭС могут вырасти на 80%.

При этом гидроэнергетика, как и прочие ВИЭ, во многом зависит от капризов непредсказуемой погоды. Это нам ярко продемонстрировал 2022 год. Из-за жары этим летом



пострадали электростанции во Франции, Италии и на Пиренейском полуострове. Например, гидрогенерация французской EDF за первое полугодие 2022 года сократилась почти на 30% в годовом исчислении (снижение прибыли на 1,4 млрд евро). Выработка энергии Enel в Италии и на Иберийском полуострове упала на треть. Водохранилища Португалии заполнены на 29% по сравнению со средним показателем 63% за последнее десятилетие. «Историческая засуха» в южной китайской провинции Сычуань серьезно подорвала позиции возобновляемой энергетики в КНР.

Говоря о перспективах гидроэнергетики, важно иметь в виду ее соответствие не только целям снижения выбросов, но, прежде всего, задачам устойчивого энергообеспечения.

Отдельно надо сказать о месте и перспективах гидроэнергетики в России. На территории нашей страны сосредоточено около 9% мировых запасов гидроэнергии. По этому показателю мы занимаем второе место в мире после Китая. При этом распределены привлекательные для освоения с экономической точки зрения гидроресурсы неравномерно: порядка 80% приходится на Сибирь и Дальний Восток, 20% – на европейские регионы страны, где расположены основные центры потребления. Экономический потенциал российских гидроэнергетических ресурсов достигает 852 ТВт/ч, но только 20% из них используются в настоящее время. Мощность ГЭС в России составляет 51,2 млн кВт – это 20,6% общей мощности электростанций.

При этом я с сожалением вынужден констатировать, что грандиозные успехи и масштабные отраслевые стройки остались в прошлом. Сегодня в России нет крупных перспективных проектов в сфере гидроэнергетики, инвесторы не проявляют к ним интереса. Основная причина – наличие большого резерва мощности в энергосистеме, что делает потенциальное строительство и эксплуатацию новых больших ГЭС экономически необоснованным, особенно учитывая большие капитальные затраты и долгие сроки строительства станций.

Представители отраслевого сообщества неоднократно говорили о том, что смотреть на гидроэнергетику с точ-

ки зрения экономической эффективности проектов в горизонте 5-7 лет неправильно. ГЭС могут производить энергию многие десятилетия. Кроме того, гидроэнергетические проекты дают мультипликативный эффект: развитие инфраструктуры, новые рабочие места в регионах. Они формируют стратегически важные запасы пресной воды, играют определенную роль в обеспечении судоходства, развитии дорожной сети, повышении связанности пространства нашей страны. В современных условиях особую актуальность приобретает то, что гидроэнергетика представляет собой наиболее технологически независимый вид генерации: основное генерирующее оборудование производится в нашей стране.

Значит ли это, что нам нужно менять взгляд на перспективы гидроэнергетики в России, закладывать в актуализируемый сейчас проект Энергостратегии, а также проект новой Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики задачи по освоению гидропотенциала России и развитию гидроэнергетики, в том числе модернизацию и техпервооружение? Нужно ли сейчас искать возможности для реализации крупных гидроэнергетических проектов? Есть ли сегодня на карте страны район, где именно крупная ГЭС была бы лучшим вариантом энергообеспечения?

Или, возможно, стоит сделать упор на развитие малой гидроэнергетики, в том числе, гидроаккумулирующих электростанций? Как показывает мировой опыт, значительная доля малых ГЭС и ГАЭС в энергосистеме позволяет гибко управлять нагрузкой объектов генерации, обеспечивать системную надежность и резерв. Однако существующие сегодня в России правила функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности не стимулируют развитие технологии и инвестиций в строительство новых ГАЭС. По этой причине инвесторы также не проявляют к ним интереса. Есть ли шанс преломить ситуацию?

Приглашаю вас ознакомиться с экспертными оценками и прогнозами по всем этим вопросам на страницах нового выпуска НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ. 📄



VIII Международная конференция

АРКТИКА-2023

Арктика: устойчивое развитие

2–3 марта 2023, г. Москва

Стань участником

Специализированная выставка | Спонсорство

Официальная поддержка:



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

Тел. +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)

Организаторы:



Электронная почта: arctic@s-kon.ru

www.arctic.s-kon.ru



РАФИНАТ ЯРУЛЛИН: «НУЖНЫ НОВЫЕ КОНСТРУКЦИОННЫЕ ПОЛИМЕРЫ»

О потребностях и перспективе нефтепереработки НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ поговорила с Рафинатом Яруллиным, Генеральным директором, сопредседателем научно-технического совета АО «Татнефтехиминвест-холдинг».

НГВ: *Как вы видите будущее нефтепереработки в Татарстане и в России?*

Р. Яруллин: Сложившая геополитическая ситуация выявила проблему оперативного импортозамещения в отечественной нефтехимической отрасли. По данным Федеральной таможенной службы, совокупная стоимость импорта химической продукции в 2021 году составила \$35,9 млрд. Значительную часть импорта составляет продукция тонкой и специальной, средне- и малотоннажной химии. Республиканские предприятия нефтегазохимического комплекса приобретают за рубежом свыше трехсот наименований химической продукции. По некоторым товарным позициям, к примеру по катализаторам, импорт составляет 50%.

Сейчас нужны новые конструкционные полимеры, которые используются в обороне, авиации, вертолетостроении, судостроении

Продавать просто нефть на экспорт – это бесхозяйственность, нужно перерабатывать сырье, делать дополнительные переделы. Это дело сложное. Сегодня необходимо наращивать процессы переработки нефти и газа. Нефтепереработка для Татарстана имеет огромное значение. Глубина переработки на одном из заводов достигла 99%. Но нужны катализаторы, новые подходы, технологии, оборудование, новые материалы.

Сегодня «Татнефть» максимально использует отечественные технологии. И это огромный плюс. Руководители НПЗ говорят: «Мы сейчас не зависим от цены на нефть, всегда можно через следующий передел получать новые продукты и увеличивать маржинальность товаров». Кстати, я был за то, чтобы развивали водородные проекты, но «Татнефть» сделала выбор в пользу замедленного коксования. Там есть плюсы и минусы. Но минусы не мешают. Товар пока продается, есть рынок.

НГВ: *Над чем конкретно работают сегодня республиканский нефтехимический комплекс, какие задачи ставит, что включено в стратегию развития?*

Р. Яруллин: Сегодня производится много полиэтилена, полипропилена, полистирола. Продукты изобретены десятки лет назад, а сейчас нужны новые конструкционные полимеры, которые используются в обороне, авиации, вертолетостроении, судостроении. Это большая задача, мы сейчас занимаемся исследованием, чтобы понять какие материалы, полимеры, каучуки нужны в будущем для развития этих отраслей. Уже сделан анализ. В России сейчас не хватает фтор- и силоксановых каучуков, эпихлоргидринных каучуков, хлоропренового каучука, нитрил бутадиеновых каучуков, полиакрилатного кау-

чука. Из них только этиленпропиленовый каучук производится в небольшом количестве. Остальных каучуков нет. Но они необходимы, так как приходится покупать их в Китае, других странах. Совместно с Минпромторгом направили письмо в правительство РФ о потребности рынка, – сколько сегодня необходимо этих каучуков для производства продукции.

Нужно также понимать, каким образом производить эти каучуки.

Мы сделали запрос рынку, разослали исследование в различные компании. По полиакрилатным каучукам уже получили предложения и даже образцы этого полимера.

НГВ: *Есть уже конкретные достижения в разработке технологий и их масштабировании?*

Р. Яруллин: Мы работаем сейчас с Казанским университетом по разработке перспективного полимера – полифениленсульфида. Продукт получается при реакции 1,4-дихлорбензола и Na_2S . Na_2S не производится в России. И 1,4-дихлорбензол тоже не производится. В лаборатории сделали схему, нашли каким образом сделать 1,4-дихлорбензол, и это не классический способ, а другая модель получения.

Сложно с растворителями. К примеру, нужен 1,4,9-ульперлидон. N-метилпирролидон. Его тоже не выпускают в России. Купили в Китае. Узнали, что Кабардино-балканский университет работает в этом направлении. Они получают в небольшом количестве.

Сегодня все пользуются китайскими и иранскими мономерами. Но это полудело. Рынок ненадежный в плане качества и угрозы вторичных санкций

Сегодня мы сделали пилотную установку для выпуска полифениленсульфида на площадке в «Химграде», мощностью пять тонн и хотим довести до нескольких сот тонн. Еще пытаемся создать дициклопентадиен, но пока не можем довести качество продукта до высокого на «Нижнекамскнефтехиме».

Есть еще стратегические продукты, производство которых необходимо, к примеру, – сверхмолекулярный – сверхвысокомолекулярный полиэтилен. Раньше его делали на Казанском заводе «Оргсинтез», выпускали в Томске. Сегодня мы также обращаемся к руководству страны – с призывом обратить внимание на выпуск данного продукта. Я считаю, что этот продукт должен быть отечественный. Область его применения огромная. Это нужно для авиации, беспилотников. Также нужен полиэфирэфиркетон, этот полимер предлагает исключительные характеристики в широком диапазоне температур и в

экстремальных условиях. Мы знаем на пересчет всех его производителей в России. Есть производители, которые выпускают килограммами полиимиды, которые используются в электронной промышленности, в портативных компьютерах, микросхемах.

НГВ: *Что не хватает предприятиям, чтобы освоить выпуск данных продуктов?*

Р. Яруллин: Деньги, кадры, технологии. Нужны мономеры. К примеру, 1,4-дихлорбензол. Нужны химикаты, нужны подходы. Сегодня все пользуются китайскими, иранскими мономерами. Но это полудело. Рынок ненадежный в плане качества и угрозы вторичных санкций. Необходимы хорошие хлорные производства, которые были в Волгограде, в Усолье Сибирском, они были остановлены. Там были прекрасные заделы, разработки, которые необходимо восстанавливать.

НГВ: *Процесс разработки и внедрения новых технологий это длительное время. Сколько времени потребуется России, чтобы развить новые технологии?*

Р. Яруллин: Минпромторг считает, что нужно 8-12 лет. Раньше могли строить быстро. В то время когда был Леонид Костандов министром химической промышленности, построили много этиленовых установок. Только 32 установки создали для выпуска удобрений вместе с японскими Mitsui. На проект уходило три-четыре года. Сегодня создано много препонов, какие-то экспертизы. Экологические экспертизы нужны, но сегодня сроки не позволяют. Раньше было как? Проектная организация отвечала за все. И за экологию, и за технику безопасности, и за оборудование. Этого достаточно. Зачем еще дополнительная экспертиза? Барьеры нужно уменьшать. В этом отношении СИБУР сделал колоссальную работу. Они уменьшили сроки строительства, приняли много нормативных актов. «ЗапСибНефтехим» – это мас-

штабный проект, построенный достаточно быстро – от свай до пуска – прошло пять-шесть лет.

НГВ: *Что в первую очередь надо менять, чтобы развилось химическое направление в промышленности?*

Р. Яруллин: И по химии, и по биотехнологиям нужно совершенно изменить программу в Российских вузах. Образование должно быть приближено к практике и производству. К примеру, если мы говорим про комплексную переработку зерна, как можно развивать биохимию, если нет хорошего крахмала, сахаров? Биохимия должна основываться на этих продуктах. Последние годы это стало появляться. Но раньше мы даже крахмал привозили из Вьетнама.

Экологические экспертизы нужны, но сегодня сроки не позволяют. Раньше было как? Проектная организация отвечала за все. И за экологию, и за технику безопасности, и за оборудование. Этого достаточно

В сегменте малотоннажной химии надо возобновить работу хлорных производств. В Татарстане, на НКНХ производится хлорбутилкаучук, бромбутилкаучук. А производства хлора нет. Сырье нужно. Компаунды нужно привозить. Там, где есть хлорные производства, нужно развивать малотоннажную химию. Без хлора малотоннажная химия будет другого направления. Это связано с галогенопроизводными. У нас глицерина даже мало, практически не производится. Перечень всего того, что нужно выпускать, огромный. ❗

* Выражаем благодарность за помощь в подготовке материала Союзу нефтегазопромышленников России, Межотраслевому экспертно-аналитическому центру СНГПР.

Критические компоненты категории 2

Категория 2: Компоненты и материалы, производство которых должно быть обязательно освоено на территории РФ, в данный момент отсутствуют готовые решения (проекты)

№	Компонент/группа критических компонентов	Краткое описание найденных решений или причины отсутствия решения	Средняя годовая потребность	План ближайших действий
7	Фторсиликоновый каучук (FMVQ)	Сформированы предложения по созданию производства в России и потенциальным инвесторам. Для принятия решения инвесторам необходимо понимание совокупного объема рынка в России	Н.д.	Оценка российского рынка на основе опроса Минпромторга
8	Эпихлоргидриновый каучук (ECO)		1050 тонн	
9	Хлоропреновый каучук (CR)		1500 тонн	
10	Гидрированный бутадиен-нитрильный каучук (HNBR)		Н.д.	
11	Полиакрилатный каучук (ACM)		150 тонн	
12	Этиленакилатный каучук (AEM)			

Источник: Программа «АК-2034», отчетные материалы к совещанию с заместителем министра промышленности и торговли Российской Федерации

Саяно-Шушенская ГЭС

Крупнейшая по установленной мощности электростанция России. Расположена на реке Енисей, на границе между Красноярским краем и Хакасией, у посёлка Черёмушки, возле Саяногорска. Является верхней ступенью Енисейского каскада ГЭС.

Уникальная арочно-гравитационная плотина станции высотой 242 м — самая высокая плотина России и одна из высочайших плотин мира.

фото предоставлено ПАО «РусГидро»





МАРСЕЛЬ САЛИХОВ: «ДЛЯ ОТРАСЛИ ВАЖНА ДОЛГОСРОЧНАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ НАЛОГОВЫХ УСЛОВИЙ»

При спаде экономики меняются и правила налогообложения. НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ поговорила об этом с Марселем Салиховым, президентом Института энергетики и финансов.

НГВ: Давайте начнем с обсуждения параметров бюджета 2023 года и плановый период 24-25 гг., касающихся нефтегазовой отрасли. Дополнительное увеличение фискальной нагрузки на ТЭК составит около 2 трлн рублей. В том числе, от нефтяной отрасли дополнительно ждут не менее 400 млрд за счет корректировки выплат обратного акциза нефтепереработки и введения дополнительного коэффициента к ставке НДС на нефть; от газовой отрасли – 1,3 трлн рублей через изъятие сверхдоходов у производителей СПГ и повышение ставки экспортной пошлины и акциза на трубопроводный газ с введением дифференцированной ставки:

30% по цене на газ ниже 300 \$/м³ и 50% по цене на газ выше 300 \$/м³; от угольной отрасли – до 90 млрд рублей за счет введения экспортной пошлины на уголь и временное повышение ставки НДС на уголь, за исключением бурого. Как вы полагаете, сможет ли ТЭК дать эти дополнительные налоги и насколько ему это тяжело достанется? По угольной отрасли, говорят, были сомнения даже у самого Минфина...

М. Салихов: Да, Минфин предложил довольно серьезное увеличение налогообложения сырьевых секторов. Это связано с двумя основными причинами. Во-первых, это увеличение цен на мировых рынках по сравнению с тем,

что ожидалось раньше. Энергетический кризис привел к серьезному росту цен. Однако российские производители находятся в менее выгодном положении из-за сохраняющихся дисконтов на российскую продукцию по сравнению с глобальными бенчмарками. Во-вторых, это пересмотр расходных параметров федерального бюджета. В частности, федеральный бюджет прошлого года предполагал расходы на 2023 год в размере 25,2 трлн рублей. Законопроект о бюджете этого года предполагает 29 трлн рублей. Пересмотр расходной части составляет почти 4 трлн рублей. Это делает необходимым увеличение и доходной части. В этих условиях правительство решило увеличить налоги на сырьевые сектора в первую очередь, а не увеличивать общий уровень налогообложения. Однако риском является то, что финансовое положение компаний в этих секторах серьезно ухудшится, что в первую очередь отрицательно скажется на их инвестиционной активности.

НГВ: Как вы полагаете, будет ли найден баланс между наполнением бюджета и решением социально-экономических задач, с одной стороны, и сохранением инвестиционной привлекательности ТЭК в новых условиях – с другой? Если не будет найден баланс, каких последствий можно ожидать?

М. Салихов: Сейчас достаточно сложно сказать об этом. Очевидно, что расходы бюджета будут расти в ближайшие годы. В принципе существует два варианта – увеличение уровня госдолга либо увеличение налогов. Пока правительство планирует придерживаться некоторой гибридной стратегии – увеличивать долг, но одновременно увеличивать и налоги на сырьевые сектора экономики. Это при прочих равных будет снижать инвестиционную привлекательность. Но это некоторая отдаленная перспектива, которая в настоящее время не считается приоритетной.

НГВ: ТЭК – признанный кормилец экономики страны, в 2021 году его доля в ВВП составляла 17%, в экспортной выручке – 64%, он принес 11 трлн доходов бюджету. При этом, судя по проекту бюджета, ожидается снижение нефтегазовых доходов по отношению к ВВП с 8,0% ВВП в 2022 году до 5,0% ВВП к 2025 году, сокращение доли нефтегазовых доходов в общих поступлениях доходов федерального бюджета с 42,1% в 2022 году до 30,3% в 2025 году. Вы согласны с таким видением? Как, на ваш взгляд, будет развиваться ситуация?

М. Салихов: Подобный прогноз в какой-то степени является следствием принятых допущений в части макроэкономического прогноза. В частности, прогноз предполагает снижение экспортных цен на нефть и газ в период 2023-2025 годов и физических объемов экспорта при относительно благоприятных прогнозах касательно изменения ВВП (снижение на 0,8% в 2023 году и рост на 2,6% еже-

годно в 2024-25 гг.). Эти прогнозы в текущих условиях носят достаточно условный характер. Более того, они не учитывают дальнейшие изменения в налоговой политике, которые также возможны. Я бы сказал, что целью Минфина является поддержание нефтегазовых доходов бюджета на стабильном уровне. В какой-то степени текущее повышение уровня налогообложения связано с ожиданиями снижения цен и объемов экспорта, которые предлагается компенсировать за счет дополнительных налогов.

НГВ: Произойдет ли автоматическая переориентация экономики с нефтяных доходов, или будут целенаправленно предприниматься меры, направленные на поддержание роли ТЭК, в том числе и методами налоговой политики? И стоит ли так делать с точки зрения долгосрочного развития?

М. Салихов: Автоматической переориентации, вероятно, не предполагается, это просто следствие решений о необходимости сильного увеличения расходов бюджета. Вполне возможно, что, если нефтегазовые поступления будут меньше запланированных, то власти будут вынуждены также повышать и общий уровень налогообложения в экономике, повышая ставки по базовым налогам.

НГВ: Давайте пройдемся по отраслям. Как думаете, что будет с НДС? Будет ли дальнейшее расширение периметра, целесообразно ли оно в сегодняшних условиях?

М. Салихов: Я думаю, что НДС будет заморожен в какой-то степени. То есть те проекты, для которых он принят, останутся, но не будет происходить расширения периметра. Минфин в текущей ситуации будет заинтересован в сохранении налогооблагаемой базы и будет придерживаться более консервативных подходов.

НГВ: Что, на ваш взгляд, нужно делать с Большим налоговым маневром и демпфером? Не пора ли отменять и искать другие инструменты?

М. Салихов: Аналогичная ситуация, как я думаю, будет происходить и с БНМ и демпфером – уже принятые решения будут оставаться, новых инструментов ожидать не стоит. В какой-то степени БНМ и демпфер – компенсирующие друга друга решения. Основной целью БНМ был перенос налогообложения с экспорта на добычу. Следствием БНМ должно было стать повышение уровня внутренних цен на нефтепродукты. Однако для того, чтобы не допустить того, что в принципе предполагал БНМ, был введен демпфер. Это достаточно сложная конструкция, которая и так нуждается в постоянных корректировках. Однако радикальные перемены в этой системе связаны с рисками как для бюджета, так и с точки зрения социальных последствий в виде роста цен на нефтепродукты. Подобные риски сейчас, скорее всего, власти не готовы будут принимать. Проще оставить сложную, но работающую систему.

НГВ: *Что будет с налогообложением газовой отрасли? Нужно ли и будет ли выравниваться налоговая нагрузка на «Газпром» и независимых производителей газа?*

М. Салихов: Я думаю, что правильнее ставить вопрос не только о налогообложении, но и в целом о реформировании внутреннего рынка природного газа, так как условия его функционирования значительно изменились. «Газпром» имел значительные экспортные доходы, это помогало сохранять низкие цены на внутреннем рынке и платить более высокий уровень налогов. Однако в ближайшие годы ситуация будет меняться. Это требует не просто выравнивания налоговой нагрузки, но и переосмысления того, как должен развиваться внутренний рынок газа в части ценообразования, принципов регулирования и прочих аспектов.

НГВ: *Правильно ли в сложившейся ситуации облагать налогами СПГ или, наоборот, важнее дать ему еще больше стимулов к развитию?*

М. Салихов: Отсутствие экспортной пошлины при экспорте СПГ по сравнению с пошлиной в 30% при экспорте трубопроводного газа в принципе создает неравные налоговые условия. В какой-то степени подобные решения обосновались тем, что СПГ – это строительство новых дорогих заводов, а трубопроводный газ экспортируется с использованием, по большому счету, уже готовой инфраструктуры. Однако эти соображения становятся все менее релевантными в текущих условиях. Мне кажется, что какое-то выравнивание должно происходить, но оно должно основываться на анализе экономики разных проектов по строительству СПГ и новых газопроводов.

НГВ: *Нужны ли меры налоговой поддержки диверсификации экспорта газа, какими они могут быть, появятся ли они в краткосрочной перспективе (в бюджете на ближайшие 3 года)?*

М. Салихов: Подобные меры должны отталкиваться от анализа финансово-экономических показателей разных проектов. Меры налоговой поддержки должны предоставляться только в тех объемах, которые необходимы для реализации проекта. Иначе существует риск предоставления необоснованных субсидий за счет налогоплательщиков.

НГВ: *Нефтегазопереработка и нефтегазохимия в текущих условиях имеют шансы на долгожданный рывок в развитии? Какая налоговая политика в их отношении была бы стимулом?*

М. Салихов: Я не говорил бы о «долгожданном рывке», по крайней мере, в краткосрочной перспективе. Сейчас российская нефтепереработка и нефтехимия столкнулась с серьезными вызовами – запретом на покупку оборудования и технологий, введенными западными странами ограничениями на экспорт продукции в США и ожидаемы-

ми – в страны ЕС. Сокращение российской экономики также является негативным фактором для отрасли.

В этих условиях скорее, можно ожидать не рывка, а рестройки: большей опорой на внутренние ресурсы и поставки из стран Азии. Где-то этот процесс пройдет быстрее – например, в производстве катализаторов, где после ввода Омского завода катализаторов Россия будет обеспечивать себя катализаторами для вторичных процессов нефтепереработки, где-то – медленнее. В первую очередь, это относится к поставкам оборудования и технологий. В последние годы российские компании использовали, в основном, западные решения. Серьезным вызовом станет и выход на новые рынки – в Азии традиционно предпочитают покупать сырье, а не, например, готовые нефтепродукты.

Учитывая текущую ситуацию, для отрасли важна долгосрочная стабильность налоговых условий – важны не новые льготы, а сохранение уже объявленных правил игры, в том числе акциза на нефтяное сырье, демпфера для моторных топлив и т.д. К сожалению, эти условия вполне могут меняться, мы видим это на примере временной корректировки демпфера для бензина.

НГВ: *Самая сложная ситуация – в угольной отрасли. Можно ли как-то помочь ей мерами налогового регулирования? И нужно ли?*

М. Салихов: Сейчас российские скидки к мировым спотовым ценам на высококалорийный энергетический уголь составляют более 50% с потенциалом к сужению дисконта. При этом угольщики РФ пока имеют небольшую положительную рентабельность, особенно при отправках через порты и погранпереходы Дальнего Востока. Мы полагаем, что мировые и российские экспортные цены в 2023 году позволят угольным компаниям РФ сохранить прибыльность экспорта.

Повышение НДС и введение экспортной пошлины на уголь существенного влияния на отрасль не окажет. Основные возможности для улучшения положения угольщиков находятся не в налоговом сегменте, а в сегменте перевозки и перевалки – это ключевые компоненты себестоимости экспорта угля в РФ.

Учитывая, что на Дальнем Востоке цены на уголь значительно выше, то необходимо способствовать проезду угля по Восточному полигону. Конкуренция с другими грузами (часто более высококалорийными, чем уголь) за ограниченные провозные мощности сейчас сильная. Поэтому надо искать новые возможности дополнительных отправок, например, отправку контейнеров в полувагонах после выгрузки угля или стимулирование использования инновационных полувагонов на Востоке. Эти меры уже принимаются РЖД. Возможно, также сделать более прозрачной процедуру роста тарифов и политику скидок. Со стороны перевалки, возможно снижение стоимости в азово-черноморском бассейне, особенно в Тамани. ❏



ЗАГАДКИ И ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО БЮДЖЕТА

БОРИС ЛУЦЕТ

Кандидат экономических наук

На прошедшем РЭН Алексей Сазанов, заместитель министра финансов РФ заявил, что «мы не можем допустить снижения доходной базы и выпадения налогов», ему вторил его коллега Павел Сорокин, первый заместитель министра энергетики РФ: «Сейчас налоговый баланс найден». У чиновников мнение однозначное и принципиальное. Их интерес понятен – насытить госбюджет по максимуму, но при этом соблюсти эксклюзивные интересы. Но отрасль складывается из множества компаний с различной спецификой и областью влияния, и для них позиция ведомств не так однозначна и уж точно не полностью одобряема. Каковы же нюансы формирования бюджета в части налоговых инструментов на 2023-2025 год?

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ традиционно уделяет внимание анализу бюджетного процесса в той его части, которая касается топливно-энергетического комплекса. Год назад в статье, посвященной проекту федерального бюджета на 2022-2024 годы (см. НГВ №1/2022 «*В бюджете отсутствует оценка эффективности*»), были обозначены некоторые вопросы, сделаны отдельные выводы и предложения. В частности было отмечено, что одной из особенностей проекта бюджета 2022-24 является различие прогнозируемых объемов добычи углеводородов и их объемов, подлежащих налогообложению, а специфика определения ставки НДС на газ приводит к искусственному занижению налоговой нагрузки и фактически выпадающим доходам бюджета. Важным замечанием к сформированному документу стало понимание отсутствия оценки эффективности запланированных мероприятий.

В текущем году бюджетное планирование осуществляется в совершенно иных условиях, что требует от всех его участников еще более ответственного подхода. По словам министра финансов, бюджет на предстоящую трехлетку является самым сложным в его профессиональной карьере [1]. С уверенностью можно сказать, что и в части нефтегазовых доходов проект главного финансового документа страны на этот раз оказался достаточно насыщенным и интересным для анализа.

Не в последнюю очередь это связано с тем, что для мобилизации бюджетных доходов Правительством РФ был предложен ряд налоговых новаций, которые должны существенным образом повлиять на фискальную среду в ТЭК ближайших лет. Данные новации отражены в проекте Федерального закона № 201629-8 «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и статью 2 Федерального закона «О внесении изменений в часть первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и статьи 18 и 19 Федерального закона «О проведении эксперимента по установлению специального налогового режима «Автоматизированная упрощенная система налогообложения» [2] (далее по тексту также – «налоговый законопроект»).

Но и это само по себе было бы не настолько интересно, если бы не нюансы расчетов к проекту федерального бюджета. Если присмотреться к ним повнимательнее, можно не только обнаружить расхождения с параметрами налогового законопроекта, но и убедиться в степени погрешности бюджетного планирования даже в пределах одного календарного года.

Такой анализ дает достаточно богатую пищу для размышлений. Особенно в ситуации, когда, в отличие от прошлогодних материалов, приложения к проекту федерального бюджета, по сути, не содержат данных для расчета базовых налоговых показателей, включая объем облагаемой добычи нефти, конденсата и газа.

ГАЗОВЫЕ ДОХОДЫ

Без преувеличения наиболее значимой темой в рамках планирования бюджетных доходов на этот раз стали предложения Правительства РФ по дообложению газовой отрасли. Значимой как по суммам планируемых дополнительных изъятий, так и по форме их реализации.

Налог на добычу полезных ископаемых

Стоит напомнить, что ранее на страницах НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ уже проводился анализ действующей формулы «газового» НДС (см. НГВ №15-16/2021 «*НДС на газ: отрыв от реальности*»). Эта формула является устаревшей, экономически необоснованной и не отвечает интересам бюджета. Как показывают последние события, данные выводы оказались абсолютно верными. Однако, вместо доработки формулы с выводом на экономически обоснованные параметры налогообложения были приняты совершенно иные решения.

Как известно, Федеральным законом № 323-ФЗ от 14.07.2022 [3] для «Газпрома» был введен дополнительный НДС в размере 1248 млрд руб., подлежащий уплате за налоговые периоды сентября – ноября 2022 года. При этом для соблюдения интересов региональных бюджетов был предусмотрен порядок уплаты дополнительного налога за счет чистой прибыли. Несмотря на безупречную юридико-техническую форму реализации данного положения [4], оно каким-то образом защитило бюджеты субъектов РФ.

Нормы эти выглядели как разовые и направленные на изъятие «сверхдоходов» от экспорта газа. Но таковыми они оказались лишь на первый взгляд.

Потому что уже в рамках налогового законопроекта предложено вновь вернуться к данной практике. Для мобилизации налогов газовой отрасли в части НДС в нем предложены следующие меры:

- увеличение налоговых ставок при добыче газа для всех налогоплательщиков на 134 руб./тыс. м³ на период с 1 июля 2023 года по 30 июня 2024 года включительно, 285 руб./тыс. м³ – на период с 1 июля 2024 года по 30 июня 2025 года включительно, 305 руб./тыс. м³ – с 1 июля 2025 года;
- помимо этого, для «Газпрома» также введены дополнительные ежемесячные платежи в размере 50 млрд руб. (то есть 600 млрд руб. в год) на протяжении 2023-2025 годов.

Несмотря на кажущуюся простоту этих предложений, имеется как минимум два важных комментария, без которых невозможно обойтись.

Во-первых, принципиальное отличие предложенной схемы от примененной в рамках закона № 323-ФЗ состоит в полном отсутствии каких-либо норм, направленных на учет интересов бюджетов субъектов РФ. В такой ситуации по об-

Изменение налогового законодательства в части НДС на газ, млн руб.

Фактор	2023 год	2024 год	2025 год
Изменение налогового законодательства в части НДС на газ	30 544,1	82 143,4	57 861,9

Изменение налогового законодательства в части акциза на природный газ, предусмотренного международными договорами Российской Федерации, млн руб.

Наименование	2023 год	2024 год	2025 год
1.2.4.2 Изменение налогового законодательства в части акциза на природный газ, предусмотренного международными договорами Российской Федерации	117 677,1	93 396,7	64 594,3

Введение повышенной налоговой ставки по налогу на прибыль организаций, подлежащему зачислению в федеральный бюджет, для ряда организаций, производящих газ природный в сжиженном состоянии из газа природного в газообразном состоянии, млн руб.

Наименование	2023 год	2024 год	2025 год
1.2.1.2 Введение повышенной налоговой ставки по налогу на прибыль организаций, подлежащему зачислению в федеральный бюджет, для ряда организаций, производящих газ природный в сжиженном состоянии из газа природного в газообразном состоянии	150 000,0	125 000,0	100 000,0

щему правилу вся сумма дополнительного НДС уменьшит подлежащую налогообложению прибыль и в части регионального налога (по ставке 17%) отразится на поступлениях в региональные бюджеты. Легко увидеть, что выпадающие доходы таким образом только в части «персонального» НДС «Газпрома» составляют 102 млрд рублей.

Во-вторых, по каким-то причинам «персональный» НДС «Газпрома» не учли при формировании доходной части федерального бюджета. Дело в том, что в финансово-экономическом обосновании к налоговому законопроекту дополнительные поступления от НДС на природный газ оценены в 628,3 млрд руб. в 2023 году, 699,9 млрд руб. в 2024 году, 749,6 млрд руб. в 2025 году. Несмотря на это, в пояснительной записке к проекту федерального бюджета [5] соответствующая строка таблицы 3.4, описывающая влияние изменений законодательства, выглядит следующим образом (см. таблицу «Изменение налогового законодательства в части НДС на газ»).

Можно видеть, что прогнозируемые в проекте федерального бюджета суммы существенно отличаются от оценок законопроекта, при этом корреляции в динамике от года к году не прослеживается. А по 2023 году сумма дополнительных поступлений меньше на 597,8 млрд руб., то есть практически на величину дополнительного «персонального» НДС Газпрома. О причинах, по которым столь значительная сумма не учтена при формировании доходной части бюджета, на настоящий момент остается лишь догадываться.

Для полноты картины стоит упомянуть и источник уплаты повышенного НДС. Как можно узнать из СМИ, создать такой источник предполагается за счет дополнительной индексации внутренних тарифов на газ на 3 процентных пункта в 2023 и 2024 годах [6]. В связи с этим хотелось бы отметить, что согласно информации Минэкономразвития России [7] индексация тарифов на газ (также, как и на передачу электроэнергии, водо- и теплоснабжение) переносится с 1 июля 2023 года на 1 декабря 2022 года, а предельный уровень индексации не превысит 9%. Однако, как указывалось выше, налоговым законопроектом введение дополнительного коэффициента к ставке НДС на газ предусматривается именно с 1 июля 2023 года. В связи с этим сохраняется неопределенность в вопросе о том, будут ли тарифы на газ повышаться еще раз для того, чтобы компенсировать данный рост налога.

Акциз

На странице 41 пояснительной записки среди источников дополнительных доходов федерального бюджета указано «проектируемое изменение налогового законодательства в части налогообложения акциза на природный газ, предусмотренного международными договорами Российской Федерации, за счет введения демпфирующей ставки акциза». Данная запись на момент написания статьи является загадкой, поскольку в налоговом законопроекте такого предложения не содержится.

Несмотря на загадочность ситуации, при расчете бюджетных поступлений данная (еще не оформленная даже в виде законопроекта) новация приобретает вполне осязаемое числовое значение. В таблице 3.17 пояснительной записки дополнительные поступления в 2023 году от реализации этой меры оцениваются в 117,7 млрд руб., что совсем не мало даже по меркам федерального бюджета.

Учитывая столь внушительный объем планируемых к изъятию сумм, нелишним будет напомнить о том, в отношении каких операций планируется данное повышение фискальной нагрузки.

Акциз на природный газ предусмотрен Соглашением между Правительством РФ и Правительством Турецкой Республики о поставках российского природного газа в Турецкую Республику через акваторию Черного моря от 15 декабря 1997 г. Данным соглашением регулируются поставки газа по газопроводу «Голубой поток», проектная мощность которого составляет 16 млрд м³ газа в год.

Статьей 6 протокола к указанному соглашению [8] предусмотрено, что уплата акцизов по всему экспортируемому в рамках Соглашения российскому природному газу производится ОАО «Газпром» в период до полной окупаемости инвестиций, но не более чем до 31 декабря 2015 года включительно, по ставке 2 (два) доллара США за каждую 1000 куб. метров природного газа, если цена на реализуемый газ не превышает 65 долларов США за 1000 куб. метров в г. Самсун, и по ставке 2 (два) доллара США плюс 30% от суммы разницы между фактической ценой и ценой в размере 65 долларов США за 1000 куб. метров в случае, когда фактическая цена на реализуемый газ в г. Самсун превышает указанный уровень. По истечении указанного периода акциз уплачивается в общеустановленном порядке.

На основании данной нормы Федеральным законом от 24.11.2014 № 366-ФЗ Налоговый кодекс РФ был дополнен положениями об акцизе на природный газ, по которому газ «Голубого потока» теперь облагается по налоговой ставке 30%.

Видимо, предполагается дополнить данную ставку некой «демпфирующей» компонентой, но каково ее предназначение и что, собственно, предполагается демпфировать с ее помощью, пока остается загадкой. Вместе с тем на трехлетний период по ней запроецированы вполне определенные поступления, с суммой которых можно ознакомиться в приложении 2 к пояснительной записке [9] (см. таблицу «Изменение налогового законодательства в части акциза на природный газ, предусмотренного международными договорами Российской Федерации»).

Очевидно, опыт коэффициента Кдемп из акциза на нефтяное сырье вряд ли применим в данном случае, поскольку и направление поставок, и специфика товара не позволяют этого сделать. Остается лишь дожидаться того

момента, когда продекларированные и посчитанные в материалах к проекту бюджета налоговые новации обретут конкретные очертания правовых норм и будут в каком-либо виде внесены для рассмотрения. Однако сам по себе учет в рамках бюджетных проектировок подобных предложений можно назвать показательным.

Налог на прибыль

Мобилизация дополнительных бюджетных доходов от организаций ТЭК на этот раз не ограничилась традиционной для таких случаев донастройкой НДС и вывозных таможенных пошлин. Налоговым законопроектом предусмотрено также увеличение налоговой ставки налога на прибыль для организаций, которые «в отчетном (налоговом) периоде осуществляют производство газа природного в сжиженном состоянии из газа природного в газообразном состоянии и его реализацию на экспорт и которым выдана лицензия на осуществление исключительного права на экспорт газа в соответствии с законодательством РФ». Исходя из действующего на сегодняшний день перечня таких организаций [10], под действие данной нормы подпадут всего восемь налогоплательщиков, среди которых ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром».

Характерной чертой данной нормы является то, что она никак не увязана с объемами производства и экспорта СПГ конкретным налогоплательщиком, а повышенная ставка при этом применяется ко всей полученной прибыли от любых операций.

Не исключено, что ко второму чтению это положение претерпит определенные изменения, однако внимание привлекает даже не столько его конструкция, сколько счетное обоснование. Как и по многим другим позициям в этом случае имеет место значительное расхождение в оценках ее влияния на доходы бюджета. Финансово-экономическим обоснованием к налоговому законопроекту суммы дополнительных поступлений на 2023 год определены в размере 200 млрд руб., в то время как пояснительная записка (таблицы 3.2 и 3.9) оперирует уже значительно меньшей суммой – 150 млрд руб.

В приложении 2 к пояснительной записке предполагаемая динамика налоговых поступлений от данной меры на трехлетний период выглядит следующим образом (см. таблицу «Введение повышенной налоговой ставки по налогу на прибыль организаций, подлежащему зачислению в федеральный бюджет, для ряда организаций, производящих газ природный в сжиженном состоянии из газа природного в газообразном состоянии»).

Таким образом, в бюджетном процессе имеет место еще одно занижение оценки налогового потенциала газовой отрасли в сравнении с налоговыми проектировками, на этот раз на 50 млрд руб. в расчете на 2023 год.

Акциз на нефтяное сырье, млн руб.

	2022 год	2023 год	2024 год
Акциз на нефтяное сырье, направленное на переработку в том числе	-940 085,6	-883 888,8	-897 962,5
Демпфирующая компонента (Кдемп)	-252 429,1	-76 173,3	42 866,5
Инвестиционный вычет (Кинв)	-59 785,0	-69 992,0	-81 421,0

Влияние снижения НДС, млн руб.

№	Наименование	2023 год	2024 год	2025 год
1.1.1.5	Изменение налогообложения месторождения углеводородного сырья им. Ю. Корчагина (переход с полной ставки НДС на льготную ставку, установленную для новых морских месторождений)	-27 718,0	-34 230,8	-34 229,9

НЕФТЯНЫЕ ДОХОДЫ

Обратный акциз и демпфер

В прошлом году при описании обратного акциза на нефтяное сырье автор указывал на одну существенную особенность, благодаря которой возможность контроля за ним затруднена, – соответствующие суммы не отнесены к налоговым расходам. В этой связи они формально не подпадают под действие регламентирующих документов Правительства РФ и не подлежат оценке ни по объемам, ни по эффективности. Данная специфика сохранилась и в текущем цикле бюджетного планирования, в связи с чем вновь оценка эффективности (а стало быть, и необходимость /целесообразность корректировки) данного механизма, по сути, скрыта от публичного обсуждения.

Между тем, даже представленные Правительством РФ общие оценки дают возможность сделать некоторые общие выводы.

Для начала стоит обратить внимание на оценку общей суммы возмещения по данному акцизу в текущем году, которая согласно данным приложения 3 к пояснительной записке оценивается ни много ни мало в 3 167 млрд руб. На эту цифру стоит обратить внимание, поскольку она хорошо сравнивается с многими другими. Для себя отмечу два аспекта:

- по тем же оценкам общая сумма поступлений по НДС на нефть (8 436), вывозные пошлины на нефть (606,9) и нефтепродукты (251,8) в текущем году составит 9 294,7 млрд руб. Таким образом, возврат в отрасль из бюджета в виде акциза составляет более трети общей суммы НДС и экспортной пошлины;
- при проектировании федерального бюджета на 2021-2024 годы сумма возврата из бюджета планировалась в размере 940 млрд руб. (таблица 3.3 пояснительной записки [11] к проекту бюджета 2022-2024). Таким образом, фактическое возмещение мо-

жет более чем в три (!) раза превысит запланированные объемы.

Очень показательным, на мой взгляд, является сопоставление не только абсолютных, но и относительных величин. Сделать это удобно путем сравнения данных таблиц 3.3 из пояснительных записок к прошлогоднему и текущему проектам бюджета. К сожалению, в этом году структура обратного акциза раскрыта лишь с 2023 года без описания факта 2021 и оценки 2022. Тем не менее за период 2023-2024 возможность сопоставления имеется.

Вот как выглядит оценка акциза на нефтяное сырье в материалах к проекту бюджета 2022-2024 (см. таблицу «Акциз на нефтяное сырье»).

Как можно видеть, проектировалось последовательное снижение доли демпфирующей компоненты с 27% в 2022 году до выхода на положительное значение в году 2024.

Таким образом, доля демпфера в 2023 году составит более 60% всего обратного акциза, а в 2024 году превысит 45% всей субсидии. Налицо отступление от Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года [12], в которой уменьшение демпфера рассматривается в качестве одного из сопутствующих факторов развития топливного рынка.

Нюансы отдельных льгот

Одной из отличительных особенностей материалов к текущему проекту федерального бюджета является определенная неразбериха в параметрах и последствиях налоговых льгот, предоставленных в 2022 году отдельным месторождениям. Для документа такого уровня это недопустимо, поэтому позволю себе остановиться на них чуть более подробно.

Месторождение им. Ю. Корчагина

По нему Федеральным законом № 142-ФЗ от 28.05.2022 режим налогообложения был изменен [13].

Месторождение с 01.01.2022 отнесено к категории новых морских, что дало возможность применения льготных адвалорных ставок НДС, предусмотренных для таких месторождений. Это изменение нашло отражение в материалах к федеральному бюджету. В приложении 2 к пояснительной записке влияние снижения НДС отражено следующим образом (см. таблицу «Влияние снижения НДС»).

Но снижение НДС было не единственным изменением налогового режима. Помимо него, в отношении данного месторождения с 20% до 50% была повышена налоговая ставка налога на прибыль, и вся сумма налога консолидирована в федеральный бюджет. Данное повышение также произведено с приданием обратной силы – с 01.01.2022. И, несмотря на прямой законодательный запрет подобного действия во времени в отношении ухудшающих норм, было принято и вступило в силу именно в таком виде. Применительно к бюджетному процессу можно было бы и не заострять внимание на сомнительной правовой природе нового дополнительного налога, если бы при подготовке материалов он был учтен в составе доходов федерального бюджета. Однако это не так. Ни в пояснительной записке, ни в приложениях к ней ни одного упоминания о дополнительном налоге на прибыль найти не удалось.

В финансово-экономическом обосновании к соответствующему законопроекту [14] при его внесении в Государственную Думу Правительство РФ оценивало дополнительные доходы федерального бюджета от его принятия в период 2022-2024 годов в размере 36 млрд рублей. К сожалению, каких-либо обосновывающих расчетов к данной оценке традиционно не представлено. Однако, если условно поделить эту сумму поровну на три года (по 12 млрд руб. в год) и учесть суммы выпадающих доходов по НДС из вышеприведенной таблицы (27,718 + 34,2308 млрд руб.), то доходы от налога на прибыль в 2023-24 годах можно оценить в сумму почти 86 млрд рублей. Можно ли «забыть» такие дополнительные поступления при проектировании бюджета? Как видим, вполне.

Помимо прочего, в этой ситуации есть еще и серьезный региональный аспект. Отсутствие оценки сумм налога на прибыль, которые «изымаются» в федеральный бюджет, существенно затрудняет бюджетное планирование тех субъектов Российской Федерации, в которые зачисляется региональная часть налога на прибыль от освоения каспийских месторождений. Частично данная проблема решена вышеуказанным федеральным законом путем сохранения особенностей перераспределения налога в рамках КГН на 2022 год. Однако с отменой данного института с 01.01.2023 вопрос встанет еще более остро. На этом фоне отсутствие информации о налоге на прибыль месторождения им. Ю. Корчагина тем более недопустимо.

Самотлорское месторождение

Одной из новых льгот в нефтегазовой сфере, принятых в 2022 году, стал дополнительный налоговый вычет при добыче нефти на участках недр, расположенных полностью в границах Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, лицензия на пользование недрами которых выдана до 1 января 2016 года и начальные извлекаемые запасы нефти каждого из которых составляют 450 миллионов тонн или более по состоянию на 1 января 2016 года. В соответствии с дополнениями, внесенными в пункт 3.1 статьи 343.2 НК РФ Федеральным законом № 323-ФЗ от 14.07.2022 [15], на период с 1 апреля по 31 декабря текущего года ранее установленный налоговый вычет увеличивается на значение показателя НВ, выраженного в миллионах рублей, который рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно и определяется, если иное не установлено настоящим пунктом, как произведение коэффициента 0,767 и разности между средневзвешенной за налоговый период налоговой ставкой для нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, определенной для участков недр, указанных в абзаце первом настоящего пункта, и средневзвешенной за налоговый период налоговой ставкой для нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, рассчитанной для указанных участков недр исходя из среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта «Юралс» 44,2 доллара США за баррель и значения коэффициента ЭП, равного 71,2.

На странице 36 пояснительной записки к проекту бюджета указано, что эта дополнительная льгота оказывает влияние на поступление доходов в январе 2023 года. Данное утверждение противоречит дальнейшему содержанию, поскольку ни в пояснительной записке в дальнейшем, ни в отчете о налоговых расходах (таблица 11 раздела «Налоги и платежи, связанные с рентными доходами») никакого упоминания о данной льготе нет.

Необходимо учитывать, что дополнительный вычет не применяется в случае, если производство величин Ц и Р, определенных для налогового периода в порядке, установленном пунктом 3 статьи 342 НК РФ (рублевая цена нефти «Юралс»), окажется меньше или равно 5625. А как следует из официальной информации (письмо ФНС России №СД-4-3/5624 от 11.05.2022 [16]), уже за апрель данное условие не соблюдалось. За налоговые же периоды май-октябрь указанное производство было еще ниже. Возникает как минимум два вопроса:

- зачем льготе придавали обратную силу, если уже на момент принятия законопроекта во втором чтении (30.06.2022) было известно о невыполнении условия ее применения не только за апрель-май, но и за июнь текущего года;

- что имеется в виду в материалах к проекту федерального бюджета, когда говорится о влиянии данной льготы на поступления января 2023 года.

Представляется, что данный аспект мог бы быть раскрыт чуть более подробно. Иначе складывается некое ощущение двусмысленности, что, безусловно, не делает чести авторам. К тому же, как и в предыдущем случае, самым непосредственным образом затрагиваются интересы региональных бюджетов, прежде всего бюджета ХМАО.

НАЛОГОВЫЕ РАСХОДЫ

В прошлом году при рассмотрении особенностей нефтегазового бюджета уже указывал на низкую эффективность этого инструмента в его существующем виде. На этот раз в Основных направлениях бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2023-25 годы [17] так же, как и в аналогичном документе прошлого года, вновь говорится о повышении качества работы в данной сфере. В частности указывается, что в Правила формирования перечня налоговых расходов РФ и их оценки внесены изменения, предусматривающие:

- совершенствование порядка оценки совокупного бюджетного эффекта (самоокупаемости) налоговых расходов в нефтегазовой сфере в целях исключения из оценки конъюнктурной составляющей, обусловленной высокой волатильностью цен на энергоресурсы;
- упрощение порядка оценки технических налоговых расходов и уровня востребованности;
- установлено исключение в части оценки результативности технических налоговых расходов, уточнено определение востребованности и установлено требование об установлении ее минимального уровня;
- совершенствование процедуры ежегодного рассмотрения проекта перечня налоговых расходов РФ.

Насколько данные новации повлияли на качество представляемого парламенту результата, можно легко убедиться на примере отчета об оценке налоговых расходов, представленного в пакете документов к проекту федерального бюджета на 2023-25 годы [18]. Достаточно сказать, что никаких принципиальных изменений по факту так и не произошло – все налоговые расходы представляются в виде формальной оценки предполагаемой суммы выпадающих доходов без анализа эффективности, бюджетного эффекта и рекомендаций по дальнейшей судьбе налоговых льгот.

Данное критическое замечание относится к отчету в целом. И надо сказать, что недостатки в этой области бюджетного планирования очевидны не только на экспертном уровне. Например, в своем выступлении на Московском финансовом форуме аудитор Счетной палаты А.Н. Батуркин указал на необходимость полноценной интеграции налоговых расходов в бюджетный процесс,

имея в виду перенос данного элемента из разряда справочных материалов непосредственно в текст закона о федеральном бюджете [29].

На этот раз не буду останавливаться на подробном анализе конкретных данных по тем или иным месторождениям/налогам/льготам. В качестве наиболее принципиального замечания отмечу лишь, что к налоговым расходам так и не отнесены суммы обратного акциза. В итоге в отчете общая оценка величины налоговых расходов по данному виду налога составляет 0 рублей. При этом очевидно, что сам по себе объем данной налоговой субсидии свидетельствует о необходимости ее более тщательного анализа. Остается надеяться, что со временем к этому же выводу придут и государственные мужи. 🚩

Список литературы

1. <https://www.vedomosti.ru/economics/news/2022/09/10/940272-siluanov-oharakterizoval-byudzhet-na-predstoyaschuyu-trehletku-kak-samii-slozhnii-v-svoei-karere>
2. <https://sozd.duma.gov.ru/bill/201629-8>
3. <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202207140129>
4. <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202207140129>
5. <https://sozd.duma.gov.ru/download/25249245-5CE6-428F-B824-1961F6B9D40D>
6. <https://www.kommersant.ru/doc/5570639>
7. https://www.economy.gov.ru/material/news/tarify_na_zhku_dlya_naseleniya_ne_budut_indeksirovat_15_goda.html
8. <https://docs.cntd.ru/document/901776111>
9. <https://sozd.duma.gov.ru/download/E7323716-E1E5-4F65-8DB9-E595BA619DC8>
10. Распоряжение Правительства РФ от 14 июля 2014 года № 1277-п
11. <https://sozd.duma.gov.ru/download/351E6C70-F932-4607-9ED3-E5F3E51BF5DF>
12. <http://static.government.ru/media/files/w4sigF-OiDjGVDYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf>
13. <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202205280004>
14. <https://sozd.duma.gov.ru/download/06BC30A4-A45B-46F2-91FC-D9CA3C42422F>
15. <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202207140129>
16. <https://legalacts.ru/doc/pismo-fns-rossii-ot-11052022-nsd-4-35624-dannye-neobkhodimye/>
17. <https://sozd.duma.gov.ru/download/0C44E5D1-D43B-4A30-9FBF-F8B8862B3CAB>
18. <https://sozd.duma.gov.ru/download/70EF0BD5-15CD-4FD0-A166-7C8C600280F3>
19. <https://mff.minfin.ru/archive/2022/analiz-effektivnosti-investitsionnykh-nalogovykh-igot-pervye-rezultaty/>



КУДА ПЛЫВЕТ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА?

ЮРИЙ МОСКВИТИН

Независимый эксперт

В текущем десятилетии основным двигателем энергетической трансформации будут не солнце и ветер, и даже не водород, а гидроэнергетика, считают в Международном энергетическом агентстве (МЭА) и в Международной гидроэнергетической Ассоциации (МГА). Это достаточно надежный, практически неисчерпаемый и относительно экономичный источник энергии без непосредственных выбросов углерода.



Крупнейшая из чистых, чистейшая из крупных

Вода дает миру больше электроэнергии, чем солнце и ветер вместе взятые. В 2021 году гидроэнергетика производила 16% необходимой миру энергии. ВР в ежегодном статистическом отчете World Energy Outlook отмечает, что потребление энергии, выработанной на ГЭС, в прошлом году составило в мире 40,26 эксаджоулей (1 джоуль с 18 нулями) [1]. Примерно столько же – 39,91 – пришлось на солнце и ветер вместе взятые. Впрочем, даже если к этим трем источникам прибавить выработку на АЭС в 25,31 эксаджоулей, то и тогда все эти источники чистой энергии вместе взятые уступают нефти (184,21 эксаджоулей), газу (145,35) и углю (160,1). Таким образом, ископаемые виды топлива по-прежнему

намного превосходят по выработке энергию возобновляемых источников. Мир остается углеродным, как бы нам ни хотелось это побыстрее изменить, и в ближайшее десятилетие ситуация вряд ли кардинально изменится, несмотря на программные заявления большинства стран.

В этом углеродном мире успешно развивается зрелая и довольно чистая технология – гидроэнергетика. МЭА утверждает, что она сохранит за собой статус крупнейшего безуглеродного источника энергии [2]. Ее доля будет по-прежнему большей, чем всех других возобновляемых вместе взятых в течение еще как минимум десятилетий. ГЭС успешно регулируют и резервируют мощности энергосистем, они более устойчивы к погодным факторам, чем солнечные и ветряные парки. Кроме того, гидроэнергетика очень гибкая, турбина ГЭС может выйти на мощность за секунды, тепловым станциям нужны часы, а атомным может потребоваться несколько суток. Минусы других возобновляемых очевидны – зашло солнце, стих ветер, и выработка стала нулевой.

МЭА уверено, что гидроэнергетика будет играть критически важную роль в декарбонизации мировой экономики. Среди ее преимуществ агентство также выделяет низкие эксплуатационные затраты (хотя начальные затраты довольно высоки, они распределяются на срок службы станции, и в целом ее работа получается экономической).

В 2021 году мощности гидрогенерации выросли на 35 ГВт, что на 50% больше, чем в среднем за последние пять лет. При этом фактическая выработка на ГЭС немного снизилась в годовом выражении – на 0,4% или на 15 ТВт/час, до 4327 ТВт/час, несмотря на ввод в эксплуатацию новых ГЭС. Причина – засухи, самое уязвимое звено гидрогенерации. Поскольку в этом году засухи продолжились, можно ожидать небольшого снижения выработки и по итогам 2022 года или, в лучшем случае, нулевого роста.

Выработку на ГЭС из-за погодных условий в этом году снизили такие богатые водными ресурсами страны, как Бразилия, США, Канада и даже лидер по мощности гидроэнергетики Китай, на который в 2021 году пришлось 66% от ввода новых мощностей ГЭС. МЭА пишет, что рост гидроэнергетики в Китае ограничивают не только засухи. В стране почти исчерпаны места, где можно строить новые плотины на крупных реках без последствий для сельского хозяйства и судоходства. Правда, помимо Китая, пока этот ограничивающий фактор существует лишь в нескольких странах Европы. Эти ограничения преодолимы за счет расширения мощностей действующих ГЭС, поэтому вода по-прежнему остается практически неисчерпаемым ресурсом. Однако ключевое слово – «практически», ведь неисчерпаемость воды – понятие относительное.

Конечная бесконечность

Водные ресурсы нескончаемы лишь на первый взгляд. Несмотря на то, что планета Земля – это планета воды, которая покрывает две трети ее поверхности, в озерах и реках содержится лишь 0,02% водных ресурсов (даже в ледниках воды значительно больше, 1,8%). Их невозможно использовать полностью по самым разным причинам – техническим, экономическим, экологическим.

Главное же препятствие для гидроэнергетики – сама природа. Цикл круговорота воды может нарушаться в любом месте. В первую очередь, из-за глобального потепления ускоряется испарение из водоемов, а дожди могут пройти совсем не там, где они всегда питали реки. Снизится водосток – упадет и выработка на ГЭС. При этом плотины решают проблему лишь частично. Они строятся не столько для создания запасов воды впрок, на случай засух, сколько для обеспечения мощности водостока за счет перепада уровня до и после плотины.

Гидроэнергетика – далеко не единственный потребитель воды. Десятки отраслей привычно относятся к ней как к само собой разумеющемуся и почти бесплатному ресурсу. Среди самых «прожорливых» потребителей воды – сельское хозяйство, нефтегазовая и нефтехимическая отрасли, целлюлозно-бумажная и металлургия. Для выпуска одной тонны стали уходит 280 тонн воды по всему производственному циклу. На один батон хлеба в 500 грамм уходит около 200 литров, которые идут в основном на полив полей (естественный или искусственный).

Мир остается углеродным, как бы нам ни хотелось это побыстрее изменить, и в ближайшее десятилетие ситуация вряд ли кардинально изменится, несмотря на программные заявления большинства стран

Конечно, вода возвращается в природу, и циклы ее потребления повторяются бесконечное количество раз. Вот только при потреблении происходит перераспределение сложившихся круговоротов воды, ее может стать меньше там, где она больше всего нужна, и возникнуть избыток в местах, где в ней нет никакой необходимости.

Часть воды может быть потеряна навсегда. Пример – гидроразрыв пласта, при котором вода может никогда и не вернуться в круговорот или вернуться непригодной к потреблению из-за высокого содержания химических реагентов. Те запасы H_2O , которые есть на планете, остаются неизменными, вода лишь переходит

из одного агрегатного состояния в другое, а искусственным образованием ее, например, при работе водородного двигателя, можно пренебречь из-за ничтожного количества.

Нехватка воды для гидроэнергетики стала особенно заметной минувшим летом в США. Больше всего она проявилась в засушливых штатах или в штатах, где протекают реки с небольшими водостоками – в Монтане, Неваде, Техасе, Аризоне, Калифорнии, Арканзасе и Оклахоме. Страна, да и мир в целом, столкнулись с проблемой недостатка знаний о воде. Журнал The Water настаивает, чтобы ученый мир начал применять к знаниям о воде трансдисциплинарный подход [3]. Хотя и есть наука гидрология, она уступает той же геологии по востребованности, спрос на которую формирует нефтегазовая и горная отрасли.

МЭА считает, что гидроэнергетика должна вернуться в глобальную климатическую повестку

Риски для энергетики и индустрии в целом создают не только засухи, но и наводнения – 61% плотин и сложных гидротехнических сооружений находятся в районах с повышенным риском либо наводнений, либо засухи, либо обеих этих явлений, пишет The Water. Причем одна из пяти плотин находится в зоне повышенного риска подтопления.

Исследователь проблем воды в WWF Джефф Опперман поясняет: «Гидроэнергетика сталкивается с двумя проблемами – слишком мало воды или слишком много воды. Эти проблемы обостряются по мере глобального потепления. Из-за недостатка воды гидроэнергетика уже испытывает проблемы в Бразилии, на Юго-Западе США и Юге Африки» [4].

Проблемы с водой не редкость и в странах, удаленных от засушливых поясов. Так, в августе Норвегия, которая удовлетворяет 90% потребностей в электроэнергии за счет ГЭС, ограничила ее экспорт из-за незначительной выработки. Ирония ситуации в том, что страна сделала это спустя несколько дней после пуска в эксплуатацию силового кабеля для поставок энергии в Великобританию. Следом за ограничением экспорта энергии правительство Норвегии сообщило о намерении законодательно регулировать водные ресурсы. Министр нефти и энергетики Норвегии Нерье Аасланд так прокомментировал это: «Нам нужен механизм, гарантирующий, что мы не будем испытывать дефицита воды. Поэтому правительство внедряет систему, которая запретит экспорт энергии в случае, если запасы воды снизятся ниже критического для этого времени года уровня» [5].

Вероятно, вслед за Норвегией и другие страны Европы начнут строже регулировать водные ресурсы. Прошедшие по континенту минувшим летом тепловые волны (периоды экстремально жаркой погоды, сопровождающиеся высокой влажностью) уже вызвали озабоченность в среде экспертов по климату и экологов.

Дефицит воды не только негативно воздействует на выработку энергии, но также оказывает пагубное воздействие на производство продуктов питания. В связи с тем, что в ряде регионов мира из года в год урожаи снижаются, а нехватка воды для полива становится далеко не вымышленной проблемой, многие страны обеспокоены уровнем производства продовольствия.

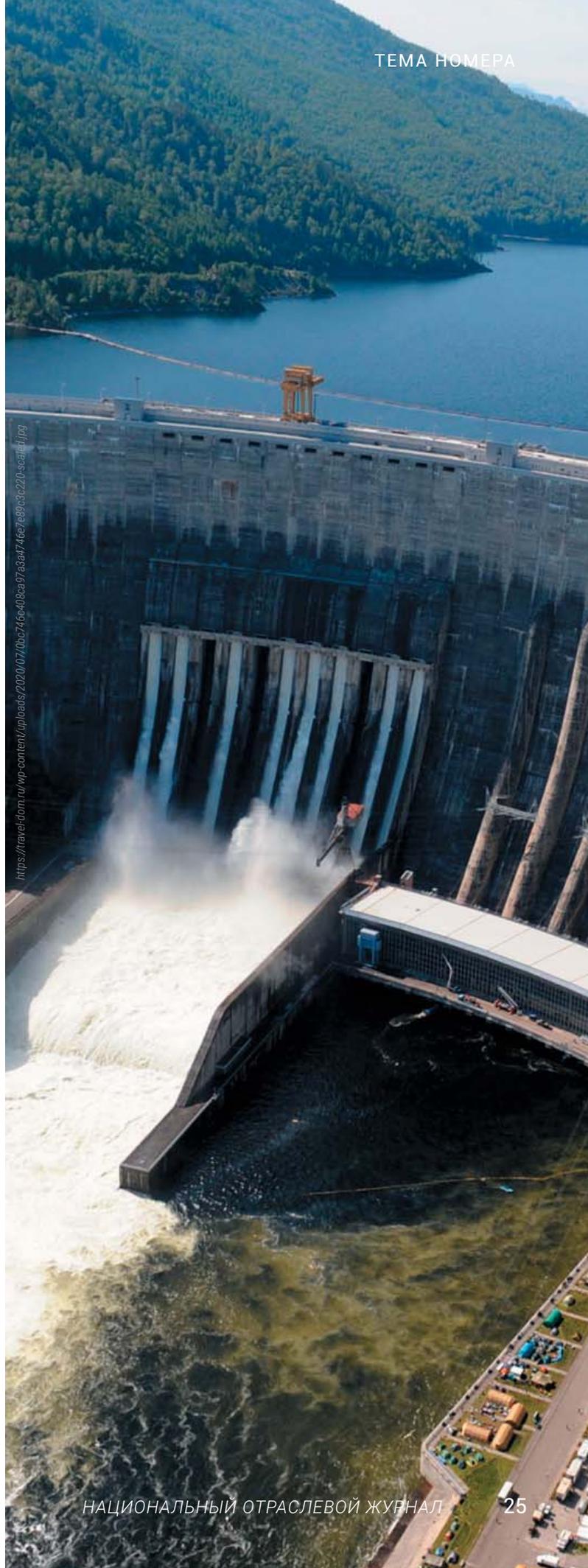
Взаимосвязь между энергетикой и продовольствием видна и на другом примере: растущие цены на газ вызывают нехватку удобрений, что усугубляет влияние нехватки воды на урожайность сельскохозяйственных культур. Возможно, что важность цикла из трех компонентов – «вода-энергия-продовольствие» – человечество только начинает осознавать. Продовольственный кризис уже не ассоциируется только с засухой. Современный агропром чрезвычайно зависит от удобрений, а главное сырье их производства – природный газ. Чем больше газа будет сожжено на ТЭЦ, тем больше потребуются энергии из других источников, как ископаемых, так и возобновляемых.

Вода против углерода

Гидроэнергетика, в отличие от солнечной и ветряной, не особо пользуется поддержкой правительств. Более 100 стран в той или иной степени ввели меры, стимулирующие солнечную и ветряную генерацию. При этом гидрогенерацию на законодательном уровне поддержали лишь 30 стран. МЭА считает это несправедливым и заявляет, что нужно больше внимания уделять развитию гидроэнергетики, она должна вернуться в глобальную климатическую повестку. Чтобы мир вышел на нулевые выбросы к 2050 году, в 2022-2030 годах гидрогенерация должна расти на 3% в год, говорится в «Сценарии нулевых выбросов к 2050 году».

В МЭА называют «критичным» участие государственных финансов в распространении гидроэнергетики. Солнечная и ветряная энергетика испытали стремительный взлет за последние два десятилетия именно благодаря вниманию правительств, прямым и косвенным субсидиям. Эти отрасли получали налоговые льготы, государства заключали с операторами ветряных и солнечных парков долгосрочные контракты на закупку выработанной на них энергии. В гидроэнергетике ничего подобного нет, и это надо изменить.

Тревогу МЭА вызывает то, что по расчетам агентства, в этом десятилетии гидрогенерация добавит толь-



<https://nauehdrom.ru/wp-content/uploads/2020/07/0bc74fc408ca97a3a474fe7e69c9c20-scan1.jpg>

ко 230 ГВт, или 17% мощности, т.е. прирост их будет на 23% меньше, чем десятилетием ранее из-за замедления ввода новых проектов в Китае, Латинской Америке и в Европе. Это снижение частично компенсирует рост гидрогенерации в Азиатско-Тихоокеанском регионе, Африке и на Ближнем Востоке, и в среднем по миру рост все-таки есть.

Прирост выработки на гидростанциях будет сдержанным еще и потому, что до 2030 года около 30% новых мощностей придется не на генерирующие ГЭС, а на гидроаккумулирующие (ГАЭС). В конце сентября СМИ сообщили, что в Австралии построят крупнейшую в мире ГАЭС [6]. Она будет расположена в штате Квинсленд к 2035 году.

ГЭС успешно регулируют и резервируют мощности энергосистем, они более устойчивы к погодным факторам, чем солнечные и ветряные парки

«Проект стоит в авангарде мировой возобновляемой энергетики. Мы знаем, что жители Квинсленда обеспокоены изменением климата, и сегодня правительство сделало решительный шаг навстречу решению этой проблемы», – заявила глава правительства Квинсленда Анастейша Палашук, не уточнив ни мощность станции, ни объем и источник финансирования ее строительства и, главное, – каким образом аккумуляция воды положительно скажется на климате, ведь ГАЭС не заменяет выработку на тепловых станциях, а лишь регулирует цикл спадов-пиков потребления.

Конструктивно ГАЭС состоят из двух резервуаров – верхнего и нижнего. Ночью, когда потребление энергии и ее цена падают, ГАЭС получает из сети дешевую энергию и тратит ее на перекачку воды из нижнего резервуара в верхний. В течение дня, когда спрос и цена энергии возрастают в разы, ГАЭС сбрасывает воду из верхнего резервуара в нижний не прямоотком, а через турбины. Такая схема на первый взгляд напоминает «перекладывание денег из одного кармана в другой», но в регионах, где разница между ночным провалом потребления и дневным пиком значительна, такие станции имеют экономический смысл. Более того, это технически самый простой способ хранения энергии, по затратам он несопоставим с аккумуляторными батареями. Хотя ГАЭС строятся для хранения, а не для генерации, и МЭА, и МГА, и «РусГидро» учитывают их в числе ГЭС, а не «иных гидротехнических сооружений» (вроде плотин для нужд судоходства, сельского или рыбного хозяйства).

МГА утверждает, что ни одна страна мира не способна выйти на 100% возобновляемую энергетику без

включения в энергобаланс энергию ГЭС [7]. По мнению ассоциации, гидроэнергетика идеально дополняет солнечную и ветряную, поскольку она значительно меньше зависит от природных факторов. По данным ассоциации, использование ГЭС вместо тепловых станций позволило миру за последние 50 лет избежать 100 млрд тонн выбросов углекислоты. Если ГЭС гипотетически заменить на угольные тепловые станции, то, по расчетам МГА, выбросы парниковых газов увеличились бы на 4 млрд тонн в год, или на 10%. Также в атмосферу бы ежегодно попадало на 150 млн тонн больше самых опасных для здоровья загрязнителей – твердых частиц угольного дыма. МГА считает главным плюсом гидроэнергетики их экологичность.

Пятая часть энергии России – из воды

В России доля гидроэнергетики в энергобалансе больше среднемировой – 18% против 16% от общей по всем странам, а по установленной мощности на российские ГЭС приходится 20%. «РусГидро» на своем сайте сообщает, что ПАО объединяет более 60 объектов гидроэнергетики общей установленной мощностью свыше 30 ГВт [8]. Среди них крупнейшая в России Саяно-Шушенская ГЭС (6,4 ГВт) в Хакасии, 9 станций Волжско-Камского каскада общей установленной мощностью более 10 000 МВт, мощные ГЭС на Дальнем Востоке: Бурейская ГЭС (2 010 МВт) и Зейская ГЭС (1 330 МВт) в Амурской области, Колымская ГЭС (900 МВт) в Магаданской области, единственная в Западной Сибири Новосибирская ГЭС (490 МВт), а также несколько десятков гидростанций разной мощности на Северном Кавказе, в том числе Чиркейская ГЭС (1000 МВт). Также в состав «РусГидро» входят высокоманевренные мощности Загорской гидроаккумулирующей электростанции в Московской области, используемые для выравнивания суточной неравномерности графика электрической нагрузки в ОЭС Центра.

Углеродный век долг, но конечен, а вот гидроэнергетика, как и ее «зеленые собратья», могут во времени стремиться на века вперед

По данным «РусГидро» в ряде регионов России, таких как Магаданская область и большинство республик Северного Кавказа, гидроэнергетика обеспечивает более 90% вырабатываемой электроэнергии. В северокавказском регионе они в основном малые.

Гидроэнергетический потенциал России огромен. По расчетам «РусГидро», общий валовой (теоретический) по-

тенциал составляет 2900 млрд кВт/ч годовой выработки [9]. Из них потенциал крупных и средних рек – 2400 млрд кВт/ч. Технически возможный их потенциал – 1670 млрд кВт/ч, экономически приемлемый – 850 млрд кВт/ч.

По потенциалу гидроэнергетики РФ занимает второе место в мире после Бразилии, с ее крупнейшей рекой планеты Амазонкой. Вот только распределен российский потенциал крайне неравномерно: около 80% приходится на восточные регионы страны (Сибирь, Дальний Восток) и только 20% на ее европейскую часть. То есть получается, что в районах сосредоточения потребителей – большей части промышленности и населения, гидроресурсов не хватает. Зато их много там, где крупных промышленных объектов и жителей сравнительно мало.

Самые мощные ГЭС расположены далеко за Уралом, на Енисее и его притоке Ангаре. Концентрация мощных станций позволяет создавать там промышленные узлы с энергоемкой промышленностью – алюминиевой, горнообогатительной, целлюлозно-бумажной. Такие предприятия были построены там еще в советские времена, но вырабатываемой на ГЭС энергии настолько много, что часть Сибири энергоизбыточна. Находящиеся в этом тарифном поясе регионы – Красноярский край, Республика Хакасия, Иркутская область – имеют сравнительно низкие цены на энергию. В зависимости от категорий потребителей и времени суток они могут быть в разы ниже, чем в европейской части России или в крайне удаленных регионах с изолированной энергосетью, вроде Камчатки. Для примера, на сайте Энергосетей России на второе полугодие 2022 года одноставочный тариф в Иркутской области для населения составляет 1,3 рубля за кВт для города и 0,91 рубля для села [10]. В Москве – 5,43 рубля, и это еще не самый дорогой регион. В Петропавловске-Камчатском энергия в коммунальном секторе стоит 6,9 рубля.

Дешевой энергией пользуются майнеры криптовалют. Иркутск даже называют «столицей российского майнинга». Любопытно, что в прошлом году Россия стала третьей в мире по объемам майнинга биткоина – доля страны достигла 11% [11]. Число добытчиков криптовалюты в Сибири резко возросло после запрета их деятельности в Китае. Основными центрами притяжения для майнеров стали Россия и Казахстан. В октябре прошлого года губернатор Иркутской области Игорь Кобзев заявил о «лавинообразном росте энергопотребления» из-за добычи криптовалют, к которому не были готовы электросети. Майнинг в регионе уже привел к серии отключений электроэнергии в пригородах региональной столицы.

Иркутская область стала центром притяжения для добытчиков криптовалют не только из-за самых низких цен на электроэнергию, но и из-за относительно прохладного климата, ведь майнинговые фермы нужно по-

стоянно охлаждать. Кстати, поэтому одна из самых привлекательных для майнинга стран – Исландия. Там хоть и не самая дешевая энергия в мире, но практически нет затрат на охлаждения из-за холода круглый год.

Крупнейшая отечественная ГЭС, Саяно-Шушенская, разделяет Красноярский край и Хакасию, два не самых населенных и индустриализированных региона страны. До ближайшего города-миллионника Красноярска ЯндексКарты дают 370 километров от станции по прямой, до промышленного центра Южного Урала Новокузнецка – 300 километров. Потери энергии в ЛЭП зависят от множества параметров, в первую очередь от напряжения, но грубым счетом при переброске энергии от станции до этих потребителей можно потерять 1,5-3%. Для снижения потерь генераторы повышают напряжение в сети, а ближе к потребителю его снижают трансформаторы и подают в «слаботочку» 220 Вт.

Гидроэнергетика сталкивается с двумя проблемами – слишком мало воды или слишком много воды. Эти проблемы обостряются по мере глобального потепления

Тепловые станции, в отличие от ГЭС, можно строить вблизи потребителей энергии, а большинство из тех, что расположены в городах, являются не ТЭС (тепловыми электростанциями), а ТЭЦ (теплоэлектроцентралями), они вырабатывают и электроэнергию, и тепло, потери которого сложно минимизировать на больших расстояниях, переброска становится технически сложной и экономически нецелесообразной.

Регулирование напряжения в ЛЭП – частичное решение проблемы потерь передачи энергии. Помимо Саяно-Шушенской, большинство других станций от потребителя также не близко – речь идет обычно о сотнях километров. Для примера: крупнейшая в мире ГЭС, китайская «Три ущелья» мощностью 22,5 ГВт окружена конгломерацией промышленных городов, однако они сравнительно небольшие по китайским меркам, а до мегаполиса Шанхая 1000 километров. Таким образом, удаленность ГЭС от потребителей – один из существенных недостатков ГЭС.

Справедливости ради оговорим еще ряд недостатков гидроэнергетики. При ее общей экологичности из-за отсутствия выбросов парниковых газов она способна негативно влиять на климат. Выше плотин, как правило, располагаются водохранилища с большой площадью поверхности, а значит и с испарением, соответственно, влага в регионе таких сооружений может быть выше, чем образовывалось при естественном природном цикле. Еще один большой минус в плане экологии – нару-

шение миграции рыб. Хотя и создаются условия для обхода плотин, работает это не на 100%. Реки заиливаются, а значит могут появиться ядовитые водоросли. Эти проблемы можно смягчить на этапе проектирования и строительства, но опять-таки не полностью.

Отдельно надо упомянуть про безопасность ГЭС. По данным компании ASUMB, занимающейся гидротехнологиями, ежегодно фиксируется порядка 3000 аварий на гидростанциях, большинство из которых – без серьезных последствий [12]. Увы, так бывает не всегда. Если исключить крупные, но не техногенные аварии на ГЭС, связанные с тайфуном Нина в Китае в 1975 году, или намеренное разрушение гидротехнических сооружений, таких, как подрыв в 1943 году британскими войсками каскада немецких плотин Менезее, то аварий непосредственно связанных с техникой/технологией, в этом столетии можно пересчитать по пальцам. Это прорыв плотины у пакистанского города Пасни 11 февраля 2005 года (135 жертв), аналогичное ЧП во вьетнамском Чу 5 октября 2007 года (35 жертв).

В России серьезнейшая техногенная катастрофа в гидроэнергетике случилась 17 августа 2009 года на Саяно-Шушенской ГЭС (75 жертв). Инцидент стал самым резонансным событием того года. Ростехнадзор назвал основной его причиной «разрушение шпилек крепления крышки турбины гидроагрегата, вызванное дополнительными динамическими нагрузками переменного характера, которому предшествовало образование и развитие усталостных повреждений узлов крепления, что привело к срыву крышки и затоплению машинного зала станции». Слова все понятные, но что же именно случилось? «Усталость узлов» не похожа на форс-мажор.

Оператор станции, Саяно-Шушенский филиал «РусГидро», на своем сайте уверяет, что «в результате реализации программы комплексного восстановления и реконструкции Саяно-Шушенской ГЭС в 2010-2017 годах станция была оснащена современным оборудованием, обладающим улучшенными рабочими характеристиками и соответствующим всем требованиям надежности и безопасности» [13]. К счастью, с тех пор ни в российской, ни в зарубежной гидроэнергетике не было крупных происшествий, а по большому счету любая техника потенциально опасна, даже утюг. Безопасность плотин – задача и на этапе проектирования и, особенно, эксплуатации. Кроме указанной аварии, в России за более чем 100 лет существования гидроэнергетики других крупных ЧП не случилось. Таким образом, если посмотреть на проблему со статистической точки зрения, в целом гидростанции безопасны.

Сейчас в нашей стране на этапе строительства находятся более десятка ГЭС, и это не для замены старых. Как сообщает «РусГидро», срок службы основных гидро-

технических сооружений ГЭС составляет 100 лет [14]. На практике при проведении необходимых ремонтных работ такие сооружения, в первую очередь плотины, считаются практически вечными. В Испании до сих пор эксплуатируются каменные плотины, построенные еще древними римлянами. В России есть несколько плотин, эксплуатируемых более 100 лет – например, плотина Порожской ГЭС. Соответственно, проблемы утилизации ГЭС из-за истечения срока эксплуатации не существует, достаточно менять или ремонтировать в срок турбины и электрооборудование. Для сравнения: угольные ТЭС служат порядка 70 лет, АЭС – 30-40 лет. Долговечность плотин – это экономия, ведь стоимость их строительства амортизируется весь долгий срок их эксплуатации.

Возможно, ГЭС в России было бы и больше, с учетом ее гидропотенциала, чистоты и экономичности работы ГЭС на длинных промежутках времени, если бы не «углеводородный бум», начавшийся в 1970-х годах. Но понятно, что нефтяное Самотлорское или газовое Уренгойское – это не навсегда, впереди только дорогая добыча трудноизвлекаемых запасов или Арктика. Углеводородный век долог, но конечен, а вот гидроэнергетика, как и ее «зеленые собратья», могут во времени стремиться на века вперед. ❗

Список литературы

1. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>
2. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydropower>
3. Там же.
4. <https://www.worldwildlife.org/press-releases/new-study-us-hydropower-threatened-by-increasing-droughts-due-to-climate-change>
5. <https://www.reuters.com/article/norway-electricity-hydropower-idUKL8N2ZK4EJ>
6. <https://1prime.ru/energy/20220928/838282947.html>
7. <https://www.hydropower.org/iha/discover-facts-about-hydropower>
8. <http://www.rushydro.ru/activity/1B3ADB8F7A/>
9. «РусГидро»: «Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России», 2018 г.
10. <https://energoseti.ru/rates>
11. <https://lenta.ru/articles/2021/12/15/legalmiming/?ysclid=I94250w0n3632641770>
12. <https://gidrotechnologies.ru/stroitelstvo-gidrojelektrostanicii/3-pljusy-i-minusy-gjes.html?ysclid=I942kumqu6105425492>
13. <http://www.sshges.rushydro.ru/branch/cmp/>
14. http://www.rushydro.ru/press/material/26712.html?ysclid=I97119us7t499715055&utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru#4



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

БОЛЕЕ **25** ЛЕТ

БОЛЕЕ **500** ВЫПУСКОВ

12 НОМЕРОВ В ГОД





РАСИМ ХАЗИАХМЕТОВ: «ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ В СФЕРЕ ГИДРОТЕХНИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА»

О том, почему важно уделять внимание гидротехническому строительству, о специфике Правил использования водных ресурсов, о потенциале гидроэнергетики НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ побеседовала с Расимом Хазиахметовым, старшим преподавателем Института ГВИЭ ФГБОУ «НИУ МЭИ».

НГВ: *В Европе гидроэнергетика испытывает кризис из-за засухи этим летом. Какие прогнозы по наполняемости рек в России?*

Р. Хазиахметов: Кризис все-таки проявился не в гидроэнергетике, а в системе энергоснабжения Европы и сельском хозяйстве и связан он не только с маловодным годом.

Завершающийся год стал краш-тестом не столько для ГЭС, сколько для подходов к гидротехническому строительству как в части проектирования, так и в части реализации проектов. В первую очередь в части освоения гидропотенциала равнинных рек. Этот год показал, что комплексный подход к гидротехническому строительству, заложенный в проект Волжско-Камского каскада, который регулярно подвергается критике в первую очередь за завышенные зоны затопления, позволил выжить в маловодный год так же, как он позволял выживать и в многоводные годы.

Во-первых, каскад выполнил все задачи в составе энергосистемы.

Во-вторых, даже один спасенный урожай засушливого года сопоставим по объему со всеми потерями, связанными с затоплением земель сельхозназначения.

Поэтому отважусь констатировать, что нас еще не раз спасет правильно выбранный в свое время подход к гидротехническому строительству.

Однако, всем известно, что вследствие незавершенности строительства Волжско-Камского каскада не работает сквозной транспортный коридор из Балтийского в Черное море. События нынешнего лета показали, что политические, либо региональные интересы, в угоду которым была приостановка реализации проекта Волжско-Камского каскада, породили уже геополитическую проблему. Есть о чем задуматься...

Что касается прогноза, то этот вопрос лучше задать гидрометеослужбе, но, боюсь, что даже она не даст никаких гарантий обеспеченности прогноза. И это не признак некомпетентности российских метеорологов, наоборот, в условиях ускорившейся динамики изменения климата для меня почти чудом является столь высокая сбываемость прогнозов.

Что касается трендов, то результаты некоторых исследований, которые были опубликованы, свидетельствуют о том, что водность рек Западной Европы имеет тренд к снижению.

Проведенные в свое время в РусГидро исследования влияния изменения климата на водность рек России показывают, что при сохранении трендов изменения климата, водность рек Европейской части может вырасти на величину до 15%, а водность рек Дальнего Востока на 30-35%.

Безусловно, такие исследования необходимо выполнять периодически, и их результаты должны лежать в основе разработки проектов развития гидроэнергетики как

в части нового строительства, так и реконструкции действующих гидроузлов.

При условии снижения точности прогноза и изменения водности, нивелирование рисков обеспечивают имеющиеся регулирующие емкости водохранилищ, но в этом случае они должны стать еще больше.

НГВ: *Принятые этим летом Правила использования водных ресурсов Енисейского каскада (Саяно-Шушенская, Майнская, Красноярская ГЭС) содержат условия наполнения Саяно-Шушенского водохранилища в зависимости от погоды (холодная или теплая зима). Причина в определенном состоянии плотины. Может быть, безопаснее просто понизить НПУ на 1-2 метра? Это также освободит от затопления значительные пастбищные земли в Туве.*

Р. Хазиахметов: Начну с ответа на последнюю часть вопроса. Зона затопления водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС не имеет статуса земель гослесфонда и земель сельскохозяйственного назначения. Поэтому в первую очередь нужно ставить вопрос о необходимости повышения эффективности земель, имеющих соответствующий статус. Что касается первой части вопроса, то температурный режим плотины и условия его поддержания и изменения являются неотъемлемой составной частью набора мер по обеспечению безопасности и, соответственно, проекта. Именно поэтому ограничения такого рода включаются в т.ч. и в Правила использования водных ресурсов.

Исполнение заданных требований позволяет исключить появление в теле плотины, ее основании и примыканиях недопустимых напряжений, ведущих к трещинообразованию. Снижение НПУ, о которых вы говорите, в этом случае может снизить последствия, но не исключить трещинообразования. Именно решение о снижении НПУ принималось в свое время по Саяно-Шушенскому гидроузлу в качестве временной меры до устранения возникшего разуплотнения примыкания тела плотины к основанию.

НГВ: *Многолетние циклы водности в Сибири существенно влияют на доступные водно-энергетические ресурсы и необходимость держать в резерве угольные ТЭС на периоды маловодья. Какие могут быть новые решения проблемы нестабильности выработки ГЭС?*

Р. Хазиахметов: Опять начну с последней части вопроса. Особенностью ГЭС той категории, о которой идет речь, т.е. крупных ГЭС, как раз является стабильность. Только выражается она в стабильности обеспечения соответствия прогнозу водности и режимов работы энергосистемы, заложенных в проект. С учетом прогнозируемой (включая цикличность) водности, потребности в базовой и мобильной мощности определяются, например:

- емкостью водохранилищ (при этом учитываются и граничные условия, например те, о которых Вы зада-

вали предыдущий вопрос – о целесообразности вывода из оборота земель иного назначения);

- балансом мощности генерирующих источников разного типа, топологией сети, в т.ч., резервированием и т.д. Неожиданности могут возникать либо в случаешибок прогноза при проектировании и строительстве, либо в планировании и исполнении режима при эксплуатации действующих объектов.

При сохранении трендов изменения климата, водность рек Европейской части может вырасти на величину до 15%, а водность рек Дальнего Востока на 30-35%

Если же стоит конкретная задача снижения резерва на ТЭС, то для Восточной Сибири ее техническое решение практически однозначно лежит в основе увеличения резерва мощности ГЭС за счет освоения огромного неосвоенного гидропотенциала, а вот выбор того или иного варианта это не прихоть, а технико-экономическая задача, решать которую надо с учетом необходимости обеспечения требований энергетической и экологической безопасности, надежности системы энергоснабжения и интересов потребителей.

НГВ: *В период маловодья в первые два десятилетия 21 века пойма Ангары в Иркутске была застроена. В период многоводья затопление этой застройки вызвало много шума и конфликтов между живущими по берегам нижнего бьефа и верхнего бьефа (Байкал). Как регулируются вопросы застройки в затопляемых территориях?*

Р. Хазиахметов: Вопросы застройки регулируются большим количеством нормативных актов. Основным нормативным документом является Градостроительный Кодекс РФ. При этом есть однозначное условие – любое строительство, в т.ч. жилищное, на территориях, отведенных под зоны затопления, запрещено.

Что касается зон подтопления, то конкретного запрета не существует, но субъект, решивший что-то в этой зоне строить, при получении разрешения должен получить информацию о возможных рисках. Если такой информации не было представлено, то у него есть право подать апелляцию. Если информация была, то все риски за возможность жить в комфортной зоне несет застройщик.

НГВ: *Какие есть перспективы комбинирования ГЭС с прерывистыми ВИЭ (солнечными и ветровыми электростанциями)?*

Р. Хазиахметов: Увеличение доли стохастической генерации в балансе требует практически равноценного увеличения маневренных мощностей, либо накопителей.

Поэтому один из наиболее привлекательных способов увеличения доли ветровой, солнечной или приливной генерации является увеличение мощностей ГЭС, которые сами являются источником возобновляемой энергии. Так же, как использование ГАЭС в качестве накопителей.

НГВ: *В стране остались тысячи низконапорных плотин, на которых в прошлые века вертелись колеса заводов и мельниц. Почему не состоялось массовое строительство микроГЭС на них?*

Р. Хазиахметов: Корректней поставить вопрос о том, почему в 60-е годы прошлого столетия были демонтированы тысячи действовавших в стране малых и микроГЭС, а также ветроустановок. В результате это направление практически «засохло» на корню. Сегодня этому процессу дали бы следующее оправдание: «так сложилась конъюнктура рынка», тогда дали определение: «волюнтаризм».

НГВ: *Сегодня делается ставка на миниГЭС, поскольку они дешевле, экологичнее, для них можно использовать российское оборудование. Какие перспективы этого направления? Объем рынка? Объем выработки энергии? Действительно ли, что российская промышленность сможет полностью обеспечить снабжение этого сегмента?*

Р. Хазиахметов: Главное, на мой взгляд, правильно расставлять приоритеты текущего момента, а не обозначать апологию, тогда на следующем витке не придется отвечать на вопрос о том, почему страна, имеющая 20% освоенного потенциала, не развивала большую гидроэнергетику? Задача сегодняшнего дня с учетом этого заключается в том, чтобы создать условия, исключающие торможение развития малой гидроэнергетики. Если исходить из того, что потенциал малой гидроэнергетики составляет порядка 10% потенциала большой, то рынок можно считать безграничным.

Имеющиеся же в стране инженерные разработки позволяют все необходимое производить силами отечественной промышленности.

Если исходить из того, что потенциал малой гидроэнергетики составляет порядка 10% потенциала большой, то рынок можно считать безграничным

НГВ: *Какие законодательные коррективы нужны, чтобы малая гидроэнергетика была востребована и развивалась? Чтобы компании могли строить подобные сооружения под свои нужды и под нужды городов, поселков, где у них зона влияния? Или это, в основном, государственная история?*

Р. Хазиахметов: Законодательство это вообще сфера деятельности государства. Так же как и система поддержки ее претворения в жизнь, инструментами которой являются Энергостратегия, Схемы территориального планирования, инвестиционные программы разного рода.

Что касается направления изменений, то это, пожалуй, в первую очередь более четкая формализация различий гидрогенерации как по мощности, месту и роли в водной системе.

А затем формирование нормативной среды в части предпроектных исследований, проектирования, строительства и эксплуатации объектов гидрогенерации с учетом их различий. Не секрет, что вся нормативная среда в этой сфере сформирована только применительно к большому ГЭС. В последние годы начата работа по фиксации граничных условий ее применения к этим объектам регулирования. Главное, чтобы освободившееся поле недолго оставалось пустым.

А вот ее заполнение во многом зависит от активности бизнес уровня, в том числе крупных компаний, не относящихся к ТЭК, а также различных групп заинтересованных в развитии ВИЭ.

НГВ: *Что касается модернизации малых ГЭС, то тут эксперты отмечают проблемы. Удельные затраты на единицу мощности и выработку электроэнергии малых станций существенно превышают таковые для крупных ГЭС. Множество станций стоят без реконструкции уже 60 лет. Как можно стимулировать модернизацию этого сегмента?*

Р. Хазиахметов: Масштабный фактор был одной из причин принятия решения по малым ГЭС, о котором мы уже говорили. Если оперировать сложившимися показателями эффективности (ЧДД, НЧП...), то обойти его никогда не удастся. Пути решения проблемы мы видим на примере продвижения идей развития ВИЭ в Японии, Западной Европе и ряде других регионов.

Нужна мощная система господдержки на всех стадиях жизненного цикла, начиная с подготовки кадров, конструирования, производства и кончая эксплуатацией. Это позволит совершить скачок развития технологий и перекрыть отрицательный фактор малой единичной мощности крупносерийным производством однотипных установок и таким образом обеспечит уже рыночную конкурентоспособность.

НГВ: *Эксперты считают, что, имея второй по величине гидропотенциал в мире, Россия пока его использует не более чем на 20%. Как бы Вы объяснили это утверждение? Нам нужно увеличить мощности, строить новые гидросооружения?*

Р. Хазиахметов: На самом деле, ситуация выглядит еще более скромно. Россия использует 20% экономиче-

ского гидропотенциала, комплексная оценка которого производилась в середине 60-х годов прошлого столетия и составляет около 850 млрд кВтч в год. Это примерно половина технического потенциала, который оценивается в 1670 млрд кВтч в год. При этом в большинстве стран, развивающих гидроэнергетику, которые производили оценку в более поздние годы, это соотношение существенно меньше.

Нужна мощная система господдержки на всех стадиях жизненного цикла, начиная с подготовки кадров, конструирования, производства и кончая эксплуатацией

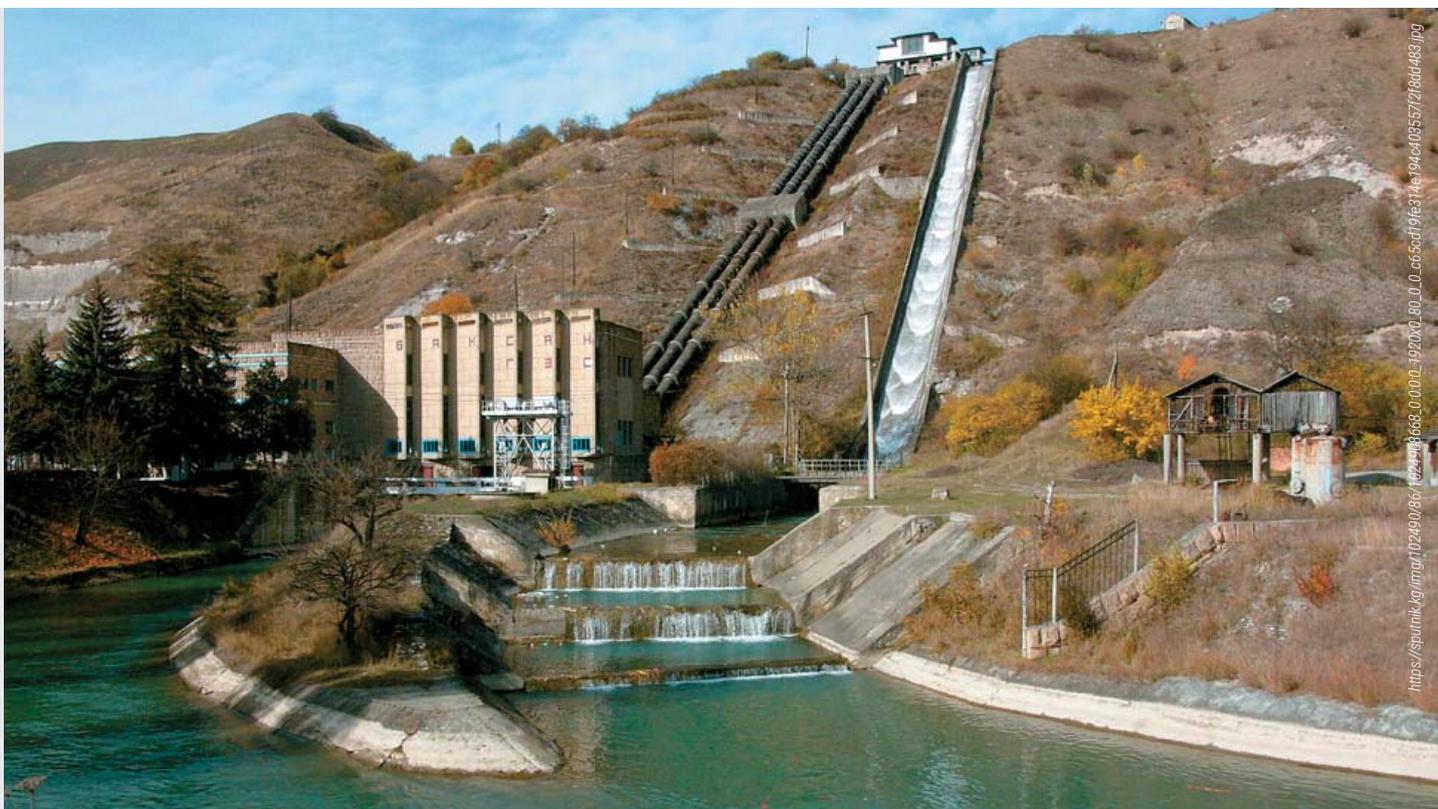
Действующая система оценки эффективности строительства крупных ГЭС практически всегда демонстрирует неэффективность их строительства в сравнении с другими видами производства электроэнергии. Причина в стоимости гидротехнических сооружений, подготовки зон затопления, компенсационных мероприятий. И отечественная и мировая практика показывают, что более объективную информацию дает система комплексной оценки эффективности сложных объектов. Она позволяет определить целесообразность и результативность по всем направлениям их использования, а также сравнить стоимости жизненных циклов проектов на протяжении существования наиболее долгоживущего проекта. Это в полной мере соответствует критериям устойчивого развития, принятым в качестве инструмента оценки в большинстве стран мира, в том числе и считающих себя апологетами рыночных отношений.

НГВ: *Гидрогенерация как преимущество экономики замкнутого цикла – утратится или сохранится? В этом контексте, как Вы видите будущее гидроэнергетики?*

Р. Хазиахметов: Если рассматривать гидроэнергетику только как составную часть энергосистемы, то будущее – в полном освоении экономического гидропотенциала как больших, так и малых водотоков, что при признанных ныне показателях может составить примерно 1 млрд кВтч в год. Темпы прироста, безусловно, будут определяться приростом энергопотребления.

Для увеличения экономического гидропотенциала важно уделять внимание учету влияния гидротехнического строительства на результаты изменения условий мелиорации, транспорта, защиты территорий от затопления и водоснабжения.

При сохранении трендов изменения климата цель обеспечения пресной водой может оказаться решающей, т.к. будет носить не только страновой, но и глобальный характер. ❏



ГИДРОМИНИМАЛИЗМ: СЛУЧИТСЯ ЛИ ВОЗРОЖДЕНИЕ?

АРТЕМ КРУПЕНКО

Исполнительный директор Национальной ассоциации водоснабжения и водоотведения

Малая гидроэнергетика в России имеет огромный потенциал – она экологична, не столь капиталоемка и безопасна. Для регионов, где строительство крупных генерирующих объектов нерационально, миниГЭС могли бы стать основой обеспечения энергетической независимости. Тем не менее темпы развития, а точнее, возрождения отрасли в РФ оставляют желать лучшего. Есть ли надежда на изменения?

В последнее время в энергетической отрасли наблюдается некоторый всплеск интереса к малым ГЭС как к электростанциям, работающим на основе возобновляемых источников энергии. Эксплуатацию таких станций нельзя назвать новым делом для нашей страны, скорее, это хорошо забытое старое. Но, несмотря на то, что у ма-

лой гидроэнергетики в России долгая и славная история, сегодня мы вынуждены практически заново начинать освоение малых рек.

В России для производства электроэнергии малые реки активно использовали со второй половины XIX века. Сначала гидравлическую энергию преобразовывали в

механическую с помощью водяных колес, а позже, с появлением водяных турбин, водяные мельницы были замещены гидроэлектростанциями.

Развитие малой гидроэнергетики дало толчок к изучению водного режима и условий формирования стока малых рек. В первые годы освоения малых рек гидротехнические сооружения проектировали без обоснования гидрологическими данными. Для расчетов принимали сечения либо недостаточные, либо слишком большие для пропуска воды, что нередко выливалось в разрушения ГЭС или удорожание строительства. Известно довольно много случаев размыва плотин из-за перелива воды через их гребни. Причиной тому – ошибки в расчетах максимальных стоков рек.

У малых рек сток в течение года колеблется сильнее, чем у крупных, к тому же любое изменение в ландшафте водосбора реки быстро отражается на ее поверхностном стоке (в результате осадков и снеготаяния) и общем режиме питания. Весенний паводок может длиться всего несколько дней или даже часов, но этого времени вполне достаточно, чтобы разрушить плотину, если она неправильно рассчитана. Поэтому во время гидроэнергетического бума 1920-1930 годов были очень востребованы разработки советских ученых-гидрологов Б.В. Полякова, Д.Л. Соколовского, В.Д. Комарова, С.Н. Крицкого, М.Ф. Менкеля, К.И. Россинского. По рекомендациям ученых была построена сеть гидрологических постов на малых реках, которая сегодня, увы, фактически разрушена. Последствия отсутствия контроля стока малых и средних рек мы могли наблюдать во время последних наводнений в Приамурье и на Дальнем Востоке.

Сегодня продолжается строительство новых и восстановление действовавших прежде, но остановленных и частично разрушенных малых ГЭС. В новом строительстве преобладают микроГЭС с единичной мощностью агрегатов от 10 до 50 кВт, объединенные в системы по 2-5 единиц, и малые ГЭС с единичной мощностью агрегатов от 200 до 550 кВт, объединенные в системы по 2-7 единиц.

Малый ГЭС – что это?

В российской практике под микроГЭС подразумевают станции мощностью до 100 кВт, а под малыми – общей установленной мощностью до 30 МВт с мощностью единичного гидроагрегата до 10 МВт и диаметром рабочего колеса гидротурбины до 3 м (см. «Классификация ГЭС»).

Как считают эксперты, подобная классификация затрудняет расчет валового энергетического потенциала малой гидроэнергетики, поскольку не позволяет определить технические параметры гидроэлектростанции. При этом под валовым потенциалом (ВИЗ) понимается его средний годовой объем, содержащийся в данном ре-

Классификация ГЭС

ГЭС на равнинных реках с валовым потенциалом до 2 МВт, на горных реках – до 1,7 МВт;

ГЭС на реках с валовым потенциалом 100-2000 кВт;

ГЭС мощностью до 25 МВт;

ГЭС мощностью до 30 МВт;

ГЭС мощностью до 50 МВт.

До 10 кВт – пикоГЭС;

До 100 кВт – микроГЭС;

До 1000 кВт – миниГЭС;

До 30000 кВт – малая ГЭС

(при единичной мощности агрегата 5 (10) МВт).

сурсе, при полном его превращении в полезную энергию. На эту проблему следует обратить внимание, поскольку все расчеты потенциала возобновляемых энергоресурсов базируются на моделях и методиках, определяющих точность конечного результата, а значит и эффективность применения конкретного энергоресурса в конкретных условиях.

Источники ресурсов малой гидроэнергетики

- Естественные и искусственные водотоки (малые и средние реки, ручьи, оросительные и судоходные каналы);
- Водосбросы из водохранилищ, искусственных прудов, шлюзов;
- Гидравлические системы (питьевые водоводы, технологические водотоки, водосбросы ТЭЦ и АЭС).

Сток малых рек составляет около 50% общего стока рек. На территории бассейнов малых рек проживает до 44% городского населения, 90% сельского населения (см. «Гидроэнергетический потенциал малых рек России»).

Гидроэнергетический потенциал малых рек России, млрд кВтч/год

Федеральный округ	Теоретический потенциал	Технический потенциал
Северо-Западный	48,6	15,1
Центральный	7,6	2,9
Приволжский	35	11,4
Южный	50,1	15,5
Уральский	42,6	13,2
Сибирский	469,7	153
Дальневосточный	452	146
ИТОГО по России	1105,6	357,1

Энергодостаточность регионов РФ

№	Энергосистемы субъектов РФ	Производство ЭЭ минус внутреннее потребление, млн кВт/ч	Производство/потребление, %
1	Карачаево-Черкесская Республика	-797,4	44,4
2	Хабаровский край и Верейская АО	-858,3	90,7
3	Республика Ингушетия	-878,2	83,4
4	Республика Северная Осетия-Алания	-1025,6	44,4
5	Республика Кабардино-Балкария	-1214,9	31,4
6	Республика Крым и г. Севастополь	-1392,8	84,1
7	Приморский край	-2780,7	80,2

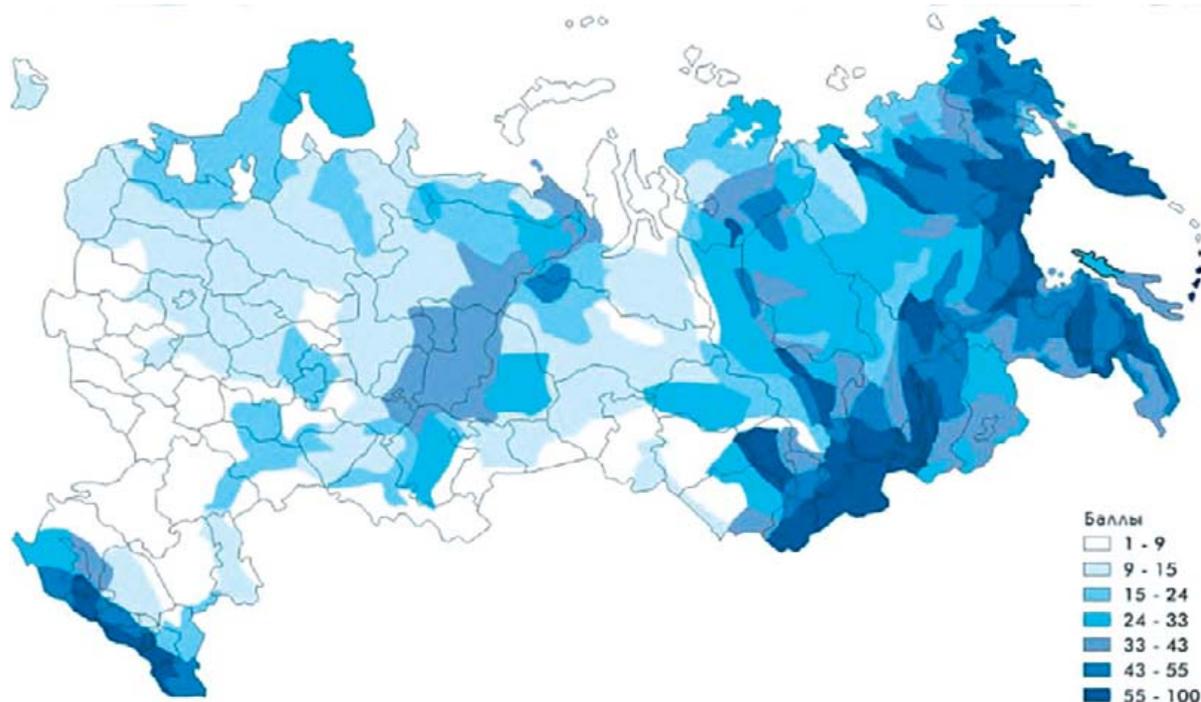
Также отметим, что строить малые ГЭС рационально там, где социально-экономические условия и перспективы развития местного производства недостаточны для большой энергетики. Роль малых ГЭС особенно велика в отдаленных регионах (Восточная Сибирь, Камчатка, Дальний Восток, горные районы) с рассредоточенными потребителями энергии. Преобладающие здесь дизельные электростанции работают на солярке, а она с каждым годом обходится все дороже и является серьезным загрязнителем окружающей среды.

Давайте посмотрим на данные по энергодостаточности российских регионов (см. «Энергодостаточность регионов РФ»). И теперь, соответственно, на потенциал тех или иных субъектов с точки зрения экономической, экологической и энергетической эффективности площадок для строительства или реконструкции объектов малой гидроэнергетики (см. «Гидроэнергетический потенциал МГЭС»).

По мнению многих экспертов, основное назначение МГЭС в ближайшие годы будет заключаться в замещении завозимого в удаленные регионы России органического топлива (в первую очередь – дизельного) с целью снижения расходов федерального бюджета и повышения эффективности и энергетической безопасности энергодефицитных регионов. Строительство МГЭС предполагается, помимо прочего, производить на охраняемых природных территориях и в местах с достаточно стабильным режимом водности малых водотоков. Современные технологические возможности, о которых мы поговорим ниже, позволяют также осваивать удаленные горные районы Крыма, Северного Кавказа и «горных стран» Восточной Сибири (см. «Потенциал развития разных видов энергетики»).

Что касается экономического потенциала различных энергетических источников, на приведенной ниже таблице (данные НАЭВИ на ноябрь 2021 года) прекрасно

Гидроэнергетический потенциал МГЭС



Потенциал развития разных видов энергетики



видна разница капитальных и эксплуатационных затрат по тем или иным видам самого процесса производства электроэнергии, а также используемого оборудования (см. «Альтернативная энергетика»). Из этих данных можно сделать предварительный вывод, что для определенных районов России МГЭС являются наиболее приемлемым, как с экологической, так и с экономической точки зрения, видом источника электроэнергии.

Несмотря на то, что у малой гидроэнергетики в России долгая и славная история, сегодня мы вынуждены практически заново начинать освоение малых рек

В этих условиях организации, проектирующие МГЭС и производящие соответствующие обследования малых водотоков выявили более 200 мест для строительства МГЭС, что позволит, по приблизительным оценкам, производить до 1,5 млрд кВт-ч электроэнергии в год. В соответствии с более поздними исследованиями, электроснабжение ряда населенных пунктов Дальнего Востока и Приморья может быть оптимизировано за счет строительства 7-8 МГЭС, расположенных вблизи потребителей и объединенных в местную энергосистему.

Реализация этих проектов поможет сократить объем завозимого в регион дизельного топлива на 28 тыс. тонн

в год, что высвободит автотранспорт и сократит загрузку местных портов. Все это существенно увеличит энергетическую независимость Дальнего Востока и Приморья.

Достоинства и недостатки малой гидроэнергетики

Как и любой другой способ производства энергии, применение малых и миниГЭС имеет как преимущества, так и недостатки. Среди экономических, экологических и социальных преимуществ объектов малой гидроэнергетики можно назвать следующие. Их создание повышает энергетическую безопасность региона, обеспечивает независимость от поставщиков топлива, находящихся в других регионах, экономит дефицитное органическое топливо. Сооружение подобного энергетического объекта не требует крупных капиталовложений, большого количества энергоемких строительных материалов и значительных трудозатрат, относительно быстро окупается. Кроме того, есть возможности для снижения себестоимости возведения за счет унификации и сертификации оборудования.

В процессе выработки электроэнергии МГЭС не производит парниковых газов и не загрязняет окружающую среду продуктами горения и токсичными отходами, что соответствует требованиям Киотского протокола. Подобные объекты не являются причиной наведенной сейсмичности и сравнительно безопасны при естественном возникновении землетрясений. Они не оказывают отрица-

Альтернативная энергетика

Станции мощностью 1-35 МВт		МГЭС Энергия водного потока	ВЭС Ветровая энергия	СЭС Солнечная энергия	ДЭС Химическая энергия
LCOE в 2019 г., руб./кВт*ч		13	11	23	50*
КИУМ, %		38	27	18	28
Ресурс, лет		50	15	25	20
Проектирование и получение ИРД на новый объект, мес.		18	6	6	6
СМР, мес.		18	3	10	12
Маневренность		Высокая	Низкая	Низкая	Средняя
Кап. затраты, тыс. руб./кВт		120-188	86-155	109-169	60-65
КПД до, %		93	60	30	44
Удельная стоимость основного оборудования, тыс. руб./кВт		58	133	95	50
Готовность ОПК к изготовлению оборудования	Механическое	+	+	+	+
	Электрическое	+/-	+/-	-	+/-
	Генерирующее	-	-	-	-
Конкуренция		Низкая	Высокая	Высокая	Высокая

тельного воздействия на образ жизни населения, на жилищный мир и местные микроклиматические условия.

Возможные проблемы, связанные с созданием и использованием объектов малой гидроэнергетики, менее выражены, но о них также следует сказать.

Как любой локализованный источник энергии, в случае изолированного применения, объект малой гидроэнергетики уязвим с точки зрения выхода из строя, в результате чего потребители остаются без энергоснабжения (решением проблемы является создание совместных или резервных генерирующих мощностей – ветроагрегата, когенерирующей миникотельной на биотопливе, фотоэлектрической установки и т.д.).

Строить малые ГЭС рационально там, где социально-экономические условия и перспективы развития местного производства недостаточны для большой энергетики

Существует определенная сезонность в выработке электроэнергии (заметные спады в зимний и летний период), приводящая к тому, что в некоторых регионах малая гидроэнергетика рассматривается как резервная (дублирующая) генерирующая мощность.

Среди факторов, тормозящих развитие малой гидроэнергетики в России, большинство экспертов называют неполную информированность потенциальных пользователей о преимуществах применения небольших гидроэнергетических объектов; недостаточную изученность

гидрологического режима и объемов стока малых водотоков; низкое качество действующих методик, рекомендаций и СНиПов, что является причиной серьезных ошибок в расчетах; неразработанность методик оценки и прогнозирования возможного воздействия на окружающую среду и хозяйственную деятельность; слабую производственную и ремонтную базу предприятий, производящих гидроэнергетическое оборудование для МГЭС, в то время как массовое строительство объектов малой гидроэнергетики возможно лишь в случае серийного производства оборудования, отказа от индивидуального проектирования и качественно нового подхода к надежности и стоимости оборудования – по сравнению со старыми объектами, выведенными из эксплуатации.

Что же касается современных тенденций, то, пожалуй, первая – это новое, но «хорошо забытое старое» использование малых подземных электростанций, вторая же – цифровые миниГЭС. Про подземные ГЭС вообще и миниГЭС, в частности, написано довольно много, но главное, что отличает современное строительство, это применение принципиально новых строительных технологий и материалов, что позволяет использовать для строительства подземных установок как прочные, так и сравнительно слабые скальные породы, что определяет осуществление различных форм выломок для создания машинных залов, а также разнообразие креплений. По-прежнему наиболее распространенной является прямоугольная форма с верхним сводом, который в прочных породах не крепится, так же, как и боковые стены. В более слабых породах делается бетонный свод, а стены остаются незакрепленными или применяется усиленная анкеровка.

Цифровые миниГЭС – малые гидроэлектростанции, являющиеся киберфизическими системами, проектирование, строительство и эксплуатация которых основаны на цифровых технологиях (см. «Цифровые миниГЭС»).

Можно выделить следующие основные технологические тренды создания миниГЭС, которые базируются на вышеперечисленных концепциях:

- Массовое внедрение интеллектуальных датчиков в оборудование и производственные линии (технологии индустриального Интернета);
- Переход на безлюдное производство и массовое внедрение роботизированных технологий;
- Переход на хранение информации и проведение вычислений с собственных мощностей на распределенные ресурсы («облачные» технологии);

Что касается современных тенденций, то первая – это использование малых подземных электростанций, вторая – цифровые миниГЭС

- Сквозная автоматизация и интеграция производственных и управленческих процессов в единую информационную систему;
- Переход на обязательную оцифрованную техническую документацию и электронный документооборот («безбумажные» технологии);
- Цифровое проектирование и моделирование технологических процессов, объектов на всем жизненном цикле от идеи до эксплуатации (применение инженерного программного обеспечения);
- Применение мобильных технологий для мониторинга, контроля и управления процессов;
- Развитие технологий промышленной аналитики;
- Переход на реализацию продукта через Интернет;
- Массовое индивидуальное производство под нужды заказчика (аддитивные технологии);
- Сервисная бизнес-модель;
- Прогнозное обслуживание;
- Прогнозирование качества;
- Отслеживание состояния;
- Совместное использование ресурсов;
- Мгновенное реагирование;
- Цифровые рабочие места.

Цифровые миниГЭС в настоящий момент могут являться основой создания рынка оборудования, программного обеспечения, инжиниринговых и сервисных услуг для разномасштабных комплексных систем и сервисов интеллектуальной энергетики.

Подводя итоги, хочется отметить, что, несмотря на то, что потребность в малой гидроэнергетике существует

Цифровые миниГЭС

Киберфизические системы (CPS) – это системы, состоящие из различных природных объектов, искусственных подсистем и управляющих контроллеров, позволяющих представить такое образование как единое целое. Новизна и принципиальное отличие CPS от существующих встроенных систем или АСУ ТП, на которые они похожи, состоит в том, что CPS интегрируют в себе компьютерные аппаратные и программные технологии, качественно новые исполнительные механизмы, встроенные в окружающую их среду и способные воспринимать ее изменения, реагировать на них, самообучаться и адаптироваться.

Цифровые миниГЭС являются частью цифровой экономики как хозяйственного уклада производства и распределения общественных благ, складывающегося при использовании электронных технологий, электронной инфраструктуры и услуг, технологий анализа больших объемов данных и прогнозирования в целях оптимизации производства, распределения, обмена, потребления и повышения уровня социально-экономического развития.

Цифровые миниГЭС создаются на основе двух технологических концепций:

- **роботизация** – использование интеллектуальных роботехнических комплексов, функциональные особенности которых состоят в гибком реагировании на изменения в рабочей зоне.
- **технология открытого производства** – технология, основанная на новой модели социоэкономического производства, в рамках которой физические объекты создаются исходя из принципов открытости, взаимодействия и распределения, при этом модель основывается на принципах открытого проектирования и открытого источника (open source).

объективно, темпы ее возрождения в России весьма скромные. Сказывается отсутствие проработанной законодательной базы и унифицированного отечественного оборудования для малых ГЭС. Однако недавнее решение государства обеспечить поддержку их строителям с помощью механизма договоров о предоставлении мощности позволяет надеяться, что в ближайшее время все изменится к лучшему. 

Список литературы

1. Д.С.Щавелев, Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции), Л., 1981
2. Волков В.П., Наумов С.Н., Пирожкова А.Н., Храпов В.Г. «Тоннели и метрополитены»;
3. Сорочан В.А. «Основания, фундаменты и подземные сооружения», Справочник.
4. Анна Марченко, «Энерговектор», 10/20
<https://minenergo.gov.ru/>
<https://www.naevi.ru>
5. ZAVODFOTO, <https://zen.yandex.ru/zavodfoto>



ГИДРОЭНЕРГЕТИКА: МОЩНО, ДОРОГО, СУРОВО?

СЕРГЕЙ ПОДКОВАЛЬНИКОВ

*Доктор технических наук, заместитель директора по науке,
заведующий отделом электроэнергетических систем
ИСЭМ СО РАН, spodkovalnikov@isem.irk.ru*

ЛЮДМИЛА ЧУДИНОВА

*Кандидат технических наук,
старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН,
chudinova@isem.irk.ru*

Россия обладает значительным потенциалом в области гидроэнергетики, который, увы, используется не в полной мере. При этом в ряде регионов РФ именно ГЭС и приливные электростанции могли бы стать энергетической основой экономического и промышленного развития, а также способствовать достижению климатических целей. Однако для их строительства необходимы огромные инвестиции. При этом эксперты полагают, что вопросы эффективности, экономической целесообразности гидроэнергетики требуют большего внимания.

ГЭС остаются одним из наиболее привлекательных источников электроэнергии, которому во всем мире уделяется большое внимание. Они используют природные возобновляемые энергоресурсы, имеют высокоманевренное генерирующее оборудование и не загрязняют атмосферу. Их вовлечение в энергобаланс будет способствовать достижению Россией цели углеродной нейтральности.

Технический гидроэнергетический потенциал России довольно высок (см. «Гидроэнергетические ресурсы крупных и средних рек»). Он равен примерно 1,7 трлн кВт-ч/год, что составляет более 11% от мирового потенциала гидроэнергетических ресурсов. Лидерами по ресурсам выступают Восточная Сибирь (ВС) и Дальний Восток (ДВ). Полный валовой (теоретический) гидроэнергетический потенциал только крупных и средних рек на их территории составляет 848 и 1009 млрд кВт-ч в год, или 35,4 и 42,1% от общероссийского соответственно. Еще 280 млрд кВт-ч гидроэнергии в этих регионах приходится на малые реки. Технический потенциал гидроэнергоресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока равен 661 и 684 ТВт-ч в год соответственно – это 80% от общероссийского [1].

Гидроэнергетические ресурсы крупных и средних рек

	Валовый потенциал, ТВт-ч/год	Технический потенциал, ТВт-ч/год
Россия	2395	1670
Восточные регионы	1857	1345
в т.ч. Восточная Сибирь	848	661
Дальний Восток	1009	684

При этом запасы гидроэнергии на территории этих регионов распределены крайне неравномерно: половина их валового и технического потенциала приходится на Республику Саха (Якутия) и Красноярский край с Республикой Хакасия. В то же время Приморский край, и особенно Сахалинская область, гидроэнергоресурсами бедны.

В настоящее время в Сибири действуют одиннадцать ГЭС с общей установленной мощностью более 26 ГВт. На Дальнем Востоке эксплуатируются семь ГЭС с суммарной мощностью более 6 ГВт (см. «Действующие ГЭС в восточных районах РФ»). Коэффициент практического ис-

Действующие ГЭС в восточных районах РФ

ГЭС	Район, река	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, ТВт-ч
Сибирь		26407	114,5
Новосибирская	Новосибирская область, р. Обь	490	2,0
Саяно-Шушенская	Красноярский край, р. Енисей	6400	21,8
Майнская	-//-	321	1,5
Красноярская	-//-	6000	18,4
Усть-Хантайская	Там же, р. Хантайка	511	2,4
Курейская	Там же, р. Курейка	600	2,6
Иркутская	Иркутская область, р. Ангара	662	4,1
Братская	-//-	4500	22,5
Усть-Илимская	-//-	3840	21,2
Мамаканская	Там же, р. Мамакан	86	0,4
Богучанская	-//-	2997	17,6
Дальний Восток		5946 (6180)*	23,5
Зейская	Амурская область, р. Зeya	1330	4,9
Бурейская	Там же, р. Бурейя	2010	7,1
Нижне-Бурейская	Там же, р. Бурейя	320	1,7
Вилуйская	Республика Саха (Якутия), р. Вилуй	680	2,6
Светлинская	-//-	278 (370)*	1,2
Колымская	Магаданская область, р. Колыма	900	3,4
Усть-Среднеканская	-//-	428 (570)*	2,6

*проектное значение

пользования технического потенциала в Восточной Сибири составляет 17,3%, а на Дальнем Востоке – 3,4% [2].

В энергобалансе регионов гидроэлектростанции играют важную роль. Общая доля ГЭС на этих территориях, особенно в Восточной Сибири, существенно превышает общероссийскую (составляющую порядка 18%). В этом отношении особо выделяется Иркутская энергосистема с долей выработки ГЭС в 87%.

Гидроэнергетика Восточной Сибири и Дальнего Востока по уровню развития и производству превзошла гидроэнергетику Европейской территории страны. В то же время потенциал Сибири и Дальнего Востока реализован далеко не полностью.

Таким образом, в этих районах еще сохраняются широкие возможности для дальнейшего развития гидроэнергетики. Фактически только в них остаются условия для сооружения традиционных ГЭС разной мощности (см. «Перспективные ГЭС в восточных районах РФ»). При этом сдерживающим фактором ускорения гидроэнергостроительства в восточных районах, особенно на Дальнем Востоке, многие годы является отсутствие потребности в их электроэнергии. В связи с этим сооружение ГЭС должно быть увязано с промышленным развитием прилегающих территорий [3].

Ресурсы приливной энергии России и Дальнего Востока

В России также имеются ресурсы нетрадиционной гидроэнергии – приливной энергии, к которой в последнее время наблюдается повышенный интерес на фоне усиления тренда использования ВИЭ.

Доля России в мировом потенциале по использованию приливной энергии составляет порядка 12,5%. Сооружение приливных электростанций в РФ возможно только в двух регионах: на побережье Баренцева моря на Северо-Западе и Охотского моря – на Дальнем Востоке. Всего на территории России может быть построено до десятка плотинных приливных электростанций (ПЭС) общей мощностью, в зависимости от выбираемых створов, 48-108 тыс. МВт и годовой выработкой электроэнергии 110-260 млрд кВт·ч. Наиболее мощными из них являются Мезенская (11,4-18,7 тыс. МВт, 38,9-51 млрд кВт·ч/год) и Кольская ПЭС (40 МВт, 21 млн кВт·ч/год) на Северо-Западе, а также Тугурская (5,18-6,8 тыс. МВт, 16,1-19,5 млрд кВт·ч/год) и Пенжинская ПЭС (21,4-87,4 тыс. МВт, 71,4-190 млрд кВт·ч/год) на Дальнем Востоке [4], [5].

Рассмотрим некоторые перспективные ПЭС на Дальнем Востоке России.

Тугурскую ПЭС предлагается соорудить в наиболее узком, южном створе залива Тугур Охотского моря на северо-востоке Хабаровского края. Длина напорного фронта гидроузла составит 17,5 км, площадь зеркала

залива – 1180 км², высота прилива – 4,2-7,6 м при среднем значении 5,36 м.

Мощность ПЭС по уточненному в 2007 году ТЭО равна 5,18 тыс. МВт. В компоновку гидроузла руслового типа войдут здание электростанции длиной 15,4 км, глухие береговые плотины общей длиной 1,28 км и рыбопропускные сооружения (250 м). Здание ПЭС предполагается соорудить из 157 двухъярусных блоков с 10 ортогональными агрегатами в каждом. Всего на Тугурской ПЭС намечается установить 1570 агрегатов. Заметим, что ортогональными называются агрегаты, ось которых перпендикулярна потоку воды. Диаметр рабочего колеса гидротурбин – 5 м, мощность – около 3 МВт. Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности ПЭС в этом случае предварительно оцениваются в \$1500.

Здесь нужно отметить, что в первоначальном варианте на Тугурской ПЭС предлагалось установить 420 прямоточных, обратимых агрегатов мощностью 16,2 МВт с диаметром рабочего колеса 10 м. При этом ее установленная мощность составила бы 6,8 тыс. МВт, а длина станционного здания – 10,1 км. Удельные капиталовложения на 1 кВт – оценивались примерно в \$1000.

Пенжинская ПЭС может быть построена в одноименной губе в северной части Охотского моря. Рассматриваются два створа: южный и северный.

Длина южного створа – 72 км, из них на очень глубокие участки (до 67 м) приходится 51 км. Площадь зеркала бассейна равна 20,5 тыс. км². Высота волны в этом створе доходит до 10-11 м. В связи с большими глубинами здесь предполагается возвести трехэтажное станционное здание совмещенного, так называемого «пенжинского» типа. Его длина – 50 км. Общая мощность станции, оборудованной 4416 прямоточными агрегатами с единичной мощностью 19,8 МВт, составит 87,4 тыс. МВт. При этом ее годовая выработка составит 190 млрд кВт·ч. Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности ПЭС в южном створе оцениваются экспертами примерно в \$1500-2000.

Северный створ имеет длину 32,3 км. Здесь проектируется станционное двухъярусное здание, оборудованное агрегатами двух типоразмеров. На участках с глубинами 26 м и больше может быть установлено 568 агрегатов с диаметром рабочего колеса 10 м и единичной мощностью 19,8 МВт, а на участках с глубинами до 21 м – 970 агрегатов с диаметром рабочего колеса 7,5 м и мощностью 11 МВт. Общая мощность ПЭС в этом случае достигнет 21,4 тыс. МВт, а выработка электроэнергии – 71,4 млрд кВт·ч/год.

В отличие от залива Тугур, где режим прилива полусуточный, в Пенжинской губе он имеет суточный характер. Пенжинская ПЭС будет работать по шесть часов в сутки.

Створы Тугурской и Пенжинской ПЭС расположены на территориях с очень суровым климатом, сильными



Перспективные ГЭС в восточных районах РФ

ГЭС	Субъект Федерации, река	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, млрд кВт-ч
Восточная Сибирь			
Мокская	Иркутская область, р. Витим	1200	4,7
Ивановская	- // -	210	1,04
Тельмамская	Иркутская область, р. Мамакан	450	1,6
Нижнебогучанская	Иркутская область, р. Ангара	660	3,3
Мотыгинская	- // -	1320	6,4
Эвенкийская (Туруханская)	Красноярский край, р. Ниж. Тунгуска	12000	46,0
Дальний Восток			
Нижнебурейская	Амурская область, р. Зея	321	1,65
Нижнезейская	- // -	300	1,97
Граматухинская	- // -	300	1,97
Селемджинская	Там же, р. Селемджа	400	1,80
Русиновская	- // -	470	1,51
Гиллойская	Хабаровский край, р. Гиллой	462	1,2
Нижне-Ниманская	Там же, р. Ниман	600	1,8
Южно-Якутский ГЭС	Респ. Саха (Якутия), бассейн р. Лена	9020	40,7
Канкунская	р. Тимптон	1300	5,7
Нижнетимптонская	- // -	800	3,5
Средне-Учурская	р. Учур	3330	15,0
Учурская	- // -	360	2,2
Олекминская	р. Олекма	2000	7,6
Нижне-Олекминская	- // -	230	1,0
Верхнеалданская	р. Алдан	1000	4,5

ветрами и сложными ледовыми условиями, поэтому их стационарные здания должны иметь специальную ледовую защиту.

Гидроэнергетика и спрос пока не совпали

Новое гидроэнергостроительство предполагается на Востоке, Севере и Северо-Востоке России (см. «Перспективные ГЭС в восточных районах РФ»), в основном в удалении от промышленно развитых и транспортно-освоенных регионов, то есть на территориях, где отсутствуют крупные промышленные потребители электроэнергии. Следовательно, выработка новых ГЭС должна либо передаваться на дальние расстояния в центры потребления электроэнергии, либо промышленные предприятия должны сооружаться вблизи ГЭС, формируя, т.н. промышленно-энергетические кластеры. Опыт формирования таких кластеров (территориально-промышленных комплексов) был накоплен в советский период и в целом считается успешным. Он даже изучался в Международном институте прикладного системного анализа (International Institute for Applied system analysis – IIASA) в Вене вместе с американским опытом комплексного развития долины реки Тенесси на основе гидроэнергостроительства.

Что касается перспективных ПЭС, то, имея негарантированную переменную энергоотдачу и частично выдавая энергию в централизованную систему, они могли бы стать энергетической базой для производства водорода.

Однако гидроэнергостроительство, особенно с развитием на его базе промышленных предприятий в удаленных районах страны, требует весьма значительных инвестиций.

Неясно, насколько возможно осуществление таких инвестиций в условиях санкционного давления на Россию со стороны развитых стран Северной Америки, Европы и Азии.

В заключение можно сказать, что вопрос о роли гидрогенерации как драйвера экономического развития России требует дальнейшего изучения. Необходимы дополнительные технико-экономические исследования, которые могли бы взаимосвязанно рассмотреть перспективы развития гидроэнергетики в контексте социально-экономического развития, в том числе развития промышленных производств. ❏

Список литературы

1. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Академическое издательство Гео, 2011. – 368 с.
2. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников, И.В. Слива / под общей ред. к. т. н., проф. В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. – 224 с.
3. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.
4. Усачев И.Н. Перспективы строительства приливных электростанций России // Гидротехническое строительство. 2000. № 8-9.
5. Подковальников С.В., Савельев В.А. Перспективы и эффективность использования приливной энергетики на Дальнем Востоке России // Энергия: экономика, техника, экология. – 2008. – № 8. – С. 7-14.



Читайте актуальные новости на нашем Telegram-канале

@NGVERTICAL





НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

БПЛА можно обнаружить в бинокль и сбить из ружья

После 24 февраля в России стали происходить аварии на объектах инфраструктуры ТЭК. Известно о пожаре на Новошахтинском НПЗ, рядом с которым нашли обломки беспилотников, «неожиданно» загорелась нефтебаза в Белгороде, были случаи, связанные со сбоем обслуживания на АЗС в результате хакерских атак.

В конце октября анонсировано, что власти намерены усилить защиту энергообъектов от дронов. Правительство поручило Минэнерго до 1 ноября проработать вопрос об ограничении полетов беспилотных летательных аппаратов над наиболее значимыми объектами ТЭК.

Вопрос безопасности в настоящее время выходит на новый уровень. То, что казалось ранее фантастичным, становится нормой. Объекты ТЭК или подвергаются хакерским взломам через интернет, или атакуются дронами. Системе ПВО сложно обнаружить дроны: зачастую беспилотники запускаются в непосредственной близости от объекта, или они просто могут быть маленького размера. Такие мелкие летательные аппараты могут быть как кустарного производства, так и фабричные (сделанные на базе иранских БПЛА). В любом случае сбить такой аппарат сложно. «Их локаторы не отражают, – прокомментировал ситуацию анонимный компетентный источник, – локаторы, в основном, настроены на крупные объекты, типа самолетов, и на ско-

ростные. Беспилотники тихоходные, маленького размера, локатор их просто «не видит». Это как будто птица или облако. Локатор их воспринимает как помеху». Эксперт уточнил, что радары пока не смогут обнаружить и скоростной БПЛА, летящий на скорости звука. Правда, уточнил он, таких пока еще нет.

Вычислить подобных интервентов можно с помощью оптических приборов, биноклей. Могут быть, конечно, установлены и специальные системы наблюдения с видеокамерами. Но возникает вопрос – как сбить? Сбить можно пулями. О чем это говорит? Что в периметре объекта должны стоять зенитки или специально обученные люди с ружьями. Конечно, странно такое представить, но действительность намекает, что именно в таком направлении защиты и придется двигаться. С какой стороны ни крути, времена настают тревожные. Но стимулирующие на работу инженерную мысль и системы безопасности промышленных предприятий.

Есть много возможностей для нападения на энергетическую, производственную инфраструктуру. О том как предотвратить или в случае инцидента какие меры принять, читайте в статье «Как избежать техногенный катастроф во время глобальных конфликтов?», опубликованную в рубрике ТЭКО. По теме кибербезопасности о новых угрозах и мерах предотвращения представлена статья «Искусство защиты» в рубрике «Цифровизация».



КАК ИЗБЕЖАТЬ ТЕХНОГЕННЫХ КАТАСТРОФ ВО ВРЕМЯ ГЛОБАЛЬНЫХ КОНФЛИКТОВ?

ИГОРЬ ШКРАДЮК

Координатор программы экологизации промышленности Центра охраны дикой природы, эксперт Международного социально-экологического союза

Текущая турбулентная геополитическая ситуация повышает риск тяжелых комплексных аварий на ключевых объектах российской нефтегазовой инфраструктуры. В этой связи жизненно важной задачей является усиление мер по обеспечению безопасности критических объектов. Причем осуществляться это должно как на уровне отдельных компаний, так и на уровне государства.



В ходе добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти и газа, а также потребления конечных продуктов происходят различные чрезвычайные ситуации, в том числе вызывающие значительный ущерб для природы, людей и созданных людьми ценностей. Предупреждение чрезвычайных ситуаций и ликвидация последствий аварий являются важными задачами предприятий нефтегазового комплекса.

В целом, чем крупнее авария, тем меньше ее вероятность. Существуют различные математические формулы, показывающие вероятность аварий в зависимости от различных факторов. Все уже посчитано. И можно применять формулы к процессам промышленной инфраструктуры, чтобы спрогнозировать и предотвратить возможные чрезвычайные ситуации. Так, по данным норвежского Независимого классификационного и сертификационного общества DNV (Det Norske Veritas), для бурения и эксплуатации скважин вероятность разлива нефти обратно пропорциональна корню кубическому из объема разлива. А для транспортировки нефти морем, по данным международной федерации владельцев танкеров ИТОПФ (The International Tanker Owners Federation [1]), веро-

ятность разлива нефти обратно пропорциональна корню квадратному из объема разлива [2].

Теории вероятности не поддается

Сейчас геополитическая ситуация изменилась, икратно возрос риск разрушения нефтебаз, трубопроводов, заводов, портов и других объектов инфраструктуры. В сентябре-октябре и количество, и разрушительные последствия ударов по объектам критической инфраструктуры значительно выросли.

В результате на порядок выросла и вероятность наиболее тяжелых сценариев аварий. Причем военные нередко планируют множественные удары с целью повышения и вероятности поражения, и тяжести последствий за счет комбинирования разных факторов воздействия.

Последствиями диверсий на объектах инфраструктуры могут быть разрушения этих объектов, разливы нефти и нефтепродуктов, утечки газов, пожары, взрывы. Последние, в свою очередь, могут быть причинами вторичных аварий.

Если в мирное время распределение вероятности ЧС по тяжести в течение заданного периода времени можно описать распределением Пуассона (вероятность сочетания независимых событий), то в условиях военных действий чрезвычайные ситуации перестают быть независимыми событиями, вероятность их множественного сочетания многократно возрастает.

Для оценки распределения вероятности событий, отличающихся повышенной частотой совпадений, подходит отрицательное биномиальное распределение [3]. Однако для оценки параметров распределения аварий в условиях военных действий накоплено недостаточно статистического материала. В связи с этим для практического применения можно принять за наиболее вероятную ситуацию сочетания наиболее тяжелых аварий.

Синергия не во благо

Сочетание аварий определенных типов резко усиливает их тяжесть (синергический эффект). При этом одновременные множественные удары по нескольким объектам инфраструктуры перегружает аварийно-спасательные службы. Примером тяжелой комбинированной чрезвычайной ситуации была авария в Ионаве 20 марта 1989 года. Тогда разрыв оболочки резервуара аммиака привел не только к разливу ядовитого аммиака, но и к повреждению газопровода и пожару, который, перекинувшись на склад карбамида, вызвал его разложение с выделением газообразного аммиака. К счастью, в час аварии погода была безветренная, и ядовитое облако не пошло на жилые кварталы, дав время для эвакуации населения.

В ликвидации последствий этой аварии участвовали 982 человека, привлекалась 241 единица техники. На месте было сосредоточено 62 пожарных автомобиля, положено более 15 км рукавных линий, подано на тушение 44 пожарных ствола, израсходовано более 50 тыс. м³ воды [4]. Такая тяжелая комбинированная авария, какая была в Ионаве, в мирное время большая редкость.

В случае целенаправленной атаки на подобный объект, наиболее вероятным является комбинированный удар с целью одновременно вызвать выброс токсичного вещества, взрыв и пожар. Соответственно, при планировании размещения и проектировании новых производственных и логистических объектов следует учитывать возможности синергического эффекта множественных воздействий.

Например, на рубеже XX-XXI веков было запланировано строительство на берегу Керченского пролива крупного порта Тамань с терминалами навалочных грузов (уголь, руда, сера, минеральные удобрения), нефти и нефтепродуктов, зерна, растительного масла, аммиака. Впоследствии добавились планы строительства в порту Тамань крупнейших в мире заводов по производству метанола, аммиака, карбамида.

Однако если в начале века отношения с Украиной позволяли учитывать воздействия на окружающую среду обычной производственной деятельности и случайных аварийных ситуаций, то теперь ситуация изменилась.

Диверсия на Крымском мосту 8 октября 2022 года явилась примером комбинированного воздействия взрыва и вызванного им пожара железнодорожных цистерн с нефтепродуктами. Воспрепятствовать перевозкам через Керченский пролив можно не только разрушением моста, но и атакой на соседние с мостом объекты [5]. Разрушение емкости аммиака АО «Тольяттиазот» и емкостей сжиженных углеводородных газов и/или нефтепродуктов ООО «Таманьнефтегаз» приведет к накрытию облаком аммиака, испарению которого будет способствовать пожар в ближайших населенных пунктах, а при южном ветре – на железной дороге (в целях безопасности автор не описывает другие сценарии комбинированных аварий, способных пресечь сообщение по Керченскому мосту). Представитель АО «Тольяттиазот», отрицая такую возможность, ответил на слушаниях по проекту терминала аммиака 15 сентября: «Наше производство не функционирует в военное время, а у нас с вами военного времени нет, война не объявлена. В декларации [промышленной безопасности] учитываются все возможные риски, техногенного характера...» [6]. С точки зрения информационного тезауруса эксперт компании, конечно, прав, но законов физики, как и стратегического мышления никто не отменял. Поэтому, кто предупрежден, тот вооружен. А подобных объектов в черте приграничных территорий страны немало.

Оценка рисков без отрыва от реальности

Согласно требованиям российского законодательства, «разработка декларации промышленной безопасности предполагает всестороннюю (выделено автором) оценку риска аварии и связанной с нею угрозы; анализ достаточности принятых мер по предупреждению аварий, по обеспечению готовности организации к эксплуатации опасного производственного объекта в соответствии с требованиями промышленной безопасности, а также к локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте; разработку мероприятий, направленных на снижение масштаба последствий аварии и размера ущерба, нанесенного в случае аварии на опасном производственном объекте...» [7].

Всестороннюю оценку риска следует производить с учетом наличной ситуации.

Наиболее эффективным средством повышения промышленной и экологической безопасности снижения техногенных и экологических рисков является мир. Пока мир не достигнут, следует предпринять все другие возможные меры повышения безопасности.

Никого не хочется пугать, но возможно многое. В частности, крупные одновременные разливы нефти и нефтепродуктов на соседних объектах, сопровождаемых возгораниями или взрывами испарившихся веществ, что повышает требования к возможностям аварийно-спасательных служб и компаний, и МЧС. Поэтому одна из неотложных задач в условиях СВО – усиление аварийно-спасательных служб и отработка совместных действий при нескольких одновременных ЧС. Также встает острая необходимость комплектации экстренных служб дополнительным оборудованием и средствами, обучения служб использования данных средств с проведением обучения персонала на производственных площадках, в том числе с рассмотрением сценариев одновременного развития техногенных аварийных ситуаций.

К неотложным задачам также следует отнести отработку средств оповещения населения и обучение населения к поведению в случае срабатывания данных систем.

Существующие службы также подлежат проверке наличия средств и готовности оказания помощи пострадавшим в результате техногенных аварий. И надо обеспечить близлежащее население системами индивидуальной защиты и препаратами нейтрализации вредного воздействия веществ, выделяющихся в результате техногенных аварий.

Следует учесть неядерные средства инициирования больших разрушений, в частности пересмотреть вероятность и силу объемных взрывов газозвдушенных смесей. Законодательство включает подробные правила взрывобезопасности и методики расчетов поражающего действия взрыва [8], однако большинство руководителей эту опасность недооценивают.

Специалисты 27 Научного центра МО РФ опубликовали оценку мощности взрывов газопаровоздушных смесей при аварийных проливах сжиженного природного газа [9]. Энергия взрыва 1000 тонн вышедшего в атмосферу газа составляет 10 килотонн тротилового эквивалента.

Как заявил вице-премьер РФ Александр Новак, в результате разрушения трех ниток газопровода «Северный поток» объем эмиссии метана в атмосферу из аварийных газопроводов мог составить около 600 млн м³ природного газа [10]. Пограничная охрана Дании ввела запретную зону в радиусе пяти миль от мест выхода газа. Совокупная энергия вышедшего из пробоин газа составляет три мегатонны тротилового эквивалента. В случае искры над Балтийским морем могли произойти взрывы эквивалентные ядерным взрывам по несколько сот килотонн каждый.

Несколько лет назад в ходе применения «регуляторной гильотины» было отменено множество нормативных актов, в том числе по промышленной безопасности. Принятые взамен нормативные и методические документы охватывают далеко не все современные угрозы.

В частности, в российском законодательстве отсутствуют нормативные требования к совокупному учету рисков и воздействия на окружающую среду в случае одновременных ЧС на соседних производственных объектах. Поэтому комплексное выявление рисков на территории и разработка мер по их устранению являются задачами не только компаний, но и органов власти.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций и ликвидация последствий аварий являются важными задачами предприятий нефтегазового комплекса

Следует отметить, что 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» предусматривает право общественных организаций и граждан запрашивать сведения о декларациях промышленной безопасности. Можно ожидать, что грамотные общественники этим воспользуются. 📄

Список литературы

1. <https://www.itopf.org/knowledge-resources/data-statistics/statistics/>
2. Архипов Б.В., Шапочкин Д.А. Анализ рисков нефтяных разливов при транспортных операциях в прибрежных водах морей и океанов. // Проблемы анализа риска, том 15, 2018, № 4, с. 44-53.
3. <https://www.ngpedia.ru/id373169p1.html>
4. <https://ria.ru/20090320/165544356.html>
5. Ten Reasons Why Ukraine Hasn't Destroyed the Crimean Bridge // <https://www.youtube.com/watch?v=aE5afkEqG08>
6. Протокол общественных слушаний «Строительство перевалочного комплекса аммиака и минеральных удобрений мощностью 5 млн тонн в год в морском порту Тамань» от 15 сентября 2022 <https://temryuk.ru/administratsiya/obshchshlush/files/protocol-15.09.2022.pdf>
7. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Статья 14. Разработка декларации промышленной безопасности.
8. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 533 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».
9. Гришкевич А., Филин В., Ушаков В., Маньковский Г. Оценка мощности взрывов газопаровоздушных смесей при аварийных проливах сжиженного природного газа. // Каталог «Пожарная безопасность», 2017.
10. <https://www.interfax.ru/world/867948>



https://cdn11.img.sputnik.by/img/104487324_024330461965_1920x0_80_0_0_4b8389d02e66d4333563b404261d8e.jpg

АЛЕКСЕЙ ГРОМОВ: «ЕВРОПЕЙСКОЕ ЭМБАРГО НА РОССИЙСКИЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ СТАНЕТ СЕРЬЕЗНЫМ ВЫЗОВОМ ДЛЯ ОТРАСЛИ»

Об актуальных событиях на нефтегазовых рынках НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ побеседовала с Алексеем Громовым, кандидатом географических наук, главным директором по энергетическому направлению, руководителем Энергетического департамента Фонда «Институт энергетике и финансов».

НГВ: Куда будут экспортироваться российский газ и нефть в 2023 году? Какие объемы уже точно будут востребованы зарубежным рынком?

А. Громов: Как вы знаете, в настоящее время около половины экспорта российской нефти и до 65% экспорта российских нефтепродуктов находятся под уже введенны-

ми санкциями со стороны США, Канады, Великобритании и Австралии, либо в условиях ожидания вступления в силу соответствующего эмбарго ЕС (с 5-го декабря на морские поставки российской нефти, а с 5-го февраля следующего года – и на поставки российских нефтепродуктов).

По сути, России необходимо перенаправить на другие экспортные рынки до 2,5 млн барр./сутки поставок нефти и примерно 1,8 млн барр./сутки экспорта нефтепродуктов.

За восемь месяцев российским нефтяным компаниям удалось переориентировать, в первую очередь, на рынки азиатских стран свыше 1 млн барр./сутки поставок нефти. Главными покупателями стали Индия и Китай, которые в совокупности примерно вдвое нарастили закупки российской нефти, по сравнению с прошлым годом. Кроме того, в июле-августе российские компании начали выходить на рынки Африки (Египет), Шри-Ланки и Юго-Восточной Азии, что в среднесрочной перспективе может повысить устойчивость российского экспорта.

Однако риски сокращения экспорта российской нефти примерно на 1 млн барр./сутки (-20% к уровню 2021 г.), как минимум, в начале 2023 года остаются. В дальнейшем мы ожидаем постепенного восстановления экспорта за счет дополнительного замещения ближневосточной нефти на рынках стран Юго-Восточной Азии.

Значительно хуже обстоят дела с перспективами перенаправления экспорта нефтепродуктов, поскольку свободных рыночных ниш, сопоставимых с европейским рынком, в мире просто нет.

Поэтому европейское эмбарго на поставки российских нефтепродуктов с начала февраля 2023 г. станет самым серьезным вызовом для отрасли за последние 30 лет.

Однако из-за высокой загрузки НПЗ в странах ЕС, США и регионе АТР и существующих на рынке структурных дисбалансов (высокий спрос на дизтопливо в ЕС, использование котельных топлив для блендинга в США), более вероятным является не уход российских экспортеров с этих рынков, а перенаправление поставок.

Россия может увеличить экспорт нефтепродуктов в АТР, страны Ближнего Востока и Южной Азии, а производители нефтепродуктов из этих стран, в свою очередь, увеличат отгрузки в ЕС и США.

Вместе с тем мы ожидаем, что после начала действия европейских санкций экспорт нефтепродуктов из России в начале 2023 года может упасть на 30% в годовом исчислении, при этом главные сложности возможны с экспортом российского дизтоплива и нафты.

Отдельный вопрос – экспорт российского трубопроводного газа, против поставок которого, казалось бы, не введено никаких ограничений. Тем не менее, из-за проблем с украинским транзитом, блокировки Россией использования газопровода «Ямал-Европа» и, наконец, из-за диверсий на «Северных потоках» поставки российского

газа в страны ЕС только по итогам этого года могут сократиться более чем в два раза, по сравнению с 2021 г. (с 145 до 70 млрд м³), а в 2023 г. поставки в европейском направлении могут упасть до 30-35 млрд м³.

При этом ожидаемый рост поставок трубопроводного газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири» (до 20 млрд м³ по итогам 2022 г.), а также некоторый рост поставок в Турцию, очевидно, не компенсирует потери на европейском направлении. И в дальнейшем нам будет необходимо найти решения по перенаправлению порядка 100 млрд м³ российских экспортных поставок на другие рынки и, в первую очередь, в Китай. Возможным решением в этом направлении также является инициатива Президента РФ по созданию инфраструктурных условий для переброски дополнительных объемов российского газа на черноморское направление и превращению Турции в крупнейший международный газовый хаб по торговле российским природным газом на европейском направлении.

НГВ: *Как долго азиаты будут поддерживать спросом наш экспорт, в контексте их намерений перехода на ВИЭ?*

А. Громов: С учетом того, что на мировых рынках углеводородов наблюдается очень напряженный баланс спроса и предложения, мы полагаем, что спрос на российские углеводороды в странах Азии будет устойчиво расти в ближайшие несколько лет. Развитие же ВИЭ в этом регионе будет ориентировано, в первую очередь, на постепенное замещение угля, а также обеспечение большей стабильности энергоснабжения стран региона.

НГВ: *По какой цене будет продаваться российская нефть, в контексте нового экономического механизма как «потолок цен» и санкционного давления? Какой дисконт для российской экономики критический? Как можно оценить маржинальность экспорта в конце 2022 года, а также в 2023 году?*

А. Громов: Вероятное введение «потолка цен» на поставки российской нефти в третьи страны со стороны стран «Большой семерки» и ЕС, начиная с 5-го декабря 2022 г., к сожалению, более чем вероятно. Представители финансовых властей США даже предложили уровень «ценового потолка» для российской нефти в \$60 за баррель (напомним, сейчас мы продаем нашу нефть по цене примерно \$70-75 за баррель с учетом действующего т.н. «санкционного дисконта»).

Вместе с тем, я уверен, что Россия не поддержит любой уровень «потолка» цен на свою нефть по принципиальным соображениям, поскольку введение такого механизма будет означать грубое нарушение основ рыночного регулирования мирового рынка нефти и создание опасного ПРЕЦЕДЕНТА, который потенциально можно будет применить против любого другого крупного нефтеэкспортера, например, Саудовской Аравии.

Таким образом, полагаю, что Россия просто остановит поставки в те страны, которые поддержат введение «ценового потолка», при этом мы сохраним практику предоставления нашей нефти покупателям с существенным ценовым дисконтом, а также, по-видимому, будем вынуждены перезаключать контракты на поставку нефти на менее выгодных для себя условиях, в частности переходя с контрактов типа FOB на контракты типа CIF. Напомню, что последние предполагают, что продавец берет на себя затраты на страхование груза и фрахт танкеров, а право собственности на нефть переходит к покупателю уже в порту ее окончательной отгрузки.

Риски сокращения экспорта российской нефти примерно на 1 млн барр./сутки (-20% к уровню 2021 г.), как минимум, в начале 2023 года остаются

Если говорить о доходности российского экспорта нефти и газа в этом году, то, несмотря на санкционное давление, российская нефтегазовая отрасль продолжает обеспечивать рекордный объем поступлений в бюджет. Так, в январе-июле 2022 г. суммарная доля доходов федерального бюджета от нефти и газа составила почти 53%, или 8,34 трлн руб., при этом отчисления в бюджет РФ от нефтяного сектора выросли на 37% (г/г), а от газового сектора – на 119% (г/г). Такой рост доходов бюджета связан, в первую очередь, с ростом мировых цен на нефть и природный газ.

Таким образом, мы вправе ожидать рекордных доходов от экспорта нефти и газа по итогам текущего года, однако уже в следующем году объемы нефтегазовых доходов бюджета неизбежно существенно сократятся, и нам надо быть к этому готовыми.

НГВ: Как вы оцениваете факт разрешения поставок российской нефти для Японии с проекта «Сахалин-2» до июня 2023 года? Почему такие преференции? И какие еще могут быть исключения из правил в рамках санкционных пакетов?

А. Громов: Для Японии поставки российской нефти с сахалинских проектов носят стратегическое значение для обеспечения ее энергетической безопасности, именно поэтому она выторговала себе полугодовую отсрочку от распространения «ценового потолка» на российскую нефть с сахалинских проектов.

Кроме того, утвержденный странами ЕС механизм введения «потолка» цен на российскую нефть, равно как и эмбарго, не распространяется на трубопроводные поставки российской нефти. Предусматриваются исключения, позволяющие некоторым государствам-членам ЕС продолжать импорт нефти и нефтепродуктов из России «в связи с их особым положением или в случаях при-

остановки поставок нефти по трубопроводам из России по не зависящим от этих стран причинам». Также в случае необходимости обеспечить энергетическую безопасность некоторых третьих стран они могут быть также освобождены от выполнения требований по установлению ценового «потолка» на поставки российских нефтеналивных грузов.

НГВ: Каким образом должна быть сформирована логистическая инфраструктура, чтобы российские углеводороды можно было эффективно транспортировать по морю и суше, и что должно поменяться в сегменте переработки?

А. Громов: Тут много аспектов, которые необходимо учитывать, и в первую очередь необходимо расширять возможности по транспортировке российских углеводородов в восточном направлении, включая строительство новых трубопроводов, расширение провозных мощностей железных дорог и портовой инфраструктуры. Также необходимо продолжать наращивать инвестиции в развитие Северного Морского Пути и укреплять международное сотрудничество с Ираном и Индией в части развития международного транспортного коридора «Север-Юг».

Представители финансовых властей США предложили уровень «ценового потолка» для российской нефти в \$60 за баррель

НГВ: Эксперты отмечают, что, к примеру, российские ГПЗ почти не модернизируются, много проблем и с НПЗ, и с отсутствием больших нефтехранилищ.

А. Громов: Ну, в отношении российских НПЗ я не согласен с такой постановкой вопроса. В российской нефтепереработке с 2011 года реализуется масштабная программа модернизации и строительства новых нефтеперерабатывающих мощностей, благодаря которой мы сумели перейти на производство моторных топлив самых высоких мировых стандартов (Евро-5 и Евро-6). Другое дело, что текущие сложности с санкционными ограничениями на поставку из-за рубежа необходимых присадок и катализаторов несколько осложнили положение отрасли. Однако мы уже практически преодолели эту нашу зависимость от импорта зарубежных катализаторов, главным образом, за счет последовательной реализации программы импортозамещения в этом направлении. Так, если в 2014 г. наша зависимость от импортных катализаторов составляла почти 70%, то к началу текущего года упала до 20%, а в ближайшее время мы сможем полностью решить эту проблему и обезопасить российский рынок моторных топлив от каких-либо проблем с его обеспечением высококачественными нефтепродуктами российского производства.

А вот с нефтехранилищами в России действительно существуют, на мой взгляд, серьезные проблемы. Все мы видим, как в этом году США используют свой стратегический нефтяной резерв для целей регулирования ситуации на мировом рынке нефти, и, надо сказать, в последние месяцы у них это хорошо получается.

Мы же не располагаем соответствующими мощностями по хранению нефти и потому находимся в крайне высокой зависимости от ситуации на мировых рынках, реагируя на нее, к сожалению, только через механизмы сокращения добычи. Так было и в 2020 году, когда мы были вынуждены принять тяжелое решение о резком сокращении добычи нефти с целью стабилизации мирового нефтяного рынка в условиях сжатия спроса на нефть из-за ковидных локдаунов. Так, к сожалению, будет и в 2023 году, когда санкционное сокращение экспорта вынудит нас также сократить и объемы нефтедобычи.

Емкость действующих нефтехранилищ в России более чем в 20 раз меньше, чем в США, и уступает даже Саудовской Аравии, которая, казалось бы, не должна нуждаться в системе хранения нефти, учитывая ее лидерство в мировом экспорте нефти.

В 2020 году наш Институт совместно с Российским газовым обществом предложил создать в России систему подземных хранилищ нефти (в кавернах соленосных бассейнов в Центральном и Северо-Кавказском округе, а также в Калининградской и Астраханской областях) общим объемом до 120 млн м³, что соответствует возможности хранения до 100 млн т нефти.

Сокращение квоты на добычу в рамках Соглашения ОПЕК+ не окажет никакого влияния на добычу нефти в России

Сроки реализации первой очереди такого проекта (30 млн м³ с возможностью хранения до 25 млн т нефти) составляют от трех до пяти лет при сравнительно скромных затратах на строительство в объеме до \$1 млрд.

Капитальные затраты для создания подземных резервуаров по хранению нефти в большем объеме (60, 90 и 120 млн м³) в пяти подземных хранилищах составят, ориентировочно от 140 до 216 млрд руб., что соответствует удельным капитальным затратам от \$5,4 до \$3,8 за баррель хранимой нефти.

Много это или мало? Модель оценки выгод от создания подземных хранилищ нефти – это, по сути, страховая модель, где постоянные затраты на поддержку определенного уровня свободных мощностей для хранения обеспечивают защиту от негативных шоков нефтяного рынка (в части минимизации дополнительных затрат, связанных с остановкой добычи на действующем фонде добычных скважин).

В 2020 году Минэнерго России отказалось от рассмотрения этой идеи, посчитав, что сроки ее реализации не позволяют решить проблему текущего момента, связанного с кризисом спроса из-за пандемии коронавируса. Но через два года ситуация повторилась, правда, по другим причинам, и мы снова оказались к ней не готовы...

Так, может быть, сейчас самое время для принятия действительно стратегических решений, которые бы позволили существенно повысить долгосрочную гибкость российской нефтедобычи в быстроменяющихся внешних условиях?

После начала действия европейских санкций экспорт нефтепродуктов из России в начале 2023 года может упасть на 30% в годовом исчислении

НГВ: *Какие перспективы России в рамках сделки ОПЕК? Какова дальнейшая роль ОПЕК в мире? Как Вы думаете сколько еще просуществует этот регулятор?*

А. Громов: Я считаю, что идея Соглашения ОПЕК+ в декабре 2016 года была одним из самых удачных решений в контексте обеспечения стабильности работы мирового нефтяного рынка. И Соглашение не раз доказывало свою эффективность на протяжении последних пяти лет. Поэтому я уверен, что его участники приложат все усилия для сохранения этого формата взаимодействия стран-нефтеэкспортеров, как минимум, в перспективе ближайших нескольких лет.

Как известно, 5-го октября страны ОПЕК+ официально согласовали сокращение добычи странами-участницами Соглашения на 2 млн барр./сут., начиная с ноября. При этом большинство участников Соглашения ОПЕК+ сейчас перевыполняют свои обязательства по сокращению добычи нефти. В августе для членов ОПЕК добыча была ниже установленной квоты на 1,4 млн барр./сут. Если добавить сюда другие страны ОПЕК+, в т.ч. Россию, то уровень перевыполнения добычных квот вырастет до 3,6 млн барр./сут.

Таким образом, реальное уменьшение квоты в ноябре окажется меньшим, потому что часть стран фактически уже сейчас перевыполняют и ноябрьскую квоту. По нашим расчетам, реальное сокращение добычи странами ОПЕК+ в ноябре составит примерно 0,9 млн барр./сут., из которых почти половину обеспечит Саудовская Аравия (0,4 млн барр./сут.).

При этом сокращение квоты на добычу в рамках Соглашения ОПЕК+ не окажет никакого влияния на добычу нефти в России, поскольку ноябрьская квота подразумевает, что Россия должна добывать не более 10,5 млн барр./сут. при том, что текущая добыча нефти в России находится на уровне 9,75 млн барр./сут. ❗



<https://www.gettyimages.net/9b/69c/4b4-e46f43a6-9035-a8c11143156d/Gettyimages-1169892501.jpg>

ГЛОБАЛЬНЫЙ ВИЭ-РАЗДЕЛ

АНАСТАСИЯ ШИШКАЛОВА
НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

Текущий энергетический кризис – приговор для ВИЭ или, наоборот, стимул для развития? Произойдут ли изменения в соотношении сил между крупнейшими игроками отрасли или глобальная расстановка «фигур» останется без изменений? Сегодня можно говорить о двух очевидных игроках. Будет ли их больше? Пробуем разобраться.

Мир переживает тяжелый энергетический кризис, и пока остается только гадать, к чему это приведет и как изменится мировой энергобаланс в будущем. Одни говорят о том, что планы по построению низкоуглеродных экономик стоит если не задвинуть, то точно отложить на неопределенный срок. Более того, кто-то называет бездумное инвестирование в ВИЭ в ущерб традиционной энергетике одной

из фундаментальных причин энергокризиса. Другие же, напротив, утверждают, что возобновляемая энергетика – самый логичный и естественный путь в условиях, когда углеводороды за пределами дороги, а их поставки – ненадежны. Кто бы что ни говорил, но факты упрямы – электроэнергия и металлы значительно дорожают. И это напрямую бьет по энергозатратному производству ВИЭ-оборудования.

Европа ослабляет позиции и «придерживает коней»

Не секрет, что производство низкоуглеродных технологий сильно зависит от металлов. Так, в солнечной энергетике высока зависимость от меди, алюминия и хрома, в ветроэнергетике – от меди, цинка и РЗМ, в геотермальной энергетике – от никеля и хрома [1]. Производство электромобилей и аккумуляторов требует меди, кобальта, лития, никеля, РЗМ и алюминия, водородной энергетики – никеля и платиноидов.

Согласно отчету Международного энергетического агентства (МЭА), наземная ветроэлектростанция требует в 9 раз больше минеральных ресурсов, чем электростанция, работающая на природном газе, а офшорная ВЭС – в 15 раз.

Металлургия – энергоемкая отрасль, которая одной из первых страдает от скачка цен на электроэнергию. В этом году европейцы наблюдали рекордное подорожание контрактов на мегаватты. Например, в последней декаде августа оптовая цена электроэнергии с поставкой на следующий год во Франции и Германии превысила 1000 евро за МВт/ч. Соответственно, производство дорожает, и в ряде случаев заводы вынуждены сокращать выпуск продукции или даже приостанавливать свою работу.

Это не может не отражаться на производстве оборудования для ВИЭ и строительстве объектов по производству возобновляемой энергетики. В отчете BloombergNEF (BNEF) указано, что за первую половину 2022 года стоимость новых наземных ветряных установок выросла на 7% год к году, стационарных солнечных установок – на 14% [2]. По данным Rystad Energy, порядка 25% производства солнечных панелей и накопителей энергии в ЕС находятся под угрозой [3].

Такая ситуация, по мнению экспертов Rystad, не только угрожает планам Евросоюза по декарбонизации, но и может привести к росту зависимости стран региона от зарубежного производства. Еще весной E&Y опубликовал исследование, в котором указано, что в стремлении уйти от ископаемых энергоносителей мировое сообщество вовлекается в новую зависимость от других видов сырья, прежде всего металлов [4].

Профильная ассоциация Wind Europe заявила, что все пять крупных производителей ветрогенераторов в ЕС работают в убыток. И есть вероятность потери этого технологического сектора. По мнению заместителя генерального директора Института национальной энергетики Александра Фролова, сейчас европейские компании фактически испытывают давление со стороны китайских конкурентов. Возможно, что в ближайшие годы они последуют за своими коллегами из «солнечного сегмента», а именно – начнут либо разоряться, либо уезжать в Китай. Об этом же в интервью Financial Times заявил глава немецкой

компании Siemens Gamesa Йохен Эйхгольц [5]. По его словам, есть опасность, что с отраслью ветряных турбин произойдет то же, что и с производством солнечных батарей, где доминируют китайские производители. Для того, чтобы выдержать конкуренцию с КНР, Эйхгольц призвал ввести гарантированные квоты на ветряные турбинные генераторы европейского производства.

На фоне всех указанных неблагоприятных условий планируется снизить целевой показатель доли ВИЭ в энергобалансе Евросоюза к 2030 году на 5 п.п. – до 40%. При этом, несмотря на очевидные экономические трудности, политические элиты стран Евросоюза продолжают продвигать идею расширения возобновляемой генерации.

«Здесь возникает противоречие, так как политики говорят, что нужно больше возобновляемой энергетики, а текущая ситуация, наоборот, свидетельствует о том, что все предыдущие планы, в рамках которых сокращались угольные, атомные мощности, были не самыми разумными планами, и стоит несколько «попридержаться коней», – отмечает Александр Фролов. Обычно противоречия на таком уровне являются индикатором того, что вопрос вызывает финансовый интерес, и за кулисами медиа и политических высказываний ведется сложная игра за долю рынка и сферу влияния.

За первую половину 2022 года стоимость новых наземных ветряных установок выросла на 7% год к году, стационарных солнечных установок – на 14%

Противоречия охватывают не только Европу. Подобная неразбериха касается и Соединенных Штатов. Заключается она, по словам Фролова, в том, что значительная часть успехов, о которых рапортуют власти США в области ВИЭ, связана с сегментами, которые мы не воспринимаем как часть возобновляемой энергетики. В совокупном энергобалансе Соединенных Штатов ВИЭ занимают порядка 12%. Но 20% от этой доли – это то, что обозначается категорией wood, то есть древесина, не высокотехнологичный сегмент. Ясно, что понятие включает в себя широкий спектр изделий, однако подавляющее большинство людей, говоря о ВИЭ, подразумевают все-таки не древесину. Но это так, мелочи. В целом «местные власти политически декларируют путь на отказ от ископаемого топлива», отмечает Фролов.

В США большие проблемы испытывает угольная отрасль, в частности из-за ее повышенной углеродности. В текущей ситуации в слабой позиции оказался и газовый сегмент – спрос на газ растет, параллельно цена тоже идет вверх, что снижает привлекательность газовой генерации. Хотя в аналогичной ситуации находятся все энергоисточники. Но, несмотря на стратегическую прио-

ритетность, высокотехнологичный сегмент ВИЭ буксует. В частности, новые проекты в солнечной энергетике – а именно на нее Соединенные Штаты делают ставку в первую очередь – стали замораживать еще с прошлого года. И дело тут не только в проблемах с обеспечением необходимого объема производства солнечных панелей (напомним, что Джо Байден даже отменил на два года пошлины на панели, ввозимые из стран Юго-Восточной Азии). Рост цен на комплектующие для возобновляемых источников энергии составил от 20 до 200% [6].

«Мы видим противоречие между планами руководства и реальным воплощением, и даже между планами руководства США и потенциалом роста ВИЭ в энергобалансе страны. Учитывая возможности проиграть конкурентную борьбу китайским производителям, ситуация начинает выглядеть для американской безуглеродной энергетике еще более тревожно», – заключает Фролов (см. «Показатели по ВИЭ в США и Китае»).

Европейские компании фактически испытывают давление со стороны китайских конкурентов. Возможно, что в ближайшие годы они последуют за своими коллегами из солнечного сегмента, а именно – начнут либо разоряться, либо уезжать в Китай

Впрочем, чтобы разрешить проблему, США могут перидислоцировать производства оборудования ВИЭ из Европы, чтобы усилить свои позиции в сегменте, ведь для европейских компаний, вынужденных выживать в условиях кризиса, Америка будет своего рода тихой гаванью (см. НГВ №10/2022 «Северные потоки: неочевидное, но вероятное»). Если сейчас цены на углеводородное топливо внутри страны кое-как сдерживаются в преддверии выборов, то после них, вероятно, они будут «отпущены» в свободное плавание, и тогда вновь наберет обороты кампания по дискредитации ископаемого топлива и стимулированию инвестиций в ВИЭ. С этой точки зрения, процесс энергоперехода выглядит довольно драматично – перекраивание финансовых потоков, релокация производств...Однако есть один тренд, на который текущий кризис никак не повлиял.

Китай вне конкуренции

Этот тренд – безусловное лидерство Китая по темпам строительства ветряных и солнечных панелей. В 2021 году на долю КНР пришлось 50% глобального прироста мощности ветрогенераторов и 40% прироста мощности фотоэлектрических панелей. При этом Китай в прошлом году вышел на первое общемировое место по строитель-

Показатели по ВИЭ в США и Китае

В прошлом году КНР инвестировала в чистую энергию \$380 млрд, Соединенные Штаты – \$235 млрд [7]. За счет ВИЭ в США вырабатывалось 20% электроэнергии, в Китае – 28%. Соединенные Штаты в 2021 году ввели 19,6 ГВт солнечных мощностей, в то время как Китай – 53 ГВт. Что касается ветряной энергетике, то КНР нарастила свои мощности на 46,9 ГВт, Соединенные Штаты – на 14 ГВт [8].

ству прибрежных ветрогенераторов: если Великобритания, являвшаяся многолетним лидером отрасли, в прошлом году ввела в строй 2,7 ГВт морских ВЭС, то КНР – 17,4 ГВт (данные Международного агентства по возобновляемым источникам энергии, IRENA). Этот контраст стал еще более выраженным в первой половине 2022 года, когда в КНР было введено в строй 5,1 ГВт прибрежных ВЭС, а во всем остальном мире – 1,7 ГВт, свидетельствуют подсчеты World Forum Offshore Wind (WFO).

Что касается солнечной энергии, то здесь Китай уже давно неоспоримый лидер. Четыре крупнейших производителя солнечных панелей, занимающих 60-70% рынка, – китайские компании. По данным InfoLink, за первое полугодие 2022 года десять ведущих фирм отгрузили около 101,7 ГВт солнечных панелей (на 45% больше, чем за первую половину 2021 года). При этом первое место заняла китайская JinkoSolar, выпустившая 18,21 ГВт, что на 113% больше, чем за аналогичный период прошлого года, второе – Trina Solar с 18,05 ГВт. Прошлогодний лидер LONGi опустился на третье место, реализовав 18,02 ГВт. Четвертое место заняла JA Solar – 15,7 ГВт.

В стремлении уйти от ископаемых энергоносителей мировое сообщество вовлекается в новую зависимость от других видов сырья, прежде всего металлов

«Эти четыре компании выбились в явные лидеры солнечной индустрии, значительно опережая идущих следом. Их отличают огромные размеры бизнеса, ценовые преимущества за счет экономии на масштабе, большие зарубежные портфели проектов», – отмечает координатор программы экологизации промышленности Центра охраны дикой природы, эксперт Международного социально-экологического союза Игорь Шкрадюк.

Как им это удалось (и продолжает удаваться)? По словам эксперта ИРТТЭК Кирилла Родионова, одной из причин было действие так называемых «зеленых» тарифов, которые обеспечивали поставщикам «чистой» энергии га-

рантии подключения к сети, покупку всего произведенного электричества и фиксированную надбавку к операционным издержкам (хотя в ноябре 2021 года действие этих тарифов было приостановлено).

Есть и другая основа китайского успеха – страна находится в числе лидеров по выпуску металлов и компонентов, использующихся в солнечных панелях, подчеркивает Родионов. КНР занимает первое место в мире по производству кремния, второе – по производству серебра, третье – по производству меди. Отчасти поэтому удельные издержки на выпуск фотоэлектрических панелей в КНР (\$650 на киловатт мощности) ниже, чем в США (\$1100 на кВт) и Европейском Союзе (\$840 на кВт).

«Китайская возобновляемая энергетика стоит обеими ногами на почве в том смысле, что Китай обладает полной производственной цепочкой, начиная от производства сырья, заканчивая выпуском конечной продукции, связанной с генерацией электроэнергии из ВИЭ. То есть, развивая этот сегмент, Китай создает дополнительный стимул для развития своей промышленности. В этом плане конкуренцию ему составить никто не может», – подчеркивает Александр Фролов.

А что Россия?

По словам директора Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) Алексея Жихарева, скорость реакции российских корпораций на происходящие события оставляет желать лучшего. Он исходит из того, что текущий энергетический кризис только ускоряет энергопереход, поэтому крайне важно не допустить принятия неверных долгосрочных инвестиционных решений, как это нередко случалось в прошлом.

Аналогичную точку зрения высказывает Игорь Шкрадюк: «Россия раз за разом упускает возможность создать быстрорастущую отрасль, так как не находится инвесторов и команд для доведения перспективных разработок, содержащих «ноу-хау», до промышленного производства и вывода на рынок».

Если исходить из того, что в ныне существующих отраслях конкурировать с Китаем никто не сможет, то какие-либо изменения в соотношении сил следует ожидать только в области новых технологий, находящихся сейчас на стадии выхода на рынок. Эксперт отмечает, что к такому роду разработкам можно отнести получение водорода путем разложения сероводорода (см. *НГВ №19-20/2021 «Выгоды десульфурации»*); получение метанола и водорода из природного газа (см. *«Новый принцип получения водорода: бета и паровая конверсия»*, *НГВ №19-20/2021*). Потребителем оборудования для получения востребованного водорода и метанола могут стать газовые и нефтяные компании по всему миру, считает Шкрадюк.

Еще более перспективным является создание принципиально новой технологии всепогодной возобновляемой энергетики на основе квантовых эффектов [9]. Эта технология к середине века может стать основным конкурентом солнечным панелям.

Несмотря на стратегическую приоритетность, высокотехнологичный сегмент ВИЭ буксует. В частности, новые проекты в солнечной энергетике – а именно на нее США делают ставку в первую очередь – стали замораживать еще с прошлого года

Итак, мы можем видеть две модели развития ВИЭ, считает Александр Фролов. Первая – европейская, направленная на дискриминацию традиционной энергетики в пользу возобновляемых источников. Вторая – китайская, которая подразумевает более гармоничное развитие без преимуществ какого-либо источника энергии, что сейчас позволяет Китаю спокойно проходить период энергетического кризиса. Если говорить о перспективах – без учета мер господдержки, различного рода заградительных пошлин и иных дискриминационных мер, которые могут быть использованы как Европой, так и США, – то позиции Китая в сегменте ВИЭ будут только укрепляться. Где-то рядом угнаться за КНР будут пытаться Соединенные Штаты (не всегда безуспешно). А где здесь будет место России? Предмет для отдельных размышлений. ❗

Список литературы

1. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/05/05/921112-energoperehode-sirevaya-zavisimost>
2. <https://renewablesnow.com/news/cost-of-new-renewables-climb-but-gap-to-fossil-power-widens-790353/>
3. <https://www.rystadenergy.com/news/europe-s-renewable-energy-supply-chain-under-threat-from-soaring-power-prices-25>
4. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/05/05/921112-energoperehode-sirevaya-zavisimost>
5. <https://1prime.ru/energy/20221017/838482018.html>
6. <https://rg.ru/2022/06/07/komu-ne-svetit.html>
7. <https://www.grid.news/story/global/2022/08/17/china-is-beating-the-us-in-clean-energy-can-america-catch-up-the-race-in-five-charts/>
8. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2022.pdf?la=en&hash=6122BF5666A36BECD5AAA2050B011ECE255B3BC7
9. Аристов В.В., Никулов А.В. О возможности использования энергии устойчивого тока для создания квантового источника мощности. // 3 (171) Электронная техника. Серия 3. Микроэлектроника, 2018, т.3(171), с. 5-16.



АЛЕКСЕЙ ЖИХАРЕВ: «ГЛАВНОЕ – НЕ ОТБИТЬ ЖЕЛАНИЕ ИНВЕСТОРА ВКЛАДЫВАТЬ В ВИЭ У НАС В СТРАНЕ»

О перспективах развития сектора ВИЭ в России и мире в условиях глобального энергетического кризиса НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ побеседовала с директором Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) Алексеем Жихаревым.

НГВ: Как текущий энергетический кризис влияет на проекты в области возобновляемой энергетики? Чего следует ожидать – снижения активности в данной области или же, наоборот, ее усиления?

А. Жихарев: Еще с начала кризиса, связанного с пандемией COVID-19, возобновляемая энергетика удивляет весь мир своей устойчивостью к негативным явлениям. Сегодня, так же, как и в годы пандемии, отрасль ВИЭ по-

лучила дополнительный импульс для масштабного развития, которое ускоряется. За 2022 год практически все мировые государства резко повысили свои планы по объемам строительства ВИЭ-генерации. Причем здесь не только Европа, которая, возможно, и вынуждена делать акцент на ВИЭ для обеспечения независимости от российских углеводородов, но и Китай, Индия, ЮАР, страны Латинской Америки. В совокупности в следующие 10 лет в мире должно появиться больше 3000 ГВт новых «зеленых» энерго мощностей. Так что какого-то замедления или снижения активности в данном сегменте я точно не вижу и не прогнозирую. Очевидно, что именно возобновляемая энергетика в XXI веке будет играть важнейшую роль в технологическом, энергетическом и экономическом суверенитете большинства стран мира, Россия не является здесь исключением. Это глобальный исторический тренд.

НГВ: Будут ли изменения в соотношении сил в сфере производства ВИЭ-оборудования в мире? Как текущая ситуация скажется на европейских производителях?

А. Жихарев: Уверен, что текущий энергетический кризис заставит многих совершенно иначе посмотреть на понятие энергетической безопасности и процессы формирования стратегических приоритетов в энергетическом секторе. Очевидно, новые виды энергетике – возобновляемая и водородная – получают дополнительный импульс для развития, но вместе с тем, учитывая резко возрастающий спрос на технологии данных сегментов, уже наблюдаются локальные дефициты тех или иных компонентов, и в будущем борьба за доступ к ключевым компонентам, сырью и технологическим решениям может только обостриться. За последний год по всему миру фиксируется рост цен на энергетическое оборудование в сегменте ВИЭ. Именно этим и объясняется разворот ряда стран мира в сторону решений по стимулированию локализации производства ключевого оборудования. Даже страны Европы встают на эти рельсы, осознавая свои риски по все большей зависимости от поставщиков из Китая и других стран Азии. Похожие тенденции наблюдаются и в секторе электротранспорта. Наблюдая за взрывным ростом в данном направлении, страны пытаются стимулировать размещение гигафабрик на своих территориях, хорошим примером является проект китайской CATL по строительству завода с годовым объемом выпуска аккумуляторов сразу аж на 100 ГВт-ч.

НГВ: В условиях повышения цен на электроэнергию и металлы где будет выгодно размещать производство оборудования для ВИЭ?

А. Жихарев: Однозначного ответа на этот вопрос быть не может. Помимо цен на энергоресурсы и доступа к сырью, еще целый ряд факторов играют важную роль для инвесторов: это и налоговый режим, и государственные пре-

ференции, и близость к потенциальным рынкам сбыта, и транспортная доступность, и наличие логистической инфраструктуры, и много чего еще. Конечно, если смотреть только на два фактора, о которых спрашиваете вы, то в ответе напрашивается Россия, и это направление действительно важно развивать в XXI веке, в котором рост спроса на оборудование ВИЭ будет постоянно расти. Именно на это и нацелены программы поддержки данного сектора в России. Однако забывать про факторы, которые я упомянул выше, тоже нельзя, и по ряду из них в текущей ситуации есть вопросы. Надеемся, что они будут постепенно сняты.

НГВ: Испытывает ли какие-то проблемы отрасль «зеленой» энергетики России в связи с санкциями? Как обстоит дело с импортозамещением оборудования? Придется ли отказываться от каких-то проектов или откладывать их?

А. Жихарев: Введенные против России санкции, безусловно, оказали существенное влияние на промышленность России, и кластер ВИЭ-генерации здесь не исключение. Нарушена логистика, цепочки поставок компонентов для производства оборудования, ограничены международные расчеты – в общем, тут целая палитра, повторяться не буду. Правительство уже приняло ряд важнейших мер для недопущения кризисных явлений в отрасли, и работа постоянно продолжается. Стоит отметить, что и сами игроки нашего рынка достаточно оперативно сконцентрировались и успешно перенастроили ряд процессов: вместо отказавшихся работать с Россией компаний из недружественных стран нашли новых поставщиков, в том числе внутри РФ, сформировали новые логистические маршруты.

В рамках программы поддержки ВИЭ и так действуют достаточно серьезные требования по обеспечению степени локализации оборудования, а учитывая текущие сложности с импортом, станут еще более серьезным стимулом процесса импортозамещения. Сегодня отрасль ВИЭ активно переориентируется на отечественное оборудование. Например, такие члены АРВЭ, как компании «НоваВинд» (ГК Росатом) в сегменте ветрогенерации, а также «Хевел» и «Юнигрин энерджи» в сегменте солнечной генерации, на сегодняшний день являются основными производителями на российском рынке. Компании успешно реализовали задачу трансфера технологий и организовали производства ключевых критически важных компонентов. Даже несмотря на кризисные явления в экономике в связи с санкциями, в данный момент ведутся проекты как по строительству новых, так и по развитию действующих площадок. От ранее отобранных на конкурсных отборах проектов пока никто из инвесторов не отказывается. Уверенность в том, что проекты, пусть и с некоторой отсрочкой, будут реализованы, сохраняется. В ближайшее время мы ожидаем появление и новых участников рынка со своими планами по локализации

производства. Уверен, что и в секторе ветровой и солнечной генерации появится еще как минимум по одному серьезному производителю.

НГВ: *Разрабатываются ли в России новые технологии в сегменте ВИЭ, позволяющие стране вырваться в лидеры?*

А. Жихарев: К сожалению, не могу сказать, что НИОКР – это наша сильная сторона. В России, наверное, только атомная промышленность может похвастаться инвестициями в инновации и научные разработки, которые по объему сравнимы или даже превышают мировые бенчмарки. По остальным отраслям НИОКР не в приоритете, и я считаю это важнейшей проблемой и тормозом для развития экономики – без собственных разработок нам будет крайне сложно опережать других. При этом в секторе ВИЭ все же есть чем похвастаться. Та же самая ГК «Хевел» – лидер российской солнечной энергетики – благодаря научным разработкам собственного научно-технического центра на базе Института им. Йоффе добилась повышения КПД на ячейках для своих фотоэлектрических модулей до 23%, что позволяет компании быть одним из мировых лидеров по данному показателю. Очень надеюсь, что масштабы инвестиций в НИОКР будут расти, и российские компании смогут вырваться вперед еще не по одному показателю.

НГВ: *На что России нужно делать упор в первую очередь, и требуется ли корректировка существовавших ранее стратегий развития отрасли ВИЭ?*

А. Жихарев: В рамках дискуссии об энергетической безопасности и устойчивом развитии энергетики важно говорить о необходимости гармоничного энергоперехода. Мы движемся в направлении снижения выбросов парниковых газов и достижения разумного баланса между видами генерации. Однако работа в этом направлении должна быть скорректирована в сторону импортозамещения оборудования и поиска новых партнеров на неевропейских рынках. Несомненно одно! И участники рынка, и госрегуляторы говорят о сохранении планов по декарбонизации экономики и развитию отрасли ВИЭ, а также о необходимости принятия важнейших решений по наращиванию технологических компетенций, которые приведут к конкурентному преимуществу России в этой области. Важной темой с прошлого года является и развитие водородной энергетики. И здесь, особенно учитывая то, что мы пока еще не так сильно технологически отстали, у России тоже есть хорошие перспективы. Спрос на водородные технологии будет расти возможно даже быстрее, чем в секторе ВИЭ, только в дружественных странах на горизонте до 2035 года будут реализованы проекты по производству водорода с общей мощностью более 32 млн тонн. Это сотни гигаватт оборудования, мы просто обязаны занять в этом рынке свою нишу.

НГВ: *Как обстоит дело с инвестиционной поддержкой ВИЭ-проектов в России? Наблюдается ли рост интереса со стороны азиатских партнеров?*

А. Жихарев: Ключевой момент – не отбить желание инвестора вкладывать средства в развитие сектора ВИЭ у нас в стране. Мы видим потенциал для сотрудничества с азиатскими партнерами, например, из Китая и Индии, которые рекордными темпами наращивают «зеленые» инвестиции как на своих территориях, так и в других странах. С учетом формирования все большего числа углеродных рынков по всему миру, – в том числе и в России, где в сентябре был запущен реестр климатических проектов, – а также ожидаемый выход стран АТР на лидирующие позиции по углеродному регулированию в ближайшем будущем, те, кто предусматривает в своих корпоративных стратегиях поступательное развитие, беря во внимание аспекты климатической повестки и принципы устойчивого развития, принимают правильное долгосрочное решение.

Мы видим серьезный интерес со стороны азиатских и африканских компаний. Уже рассматриваются возможности реализации совместных проектов на Дальнем Востоке. Например, сейчас обсуждается реализация проекта гигаваттного ветропарка в Приамурье.

НГВ: *Как вы видите перспективы развития гибридной генерации? Как обстоят дела с этим направлением в России?*

А. Жихарев: Развитие гибридной генерации – это все-таки вопрос локальный. Применение таких технических решений актуально для изолированных территорий, которые, к слову, есть не только на Дальнем Востоке и Крайнем Севере, где, безусловно, таких районов больше, но и в других федеральных округах. На сегодня уже реализован ряд проектов гибридных установок: в основном это комбинация солнечной и дизельной генерации, и большая часть таких объектов находится в Якутии. На ближайшие годы там запланировано строительство еще более 60 подобных энергокомплексов. В этом же направлении движется и Сахалинская область: там также планируется к реализации целая программа по развитию автономных гибридных энергоустановок. Есть и примеры применения ветроэнергетических установок вместе с дизельгенераторами, однако пока все такие проекты реализованы на импортном оборудовании. Обеспечить локализацию производства ветроустановки особого класса, – а для изолированных территорий размер и характеристики должны быть особые, – эпизодическими заказами локальных энергосбытовых компаний невозможно. Для масштабного развития необходима комплексная государственная программа развития такой генерации с совершенно четкими планами по объемам строительства. Тогда инвесторы не заставят себя долго ждать. 📌



СЛУШАЙ ЛЕС



ВЛЕСУХОРОШО.РФ

Социальная реклама

0+





РОССИЯ НА ТРАЕКТОРИЯХ ДВИЖЕНИЯ К УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ: ТРИ ЧЕТВЕРКИ И ОДНА ДВОЙКА [1]

ИГОРЬ БАШМАКОВ

Генеральный директор, Центр энергоэффективности – XXI век

События последних месяцев перечеркнули все существующие прогнозы экономического развития России. Страна оказалась в условиях, когда есть риск оказаться откинутой на десятилетия назад. Автор данного материала полагает, что именно достижение углеродной нейтральности может стать тем путем, который спасет Россию от застоя и деградации и поможет справиться с текущими и будущими вызовами.

В октябре 2021 года Россия поставила цель выйти на углеродную нейтральность к 2060 году. Углеродная нейтральность означает баланс источников и стоков не по всем парниковым газам (ПГ), а только по CO₂. Чтобы судить о возможности достичь углеродной нейтральности, необходимы долгосрочные прогнозы, отражающие социально-экономическое и технологическое развитие страны и эффекты пакета мер, позволяющих поставить выбросы ПГ под контроль. Прогнозы различаются по макроэкономическим допущениям, базовым уровням, охватам источников и стоков ПГ, а также в зависимости от выбора инструментов прогнозирования [2]. Лишь в одном из рассмотренных ранее российскими экспертами сценариев Россия достигает чистых нулевых выбросов CO₂ к 2050 году [3]. Другими словами, дорога, по которой Россия может двигаться к углеродной нейтральности, еще не проложена и не нанесена на карту. Для формирования позиции правительства в отношении политики декарбонизации нужны долгосрочные прогнозы. Опираясь на них, можно оценивать возможные долгосрочные и системные эффекты этих мер и принимать грамотные решения. В этой статье изложены результаты таких прогнозов.

Инструменты прогнозирования [4]

Для прогнозирования перспектив декарбонизации России использовался набор моделей. «Облако» моделей сгруппировано вокруг ядра – ключевой мультисекторальной динамической имитационной модели ENER-GYBAL-GEM-2060. Это «облако» включает макроэкономическую имитационную модель RUS-DVA (два сектора – нефтегазовый и ненефтегазовый, пять продуктов, шесть блоков) и ряд имитационных инженерно-экономических моделей для электро- и теплоэнергетики (10 видов генерации электрической и тепловой энергии и системы хранения энергии), промышленности (около 60 промышленных продуктов, технологий и производственных процессов), транспорта (13 видов пассажирского и восемь видов грузового транспорта плюс несколько типов транспортных средств в каждом виде, которые разбиты по группам используемого топлива и силовых агрегатов), зданий с выделением двух типов жилых зданий – многоквартирные и индивидуальные, девяти процессов потребления энергии и четырех видов оборудования для выработки электрической и тепловой энергии в зданиях, а также 15 типов общественных и коммерческих зданий с разбивкой по пяти процессам; плюс модель для оценки выбросов от сектора отходов. Параметры моделей откалиброваны на данных за 1995-2021 годы. У всех моделей расчетный шаг равен одному году, а горизонт прогнозирования – до 2060 года.

Угол падения не равен углу отражения

Глобальный энергетический переход, с одной стороны, создает проблемы, но с другой, предоставляет возможности для будущего экономического развития России. Баланс будет обусловлен способностью российского правительства осознать масштаб рисков и задач и решать эти задачи с помощью пакетов эффективных мер политики. После 24 февраля возможности достижения такого баланса в ближайшие два-три десятилетия резко сократились.

Россия дала очень существенный толчок процессу низкоуглеродного перехода в странах ОЭСР и во всем мире. Традиционно ведущие торговые партнеры РФ резко активизировали переход к низкоуглеродному развитию на фоне столь же резкого повышения внимания к вопросам не только энергетической, но и экономической безопасности. Процесс роста глобализации мировой экономики временно приостановился. Это блокирует перспективы экономического развития России по традиционной сырьевой модели. Санкции ограничивают доступ низкоуглеродной продукции на зарождающиеся рынки низкоуглеродных товаров, масштаб которых будет достигать триллионов долларов к середине века. Российская экономика – сырьевая. Вклад производства ископаемого топлива и сырья в ВВП составляет 28-30%, то есть почти две трети промышленного производства, до 40% доходов федерального бюджета и почти 25% – консолидированного, а также три четверти экспортной выручки. Потенциал роста рынков топлива и многих базовых материалов (стали, цемента) ограничен, необходимы новые драйверы для ускорения экономического роста, и поэтому увеличение производства новых низкоуглеродных продуктов (или сырья для их производства) очень важен для выхода на эти зарождающиеся рынки.

Зарубежные рынки нефти будут постепенно сжиматься со скоростью, определяемой успехами низкоуглеродного перехода и – по крайней мере, в течение некоторого времени – нежеланием покупать «политически токсичную» российскую нефть [5]. Крайне маловероятно, что Россия когда-либо вернется на уровни экспорта нефти и нефтепродуктов, достигнутые в 2018-2019 годы (400 млн тонн н.э.). Рост нефтяных цен в 2022-2024 годах на несколько лет перекроет снижение выручки, связанное с введением санкций на российскую нефть. Эффект от декарбонизации и санкций станет наиболее ощутимым после 2025 года.

Для российского газа рынок ЕС и некоторые другие рынки будут сжиматься не столько под влиянием политики декарбонизации и высоких цен, сколько из-за нежелания покупать «политически токсичный» российский газ. Его экспорт может снизиться на 70-100 млрд м³, а возможно, и больше. Евросоюз в ближайшие годы смо-

жет полностью отказаться от российского газа. В 2022-2023 годах платой за это будут высокие цены на энергию и ограничения в ее потреблении. Затем запущенные в 2022-2024 годах меры принесут свои плоды и цены на природный газ начнут падать, но вернуться на этот рынок Россия уже не сможет.

Практически невероятно, что добыча и экспорт газа в России когда-либо вернуться на уровень 2021 года. На всем горизонте до 2060 года мировой спрос на российский газ будет значительно ниже, чем ожидалось до 24 февраля. Внутренний спрос на природный газ в России будет определяться двумя разнонаправленными факторами: он будет падать из-за экономической рецессии и последующего очень медленного восстановления, но это падение может смягчиться за счет замещения угля.

Практически невероятно, что добыча и экспорт газа в России когда-либо вернуться на уровень 2021 года. На всем горизонте до 2060 года мировой спрос на российский газ будет значительно ниже, чем ожидалось до 24 февраля

В ближайшие годы потребность замещать дорогой газ при ограниченных санкциях в отношении угля может удержать добычу и экспорт российского угля от резкого падения. Однако постепенные успехи глобальной декарбонизации и отказ от импорта угля из РФ могут привести к сокращению экспорта угля из России к 2035 году наполовину и дальнейшему динамичному его снижению в последующие годы [6]. Внутреннее потребление угля в России также будет сокращаться, особенно под давлением конкуренции со стороны газа.

Можно ожидать, что в 2022 году и в ближайшие годы российский нетопливный экспорт также снизится. В долгосрочной перспективе традиционные рынки углеродоемких базовых материалов будут неуклонно сокращаться. Если Россия не сможет декарбонизировать свое промышленное производство, эти рынки могут быть вообще закрыты для российского экспорта. Что касается расширения поставок высокотехнологичной продукции, Россия начинает с очень низкой базы, а после 24 февраля и 21 сентября ее покинули сотни тысяч инноваторов, которые теперь будут давать толчок высокотехнологичному производству в других странах.

Возможность роста на больших доходах от углеводородов практически исчерпана и подорвана ожидающимися с 2024 года огромными экономическими потерями от снижения как объемов экспорта углеводородов, так и цен на них. Реформы всегда дают эффект с запаздыванием примерно в 10 лет. Рыночные реформы 1990-х го-

дов расчистили дорогу для динамичного роста экономики на интенсивной основе с повышением производительности всех факторов производства в 2000-2008 годов. Но после 1999 года начался процесс демонтажа рыночных реформ, который также дал эффект, но уже отрицательный. После 2008 года экономический рост был очень медленным и абсолютно экстенсивным – то есть для обеспечения роста ВВП на 1% нужно было увеличить объем использования капитала и занятости больше чем на 1%. Средняя за 1995-2008 годы суммарная факторная производительность (СФП) в нефтегазовом секторе была на уровне 1,8%, а в 2009-2021 годах она стала отрицательной (-0,4%). Лишь благодаря высоким ценам на нефть удавалось сохранять очень скромный, абсолютно экстенсивный и весьма капиталоемкий экономический рост.

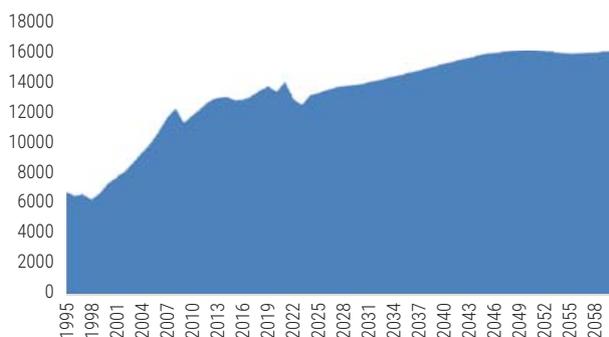
Одной из опор экстенсивного роста является приток рабочей силы. Эта опора заметно ослабла. Численность трудоспособного населения сокращается, и это сокращение ускорил сначала COVID-19, а затем миграция трудоспособного населения после начала военной операции. Это усугубило и без того критическую демографическую ситуацию. Еще до известных событий в прогнозе ООН ожидалось сокращение численности населения России до 2070 года с последующей стабилизацией. Прогнозная численность трудоспособного населения особенно заметно сократится к 2030 году с возможной последующей временной стабилизацией до 2045 года, за которой вновь последует снижение. К 2060 году численность населения трудоспособного возраста будет колебаться между 60 и 70 млн человек. Таким образом, обеспечить рост можно только за счет повышения производительности труда, которая должна сначала компенсировать снижение числа занятых и только потом дать прирост ВВП. Это возможно лишь на основе применения высокотехнологичного оборудования, импорт которого теперь весьма затруднен, а вместо серьезной работы по импортозамещению повсеместно процветает прожектёрство и выдача за российское оборудование, напичканного импортными компонентами.

После 24 февраля 2022 года в результате санкций даже самые пессимистичные из более ранних прогнозов экономического роста в России в одночасье стали избыточно оптимистичными. С использованием модели межотраслевого баланса автор оценил влияние санкций на снижение ВВП России и на производство широкого перечня товаров и услуг в 2022-2023 годах. Затем с использованием модели RUS-DVA был сформирован сценарный прогноз развития экономики России до 2060 года. Это единственная пока оценка долгосрочных экономических последствий специальной военной операции (см. «Сценарии изменения ВВП России и мира до 2060 года»).

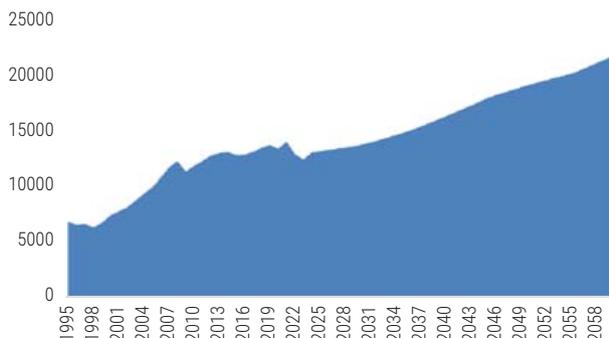
Уровень ВВП 2021 года будет вновь достигнут лишь в 2031-2032 годах. То есть Россия потеряет 10-11 лет экономического роста. В 2060 году российский ВВП будет на

Сценарии изменения ВВП России и мира до 2060 г.

ВВП в ценах 2000 г.

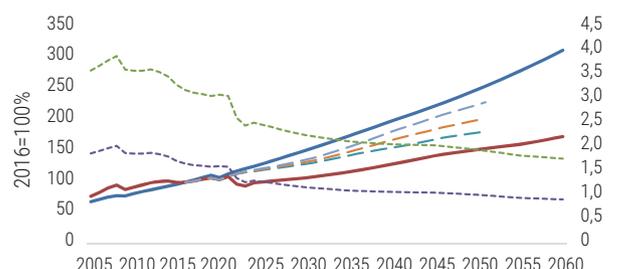
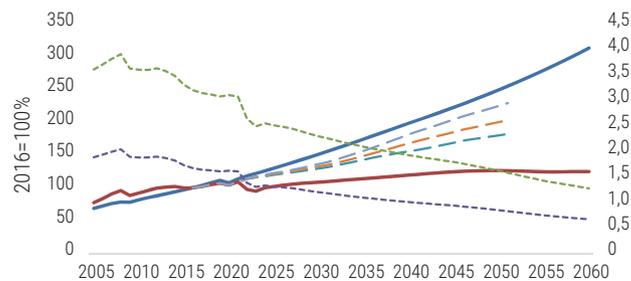


Умеренное сокращение топливного экспорта и незначительный рост СФП



Значительное сокращение топливного экспорта и существенный рост СФП

Рост российского и глобального ВВП (2016 г. = 100) и доля российского ВВП в глобальном



- Мировой ВВП
- ВВП России
- ЦЭНЭФ-XXI – низкий
- ЦЭНЭФ-XXI – средний
- ЦЭНЭФ-XXI – высокий
- Доля России в мировом ВВП (ППС)

Источник: ЦЭНЭФ-XXI

21-44% выше, чем в 2021 году, достигая максимального среднегодового роста 1,6% в 2040-2050 годах и 1,3% среднегодового роста в 2050-2060 годах. Это станет возможным только при условии, что экономическая и институциональная модели в России будут изменены для обеспечения повышения совокупной факторной производительности. В итоге в каждом из рассмотренных сценариев к 2050 году Россия теряет 46-51% от ранее оцененного потенциального ВВП при аналогичных допущениях об интенсивности декарбонизации мировой экономики. Если же не удастся обеспечить новые институциональные и социально-политические механизмы экономического роста, то рост российского ВВП будет ограничен всего 6% в 2060 году по отношению к уровню 2021 года. Иными словами, впереди Россию будут ждать по меньшей мере четыре десятилетия экономической стагнации.

Доля российского ВВП в глобальном ВВП снизится с 1,6% в 2021 году до 0,7-0,9% в 2060 году при расчете по обменному курсу валют и с 3,1% до 1,3-1,7% при расчете по паритету покупательной способности. Российская экономика станет малозаметной на глобальном экономическом ландшафте 2060 года, затененная такими гигантами того времени, как Китай, Индия и США. Это сильно подо-

цвет экономическую безопасность, политическую роль и военный потенциал России.

Еще в 2008 году автор написал: «Нынешняя культурная традиция России – «нацеленность на выживание разобщенных индивидов, ориентированных на решение тактических проблем и плохо представляющих, что их ждет в будущем» [7]. С таким багажом трудно определить направления модернизации и сформировать коалиции для их осуществления. Наивно было ожидать от бюрократического государства, что оно начнет само себя модернизировать во имя будущего. Россия находится в ловушке: для обеспечения выхода в 2050 году на уровни экономического развития, сопоставимые с нынешними уровнями развитых стран, нужно менять культурные традиции и институты, а менять их некому. Чтобы потребность в замене была осознана и появилась дееспособная коалиция, необходима более доказательная база того, что нынешние жесткие российские институты гасят энергию экономического роста. В рассмотренных сценариях снижается экономическая мощь российского государства и предприятий топливной отрасли. Доля государства в ВВП сначала увеличивается в 2022–2023 годах, но затем падает вслед за падением объемов и доли

нефтегазового ВВП и нефтегазовых доходов с 15-25% в 1995-2022 годах до 4-7% в 2025-2060 годах. Роль частного сектора возрастет. Для повышения общей производительности нефтегазового сектора российской экономики необходимо обеспечить конкурентную среду. Можно ожидать, что по мере снижения доминирования государства санкции, связанные с экспортом и импортом, будут ослабевать, а российский бизнес вновь выйдет на мировые рынки не только основных материалов, но и низкоуглеродной продукции. Это увеличит потенциал роста нефтегазового сектора. Именно он станет движущей силой всей экономики.

Россия находится в ловушке: для обеспечения выхода в 2050 году на уровни экономического развития, сопоставимые с нынешними уровнями развитых стран, нужно менять культурные традиции и институты, а менять их некому

Сценарные допущения. Три «четверки»

Задача состоит в разработке видений будущего с учетом диапазона неопределенности, который резко увеличился после 24 февраля. Никто не мог представить того развития событий, которое привело к серьезным санкциям. Они усугубляют существующее технологическое отставание от мировых лидеров и нехватку современных технологий. Шансов на преодоление этого отрыва с опорой на импортозамещение и самодостаточность мало. Невозможно также было представить, что Россия окажется отрезанной от глобальных цепочек поставок, и что технологически продвинутая часть мира будет двигаться в будущее, оставив Россию в стороне. Однако теперь такое видение будущего вполне реально. Выбор слов в выражении «Будущее впереди/позади, Прошлое впереди/позади» уже не однозначен. Три набора разработанных сюжетных линий по-разному его формируют. Они покрывают резко расширяющуюся зону неопределенности и очерчивают траектории, которые могут привести Россию к углеродной нейтральности до 2060 года.

«Вперед в прошлое»

Первый сценарий – 4S (Stagnation, Sanctions, Self-Sufficiency), который можно также озаглавить как «вперед в прошлое». Он строится на следующих допущениях и сюжетных линиях:

- серьезные санкции продолжают действовать в отношении основных товаров традиционного российского экспорта, которые считаются «токсичными» на миро-

вых рынках, и особенно на рынках стран G7; также продолжает действовать запрет на высокотехнологичный экспорт в Россию;

- нефтегазовый экспорт быстро сжимается с невысокими шансами на будущее частичное восстановление через выход на новые региональные рынки, так как мировая экономика неуклонно идет к низкоуглеродному развитию;
- нефтегазовый сектор сокращается, как и его вклад в ВВП, внешнюю торговлю и консолидированный бюджет (после 2025 года);
- Россия исключена из многих глобальных цепочек поставок и вынуждена опираться на самодостаточность в удовлетворении внутреннего спроса;
- строгий контроль над экономикой со стороны государства с соответствующим снижением эффективности в контролируемых секторах;
- импортозамещение высокотехнологичных товаров с потерей качества и невысокими шансами на повышение совокупной факторной производительности (СФП) во многих секторах, которые уже пострадали от усиления контроля со стороны государства;
- медленный экономический рост в нефтегазовых секторах с низкой СФП, сокращающимися трудовыми ресурсами, интенсивной «утечкой мозгов», низкими инвестициями и ограниченным притоком иностранного капитала;
- неспособность нефтегазового сектора заполнить бреши в ВВП, внешней торговле и доходах консолидированного бюджета, которые ранее поступали от экспорта энергоресурсов и сырья;

России важно снизить риски недостижения углеродной нейтральности к 2060 году

- ограниченный потенциал увеличения нетопливного экспорта и поставок базовых материалов на глобальные рынки, которые динамично перестраиваются на низкоуглеродные товары;
- отсутствие доступа российских компаний и бюджетных организаций к международному финансированию, ограничивающее способность консолидированного бюджета поддерживать рост расходов, так как после 2025 года доходы от торговли нефтью и газом упадут как по причине сократившегося экспорта, так и из-за падения цен на энергоносители, а нефтегазовый сектор не сможет закрыть эту брешь;
- старение производственных мощностей, их медленное замещение и медленные темпы модернизации;
- более низкий спрос на продукцию и более медленные темпы ввода новых производственных мощностей,

поскольку спрос на российские товары – как внутри страны, так и за рубежом – будет расти очень медленно или вообще не будет расти;

- лишь небольшая часть вводимых мощностей будет соответствовать стандартам наилучших имеющихся в мире технологий; будут преобладать мощности, вводимые в лучшем случае на не самых эффективных технологиях, слабая конкуренция и отсутствие высокотехнологического оборудования будут тормозить достижение технологических высот.

При ограниченном и сжимающемся из-за кризиса внутреннем рынке переориентация производства на внутренний спрос не может компенсировать потерю экспорта. Некоторые прожекторы надеются на «мощный рынок», который позволит за два-четыре года минимизировать эффект от санкций. Исторический опыт показывает, что этот процесс может занять десятилетия без гарантии успеха. До 2060 года почти все ныне существующие мощности должны быть заменены или глубоко модернизированы. Если это делать на старой технологической основе, то мощности, построенные в 2020-х и 2030-х годах, уже в 2040-х и 2050-х годах окажутся обесцененными. 2020-е и 2030-е годы, самые важные с точки зрения накопления знаний и опыта масштабирования низкоуглеродных технологий, могут быть потеряны.

После провала в 2020-х и 2030-х годах централизованное производство электроэнергии достигнет уровня 2021 года не раньше 2042 года, а к 2060 году вырастет до 1320 млрд кВт-ч. Структура генерации заметно поменяется, и доля переменных ВИЭ (ВЭС и СЭС) вырастет к 2060 году до 21% (см. «Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂»). Медленная декарбонизация российской промышленности затруднит доступ на внешние рынки для традиционных российских товаров, а изоляция России от глобальных цепочек поставок при опоре на собственные силы не позволит выйти на триллионные рынки высокотехнологичной низкоуглеродной продукции. Только 29% легковых автотранспортных средств производятся на основе российских дизайнов автомобильных платформ. Транспорт столкнется со снижением спроса из-за падения как грузовых, так и пассажирских перевозок, а также со снижением поставок современного транспортного оборудования. У россиян будет меньше автомобилей, которые к тому же будут неуклонно устаревать, теряя в надежности и становясь менее экономичными. Будет расти доля импорта подержанных машин.

После стабилизации в 2000-2020 годах потребление энергии в жилом секторе вырастет к 2060 году на 24% от уровня 2020 года. Энергоэффективность существующих жилых зданий будет снижаться. Будет невозможно, как прежде, «импортировать» энергоэффективные электро-

бытовые приборы. Применение ВИЭ в зданиях и превращение российских домохозяйств в просьюмеров будет продолжаться, хотя и медленными темпами. Ограниченный набор мер в секторе отходов позволит заморозить выбросы ПГ до 2030 года на уровне примерно 2020 года с последующим снижением на 9%. Сектор отходов также будет испытывать недостаток технологий. Выбросы ПГ от сельского хозяйства уже вышли на пик и будут снижаться до 100 млн тонн CO₂-эквивалента. Базовая линия для чистого стока CO₂ установлена как экстраполяция тренда, который сформировался в 2010-2020 годах. При его экстраполяции нетто-сток сокращается до 115 млн тонн CO₂ к 2060 году. Эти значения вычитаются при оценке нетто-эмиссии.

Глобальный энергетический переход, с одной стороны, создает проблемы, но с другой, предоставляет возможности для будущего экономического развития России

Повышение энергоэффективности не вносит большого вклада в снижение выбросов: в 2021-2060 годах энергоёмкость ВВП (за вычетом неэнергетического использования топлива) в среднем снижается только на 1% в год. По мере роста выработки на основе ВИЭ, ГЭС и АЭС потребление топлива сократится на 25% к 2060 году, а его сжигание – на треть. Внутреннее потребление природного газа снизится на 15%, а его сжигание – на 22%. Потребление жидкого топлива снизится на 44%, а его сжигание – на 74% (см. «Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂»), в основном благодаря сокращению потребления на транспорте.

Цена на углерод в сценарии 4S составит \$1 за тонну CO₂ в 2031 году и будет линейно расти до \$30 за тонну CO₂ в 2060 году. Это принесет 1,7 трлн рублей, или 0,6% ВВП. Суммарные инвестиции в низкоуглеродные проекты до 2060 года достигают 78 трлн рублей, что вдвое меньше инвестиций в добычу топлива (169 трлн рублей).

В начале 2020-х годов Россия повторит негативный опыт 1990-х, снижая выбросы ПГ путем глубокого сокращения деловой активности. Это самый затратный способ «снижения» выбросов, который обходится в \$1137 за тонну CO₂-эквивалента. Ожидаемое к 2030 году сокращение выбросов от уровня 1990 года составляет 63% по всем ПГ и 67% по CO₂, то есть к 2030 году Россия обгонит ЕС по сокращению выбросов ПГ. В этом сценарии Россия может стать углеродно-нейтральной к 2060 году, только если сможет сломить тренд к снижению стоков в секторе ЗИЗЛХ (землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство) и, более того, на-

растить эти стоки (см. «Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂»).

Дверь обратно в мировую экономику

Второй сценарий – 4D (Development Driven by Decarbonization and Democratization) – это дверь обратно в мировую экономику. Сюжетные линии для этого сценария совершенно другие:

- движение в сторону прекращения конфронтации ослабит санкции после 2030 года и позволит России вновь обрести некоторые из утраченных ею позиций в глобальных цепочках создания стоимости;
- активная политика декарбонизации в России поможет стране получить рыночные ниши в некоторых регионах мира для ряда продуктов с низким или нулевым углеродным следом, а также получить доступ к оборудованию и программному обеспечению, необходимым для производства низкоуглеродной продукции и услуг. Ожидается, что мировые низкоуглеродные рынки вырастут к 2030 году до \$12 трлн [8], а зеленые инвестиции – до \$11-16 трлн к 2050 году [9]. Доля всего лишь в 1% от этого пирога составляет \$110-160 млрд;

Можно ожидать, что по мере снижения доминирования государства санкции, связанные с экспортом и импортом, будут ослабевать, а российский бизнес вновь выйдет на мировые рынки не только основных материалов, но и низкоуглеродной продукции

- демократизация будет идти по мере снижения роли нефтегазового сектора, и опора на более широкие политические и социальные слои станет ключевым фактором для поддержания социальной стабильности и развития деловой активности. Все это привлечет больше конкуренции в экономику (при снижающейся роли государства), высвободит инициативу, снизит уровень миграционных настроений среди квалифицированных работников и привлечет иностранных специалистов на российский рынок. Это снизит коррупцию и даст стимул для инвестирования и вознаграждения по результатам труда, а не на основе личной преданности;
- снятие или ослабление ограничений для высокотехнологичного импорта, стимулирование конкуренции для инвестирования в новые технологии и снова получение доступа к международному финансированию повысит совокупную факторную производи-

тельность и таким образом ускорит развитие нефтяного сектора с растущими возможностями замещения доходов, выпадающих из-за падения нефтегазовой выручки;

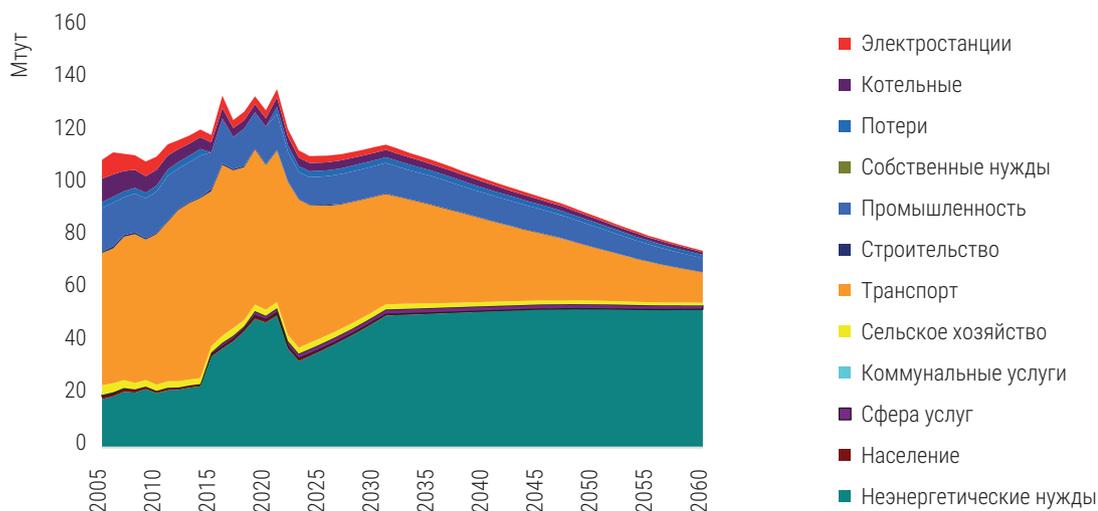
- растущие возможности увеличения производства низкоуглеродной продукции/услуг ускорят вывод из эксплуатации устаревших производственных мощностей и модернизацию оставшихся мощностей;
- повышение спроса на продукцию на внутреннем и мировом рынках значительно увеличит ввод новых мощностей, соответствующих стандартам наилучших имеющихся в мире технологий;
- требование обеспечения низкого углеродного следа продукции и услуг даст стимулы к снижению выбросов по охвату 1 путем повышения энергетической и материальной эффективности, внедрения принципов циркуляционной экономики, электрификации, применения технологий улавливания и хранения углерода (CCS) и водорода, а также к снижению выбросов по охвату 2 путем более глубокого внедрения низкоуглеродной энергетики, возобновляемых источников энергии в сетевых и несетевых системах; технологий на основе водорода; CCS; электрических транспортных средств и других низкоуглеродных технологий по мере достижения ими стадии коммерциализации;
- необходимость сделать низкоуглеродные технологии конкурентоспособными на начальных этапах использования, а также потенциально большой (при положительных результатах Сахалинского эксперимента) географический и продуктовый охват механизмами, подобными CBAM, будет способствовать введению механизмов с ценой на углерод на национальном уровне.

России важно снизить риски недостижения углеродной нейтральности к 2060 году. Важно также сохранить экспорт продукции на рынки, где преимущество отдается товарам с низким углеродным следом, а механизмы с ценой на углерод подрывают конкурентоспособность углеродоемкой продукции. Не менее важно наладить экспорт высокотехнологичной продукции. Еще одна задача – возобновить модернизацию обветшавших производственных мощностей во всех секторах и заменить их на новые низкоуглеродные технологии, которые, как ожидается, в 2020-х и 2030-х годах значительно подешевеют. Все это, наряду с решением задачи стабилизации климата, должно побуждать Россию к реализации активной политики декарбонизации. Для этого потребуются новые институты и демократизация всех сторон жизни по мере того, как при сокращении роли нефтегазового сектора и государства опора на более широкий политический и социальный спектр станет важнейшим фактором поддержания социальной стабильности и восстановления деловой

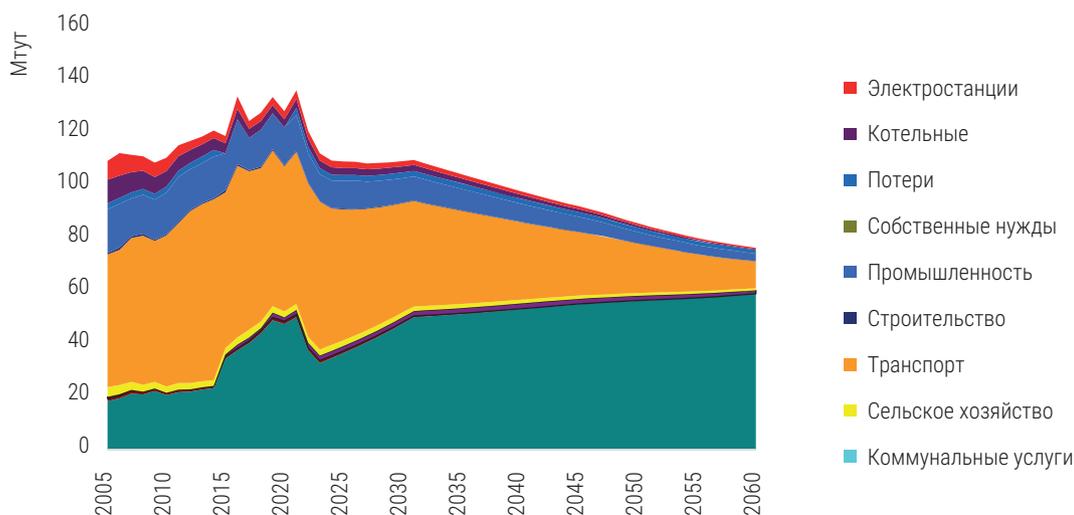
Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

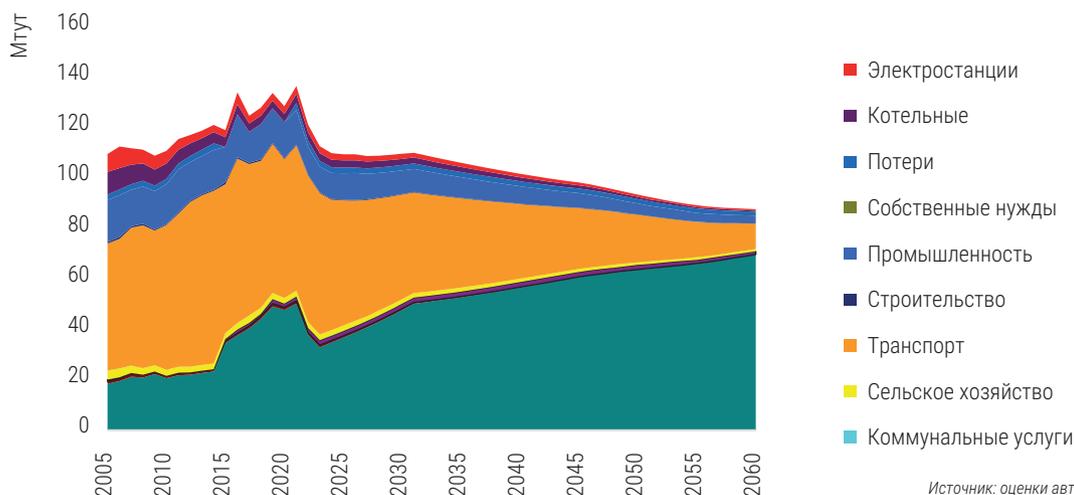
4S



4D



4F



Источник: оценки автора

активности. Это принесет больше конкуренции в экономику и высвободит деловую инициативу.

До 2041 года выработка электроэнергии не будет превышать уровень 2021 года, а потом начнет увеличиваться и достигнет 1516 млрд кВт-ч в 2060 году благодаря активной электрификации секторов конечного потребления. Из них 45 млрд кВт-ч будет выработано просьюмерами. Вырастет роль поставщиков системных услуг, связанная с необходимостью интегрировать значительную долю ВИЭ, обеспечить хранение энергии; вырастет роль агрегаторов, управляющих виртуальными электростанциями – распределенными системами генерации. Переменные ВИЭ станут конкурентоспособными, а средние цены на электроэнергию после небольшого роста в 2020-х годах будут неуклонно снижаться. В 2060 году электроэнергетика еще не станет углероднейтральной, но доля низкоуглеродной генерации увеличится с нынешних 40% до 78%, а углеродоемкость электроэнергетики снизится до 50 г CO₂/кВт-ч. Выработка на ВЭС и СЭС достигнет 332 млрд кВт-ч, что равно 24% от общей выработки. Объемы централизованного теплоснабжения сократятся на 43% к 2060 году, несмотря на значительный прирост отапливаемых площадей зданий, а доля ископаемых топлив при производстве тепла снизится на 60%.

Декарбонизация экономики России – это сложная партия. Ее нельзя выиграть, зная только ход 2F. Выигрыш обеспечивают лишь ходы 4D и 4F

Промышленные предприятия потратят 2020-е годы на поиски новых рынков и на изменение логистики поставок комплектующих. Рост конкуренции на внутреннем и внешних рынках будет стимулировать модернизацию производственных мощностей. Практически все мощности, которые будут использоваться в 2060 году, еще не построены. Среди мер политики предполагается установление цены на углерод для стимулирования снижения углеродного следа и сокращения рисков от схем, подобных СВAM; предоставление субсидий для покрытия разницы между затратами при производстве обычной и низкоуглеродной продукции; стимулирование снижения материалоемкости и развитие циркуляционной экономики; рост использования водорода, биомассы и CCS. В итоге российская промышленность значительно продвинется по пути к углеродной нейтральности, что сделает ее позиции на мировых рынках более прочными.

В последние годы транспортная политика России была сосредоточена на продвижении низкоуглеродных решений, включая развитие электротранспорта. Однако из-за санкций некоторые планы стали или невыполни-

мыми, или их осуществление откладывается. Электрификация на транспорте является основой политики сокращения выбросов ПГ. Доля электроэнергии в энергетическом балансе транспортного сектора вырастет с нынешних 7% до почти 40% в 2060 году. На железнодорожном транспорте она достигнет 85%, на трубопроводном – 44%, на автомобильном – 32%. К 2060 году в структуре парка легковых автомобилей будут преобладать автомобили с электродвигателем. Их доля в продажах достигнет 70% (12% гибридов и 58% на аккумуляторах), а в парке приблизится к двум третям. В 2060 году совокупное потребление энергии на транспорте в сценарии 4D сократится втрое: с 148 до 51 млн т.у.т. (против 73 млн т.у.т. в сценарии 4S).

Значительное повышение энергоэффективности в зданиях снизит потребление ими энергии на 20% до 108 млн т.у.т. Начиная с 2029 года стандарты энергоэффективности для зданий будут ужесточаться и к 2060 году достигнут уровня класса А+. Доля капремонтов в зданиях по энергоэффективным проектам (рост до 2,6% в год) и их эффекты значительно вырастут. Появятся больше энергоэффективных электробытовых приборов. Производство электроэнергии просьюмерами в зданиях достигнет 45 млрд кВт-ч в 2060 году.

Энергоемкость ВВП (без учета неэнергетических нужд) после роста в 2022-2024 годах снизится на 60% к 2060 году, или на 2,5% в год. Это вдвое выше темпов в сценарии 4S. Вместе с развитием ВИЭ это приводит к сокращению сжигания ископаемого топлива на две трети с 769 до 244 млн т.у.т, то есть вдвое сильнее, чем в сценарии 4S. Внутреннее потребление угля снизится в 10 раз. В угольной генерации начнется применение технологии CCS.

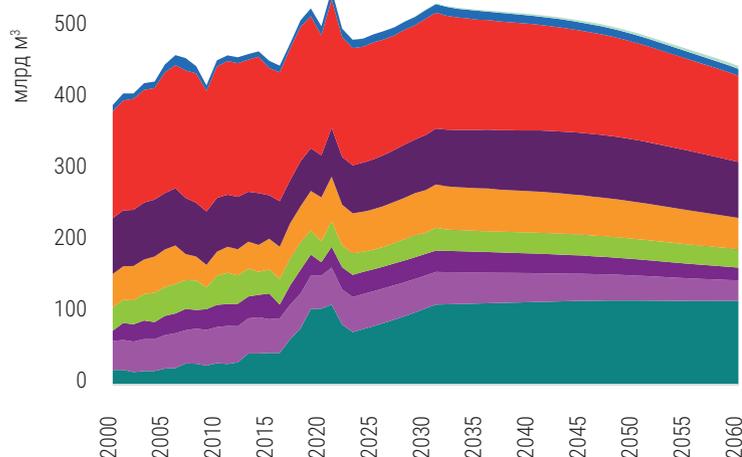
Цена на углерод в сценарии 4D вводится в 2031 году на уровне \$3 за тонну CO₂ и растет на \$3 за тонну CO₂ в год до \$108 за тонну CO₂ в 2060 году. Доходы от цены на углерод достигают 5,2 трлн рублей, или 1,3% ВВП. После 2030 года выбросы CO₂ в России никогда уже не превысят 35% от уровня 1990 года, а выбросы ПГ – 36% от уровня 1990 года. Достижение углеродной нейтральности к 2060 году возможно в этом сценарии даже при снижении чистого стока в секторе ЗИЗЛХ с 605 млн тонн CO₂ в 2020 году до 291 млн тонн CO₂ в 2060 году (см. «Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂»). И в этом сценарии Россия обгоняет ЕС по масштабам сокращения выбросов и CO₂, и ПГ к 2030 году: 70% и 64% от уровня 1990 года.

Совокупные капитальные затраты в 2022-2060 годах составят 197 трлн рублей (против 247 трлн рублей в сценарии 4S) в ценах 2021 года. Инвестиции в низкоуглеродные проекты вырастут до 92 трлн рублей и приблизятся к инвестициям в добычу, переработку и транспор-

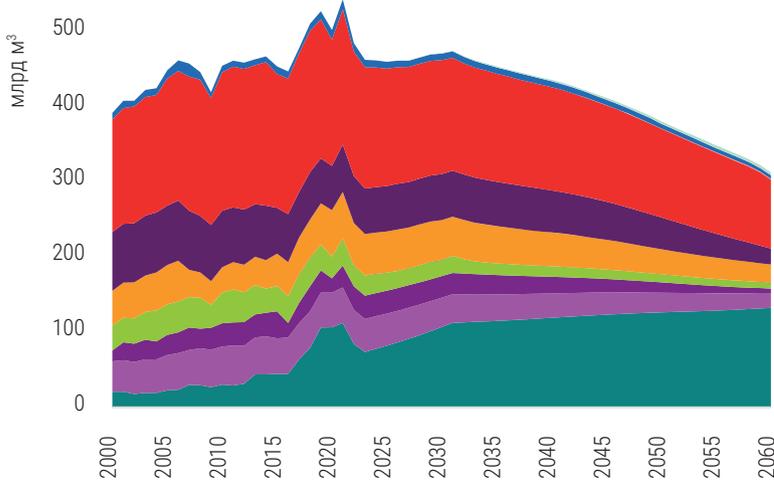
Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂

ПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

4S

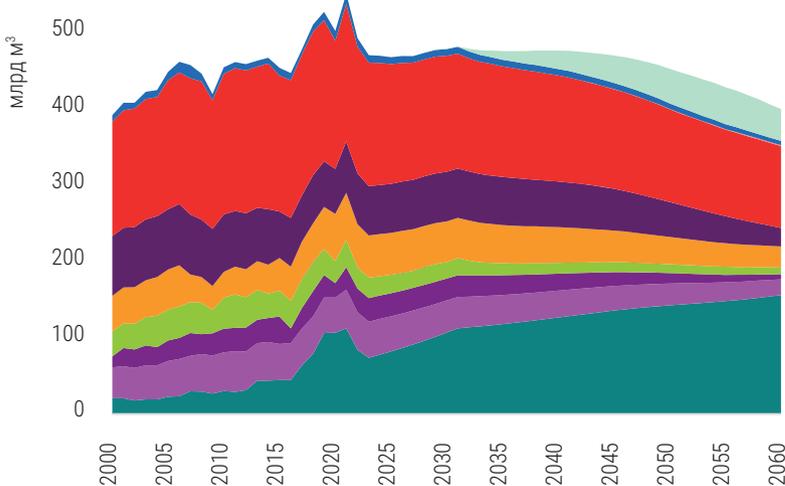


4D



- Водород
- Потери
- Собственные нужды
- Электростанции
- Котельные
- Промышленность
- Строительство
- Транспорт
- Сфера услуг
- Население
- Неэнергетические нужды

4F



Источник: оценки автора

тировку топлива – 105 трлн рублей (против 169 трлн рублей в сценарии 4S). Доля инвестиций в низкоуглеродную трансформацию (совокупные инвестиции за вычетом инвестиций в добычу топлива) в ВВП будет постепенно снижаться с 2,2-2,7% в 2021-2030 годах до 1,5-1,7% в 2050-2060 годах.

Ископаемое топливо – в сырье

Третий сценарий – 4F – Fossil Fuels for Feedstock. Сюжетные линии этого сценария в основном базируются на сценарии 4D, но:

- дополнительно учитывается более интенсивное использование ископаемого топлива в качестве сырья для химической промышленности – наряду с производством «голубого» водорода и аммиака;
- ожидается значительный спрос на внешних рынках на продукцию российской химической промышленности и водорода;
- упор на экспорт пластиков и прочей химической продукции позволит использовать больше ископаемого топлива в качестве сырья с одновременным применением технологий CCS;
- в России будут широко реализованы амбициозные планы экспорта низкоуглеродного водорода и аммиака, производимых из природного газа с применением CCS.

Уровень ВВП 2021 года будет вновь достигнут лишь в 2031-2032 годах. То есть Россия потеряет 10-11 лет экономического роста

Сценарий 4F разработан для того, чтобы выяснить, в какой степени российские ресурсы ископаемого топлива, включая нефть и газ, могут дополнительно использоваться в качестве сырья для химической промышленности, в том числе для производства пластиков, аммиака и водорода, и какой в этом случае будет динамика выбросов ПГ. Мировое производство пластиков к 2050 году может удвоиться, а аммиака – вырасти в 2,5 раза. Мировое производство водорода может вырасти в 5-10 раз. Делается предположение, что экспорт низкоуглеродного водорода из России увеличится до 15 млн тонн в 2060 году, и низкоуглеродного аммиака – также до 15 млн тонн. Если половина производимого водорода в 2060 году будет «голубым», то дополнительное потребление электроэнергии на производство водорода составит 350 млрд кВт-ч в 2060 году. Это примерно треть сегодняшнего производства электроэнергии в России.

Реализация сценария 4F возможна только на базе зеленой электрификации. После двадцатилетней стагнации производство электроэнергии взлетает до 1825 млрд кВт-ч в основном из-за роста спроса на низкоуглеродный водород. Если безуглеродная генерация будет ограничена, то большая доля производства «зеленого» водорода может привести к значительной дополнительной эмиссии ПГ за счет использования электроэнергии ТЭС. Для покрытия скачка спроса совокупная мощность электростанций должна вырасти до 418 ГВт, включая 102 ГВт ВЭС, 86 ГВт СЭС и 77 ГВт АЭС. По ВЭС это составит треть нынешней мощности ВЭС Китая (329 ГВт), а по СЭС – четверть (307 ГВт). Это не кажется невозможным. Ввод новых мощностей достигнет 18 ГВт/год к 2060 году. Максимум годовых вводов за последнее десятилетие составил 7,7 ГВт (в 2014 году). Доля электроэнергии, вырабатываемой на неископаемых видах топлива, достигнет 78% в 2060 году. Ветровая генерация достигнет 352 млрд кВт, а солнечная – 192 млрд кВт-ч. Эти переменные ВИЭ суммарно обеспечивают вполне реалистичные 30% совокупной выработки электроэнергии.

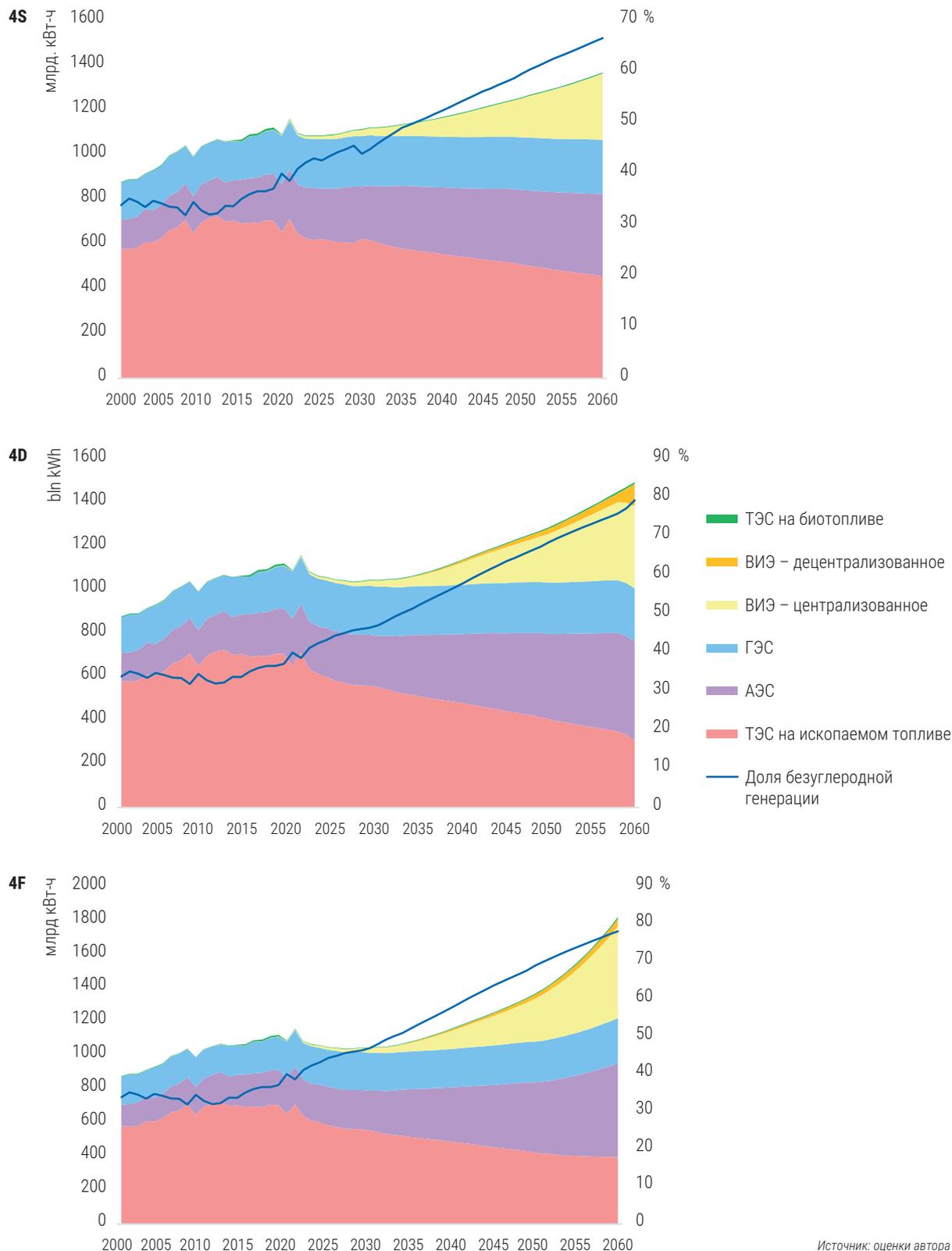
Потребление первичной энергии будет оставаться на уровне 932-944 млн т.у.т до 2050 года с последующим ростом до 1013 млн т.у.т в 2060 году. На всем временном горизонте оно ни разу не превысит уровень 2021 года. Рост производства «голубого» водорода и аммиака позволит стабилизировать внутреннее потребление природного газа на уровне около 470-480 млрд м³ до 2045 года с последующим снижением до 400 млрд м³ по мере замещения «голубого» водорода «зеленым» (см. «Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂»). Дополнительное потребление жидкого топлива для неэнергетических целей не позволит избежать снижения его потребления, но снижение будет не таким глубоким, как в сценарии 4D. На энергетические цели будет потребляться только 21%, а остальное будет использоваться в качестве сырья.

Траектория выбросов CO₂ в сценарии 4F очень близка к траектории в сценарии 4D, так как при дополнительном производстве аммиака и «голубого» водорода будут применяться технологии CCS, а при дополнительном неэнергетическом использовании в химическом производстве углерод будет храниться в пластиках до момента сжигания в странах-импортерах.

В сценарии 4F совокупные капитальные затраты составят 231 трлн рублей в 2022-2060 годах (против 197 трлн рублей в сценарии 4D и 247 трлн рублей в сценарии 4S). Они превысят затраты в сценарии 4D по двум причинам: более высокие уровни добычи нефти и газа для использования в качестве сырья и значительные инвестиции для производства водорода и аммиака.

Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

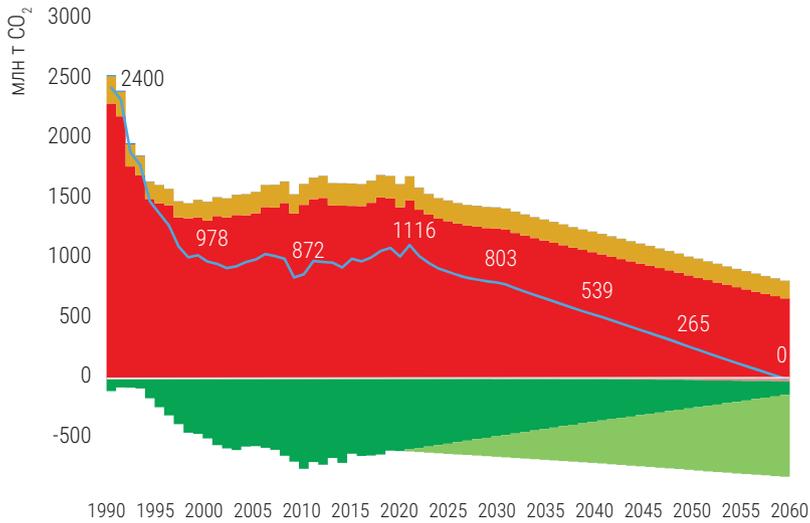


Источник: оценки автора

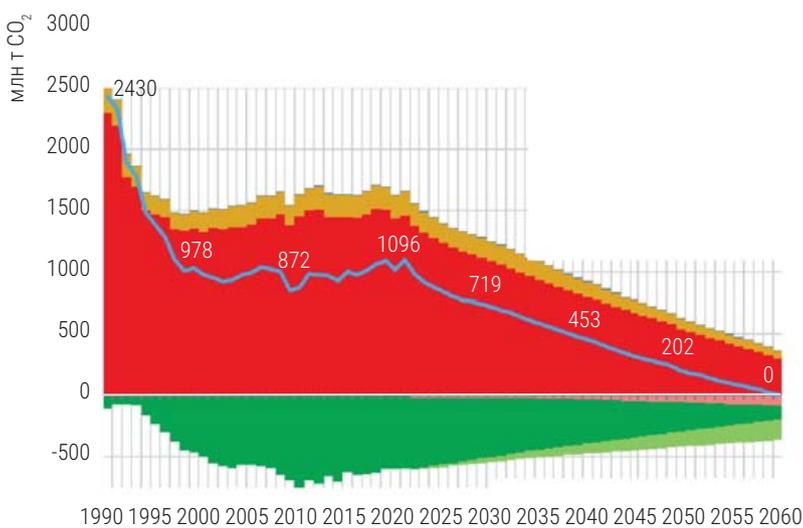
Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂

ВЫБРОСЫ CO₂

4S

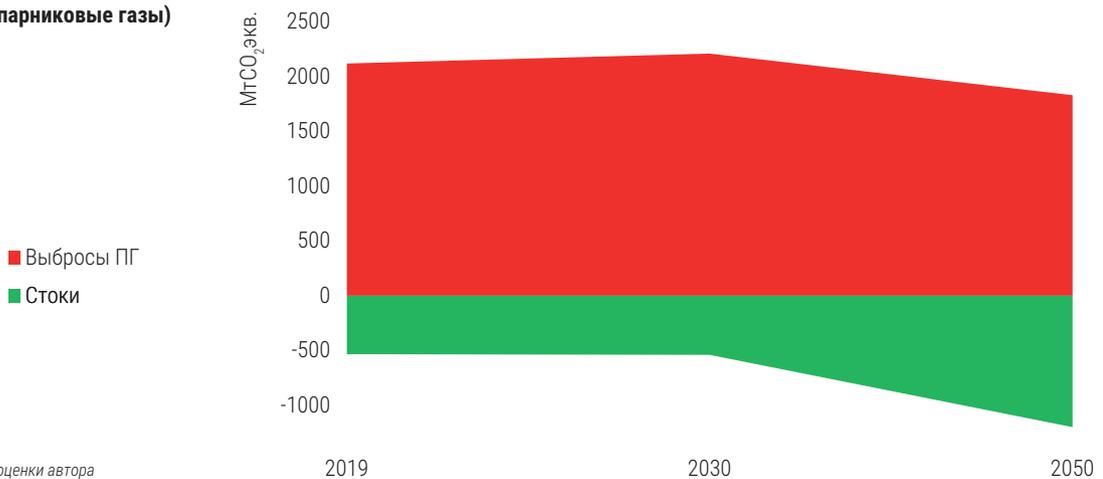


4D≈4A



- Прирост ЗИЗЛХ
- Экстраполяция ЗИЗЛХ
- CCS
- Сельское хозяйство
- Промышленные процессы
- Сектор «Энергетика»

2F (все парниковые газы)



Источник: оценки автора

Три «четверки» и одна двойка

29 октября 2021 года была принята Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Ее цель – при ограниченном снижении выбросов ПГ во всех секторах решить задачу снижения нетто-выбросов за счет удвоения чистого стока в секторе ЗИЗЛХ. Эта цель представляется не только крайне амбициозной, но и нереализуемой. Фактически, правительство в качестве стратегической выбрало траекторию 2F – Forest First, – что влечет значительные риски недостижения углеродной нейтральности к 2060 году. Эта траектория предполагает значительную дополнительную секвестрацию в секторе ЗИЗЛХ (665 млн тонн CO₂-эквивалента чистых стоков дополнительно в 2019-2050 годах), в то время как сокращения выбросов в других секторах будут скромными (-289 млн тонн CO₂-эквивалента в 2019-2050 годах). Однако... чистый сток в российских лесах последние 10 лет сократился на 140 млн тонн CO₂. При сохранении этого тренда Стратегия нуждается в формировании дополнительного нетто-стока в ЗИЗЛХ в размере 1085 млн тонн CO₂. Правительство надеется, что удастся убедить мировое сообщество, что стоки в российских лесах намного больше отражаемых ныне в инвентаризации. Если сосредоточиться только на траектории 2F и игнорировать прочие сектора, то в случае если надежды на такую огромную секвестрацию в ЗИЗЛХ (в т.ч. за счет повышения оценок поглощения) не оправдаются, компенсировать провал будет нечем.

Стратегия нуждается и в других опорах для формирования надежной базы, позволяющей достичь цели по чистым нулевым выбросам углерода. В сценариях 4D и 4F сокращение выбросов во всех секторах (кроме ЗИЗЛХ) составляет 1250-1300 млн тонн CO₂ в 2021-2060 годах (см. «Сценарии динамики потребления жидкого топлива и природного газа по секторам, генерации электроэнергии по источникам и выбросов CO₂»). Если в 2060 году цена на углерод вырастет вдвое – с \$108 до \$216 за тонну CO₂, – то углеродной нейтральности можно будет достичь даже без дополнительных стоков в ЗИЗЛХ относительно падающего тренда.

Во всех сценариях (4S, 4D и 4F) в 2030 году Россия обгоняет Евросоюз по сокращениям выбросов как CO₂, так и ПГ. Сначала, как и в 1990-х годах, – за счет длительного кризиса, но затем (после 2031-2032 годов) уже за счет разворачивания в сторону траекторий 4D и 4F. В итоге во всей тройке сценариев в 2030 году российские выбросы CO₂ будут на 65% ниже уровня 1990 года, а выбросы ПГ – на 60% ниже уровня 1990 года.

Сценарии 4D и 4F соответствуют мировым траекториям ограничения глобального потепления уровнем 1,5-2°C. Кумулятивно в 2021-2060 годах нетто-выбросы CO₂

будут равны 21,7 Гт CO₂. Это составляет 4% от диапазона оценок оставшегося углеродного бюджета для ограничения потепления уровнем 1,5°C с вероятностью 50% и 2% – от диапазона оценок оставшегося углеродного бюджета для ограничения потепления уровнем 2°C с вероятностью 67%. Совокупное снижение выбросов ПГ в России в 1991-2060 годах от уровня 1990 года достигнет внушительных 140 Гт CO₂-эквивалента в 2060 году. Это в 2,4 раза больше глобальной эмиссии ПГ в 2019 году. Ни в одном из сценариев в 2060 году Россия не достигает нейтральности по выбросам всех ПГ, но подходит достаточно близко к этой цели – остаток ее чистых выбросов ПГ составит 8% от уровня 1990 года.

Декарбонизация экономики России – это сложная партия. Ее нельзя выиграть, зная только ход 2F. Выигрыш обеспечивают лишь ходы 4D и 4F. ♣

Список литературы

1. В данной работе кратко изложены основные результаты исследования: Bashmakov I., V. Bashmakov, K. Borisov, M. Dzedzichuk, A. Lunin, I. Govor (2022). Russia's carbon neutrality: pathways to 2060. CENef-XXI. <https://cenef-xxi.ru/articles/russia's-carbon-neutrality:-pathways-to-2060>
2. Башмаков И.А. Ред. 2014. Затраты и выгоды низкоуглеродной экономики и трансформации общества в России. Перспективы до и после 2050 г. ЦЭНЭФ. М., 2014.
3. Там же.
4. Детальное описание моделей приведено в <https://cenef-xxi.ru/articles/russia's-carbon-neutrality:-pathways-to-2060>. Подходы к моделированию сходны с описанными в IEA. 2021. World Energy Model Documentation. October 2021; Despres J., Keramidis K., Schmitz A., Kitous A., Schade B., POLES-JRC model documentation – 2018 update, EUR 29454 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97300-0, doi:10.2760/814959, JRC113757; EIA DOE, 2020. The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2020. July 2020.
5. Крутихин М. Нефтегазовая отрасль под санкциями. Семинар. Московская школа экономики. 29.09.2022.
6. Плакиткина Л.С. Влияние «зеленой» энергетики и эмбарго на развитие угольной промышленности мира и России. Семинар. Московская школа экономики. 13.10.2022.
7. Башмаков И.А. Россия: 2050. Вопросы экономики. 2008;(8):140-144. <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2008-8-140-144>
8. McKinsey Quarterly. April 2022. Playing offense to create value in the net-zero transition.
9. Башмаков И.А. Стратегия низкоуглеродного развития российской экономики. Вопросы экономики. 2020;(7): 51-74. <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2020-7-51-74>.



ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО ГАЗОВОГО РЫНКА И УЧАСТИЕ В НЕМ РОССИИ ДО 2025 ГОДА. Часть 2

ВАЛЕРИЙ СЕМИКАШЕВ

*Заведующий лабораторией прогнозирования ТЭК,
ИНП РАН*

МАРИЯ ГАЙВОРОНСКАЯ

*Младший научный сотрудник,
ИНП РАН*

В статье сформированы и проанализированы сценарии для европейского газового рынка на 2022-2025 годы. Они основаны на гипотезах о разных объемах трубопроводных поставок из России, импорта СПГ, а также перспективах собственной добычи, включая восстановление добычи на Гронингенском месторождении в Нидерландах и на месторождениях в Северном море. В заключение даются оценки стоимости разных сценариев для Европы.

В предыдущей статье (см. «Прогноз развития европейского газового рынка и участие в нем России до 2025 года» НГВ №10/2022) были проанализированы новые условия функционирования газовой отрасли России в части перспектив экспорта. Были оценены текущие (на август-сентябрь 2022 года) объемы трубопроводных поставок из России в Европу, включая Турцию, и сформированы сценарии поставок в 2022-2023 годах. В разных сценариях объемы поставок составляли от 35% до 88% от объемов поставок 2021 года, или от 59 до 147 млрд м³, соответственно. Были также оценены будущие вводы СПГ в разных странах мира – по планам может быть введено до 155 млн тонн. Однако с учетом возможных задержек в вводах и прочих сложностей дополнительные поставки СПГ по нашим оценкам составят 112 млн тонн к 2025 году, или 150 млрд м³.

За восемь месяцев 2022 года Европа уже импортировала порядка 105 млрд куб. м СПГ, или на 32% больше, чем за восемь месяцев в пиковом 2019 году. Это значит, что Европа скупает все свободные еще не законтрактованные объемы СПГ, отбирая некоторую их часть у более бедных азиатских стран, поскольку может платить более высокие цены, которые сформировались на рынке СПГ в 2022 году. А Китай, например, перепродает свои объемы, получая прибыль с высоких цен [1].

Объемы импорта СПГ в Европу до конца текущего года оцениваются в 130-135 млрд м³. Однако в последующих годах по мере сокращения трубопроводных поставок из России могут потребоваться и большие объемы импорта, что на фоне растущего спроса в Азии усилит конкуренцию и повысит цены. Это позволяет сформировать диапазон сценариев объемов импорта СПГ в Европу.

Повышенный спрос на сжиженный природный газ со стороны ЕС может приводить к сокращению потребления СПГ в тех странах, которые его недополучили, переходу на другие виды топлива или падению совокупного энергопотребления.

В данной статье будут сформированы сценарии для европейского газового рынка (с учетом Турции), которые включают разные объемы трубопроводных поставок из

России и объемы поставок СПГ, а также разные объемы собственной добычи. Кроме того, мы дадим оценки стоимости разных сценариев для Европы.

Формирование сценариев отказа Европы от природного газа из России

Нами проанализированы различные возможные варианты газового баланса Европы. На основе этих вариантов сформировано три сценария, для которых будут построены прогнозы европейского баланса газа.

Балансы будут включать четыре блока. Первый блок – добыча природного газа в Европе (в частности в Норвегии, Великобритании, Нидерландах и прочих странах). Ключевым сценарным элементом в этом блоке является гипотеза по добыче на Гронингском месторождении в Нидерландах, на котором последние годы сокращали добычу из-за угрозы подземных толчков и землетрясений [2]. Так в 2011 году добыча природного газа в Нидерландах составляла 69,5 млрд м³, а через десять лет в 2021 году добыча упала до 18,1 млрд м³ (см. «Добыча природного газа в Европе в 2010-2021 годах»).

Если у Европы не будет возможности «отобрать» порядка 40-70 млрд м³ СПГ с мирового рынка, то необходимо будет наращивать собственную добычу

В сценариях рассматривается диапазон собственной добычи в Европе от 184,0 млрд м³ в 2025 году, который соответствует текущим падающим трендам, до 229,1 млрд м³, что предполагает возобновление и рост добычи в Нидерландах и Великобритании.

Второй блок – импорт СПГ. Диапазон объемов импорта СПГ составляет от 150 млрд м³ в 2025 году, что соответствует текущим объемам поставок, до 200 млрд м³, что потребует «отбора» СПГ у азиатских стран, увеличит конкуренцию и повысит цены.

Добыча природного газа в Европе в 2010-2021 гг., млрд м³

	2010	2015	2020	2021	2021/2010
Нидерланды	75,3	45,9	20,1	18,1	-76%
Норвегия	106,2	116,1	111,5	114,3	8%
Великобритания	57,9	40,7	39,5	32,7	-44%
Прочие	70,8	58,2	47,8	45,3	-36%
Итого	310,1	260,8	218,7	210,4	-32%

Источники: BP

Прогноз поставок природного газа в Европу в 2021-2025 гг. в реалистичном сценарии, млрд м³

	2021	2022	2023	2024	2025	2022/2021	2025/2021
Добыча в Европе	210,4	203,5	196,8	190,3	184,0	-3%	-13%
Трубопроводный импорт из России	167,0	90,0	60,0	50,0	40,0	-46%	-76%
Импорт СПГ	108,2	150,0	150,0	170,0	200,0	39%	85%
Прочий импорт	62,0	65,4	68,9	72,7	76,6	5%	24%
Потребление в Европе	571,1	520,6	475,7	482,9	500,5	-9%	-12%

Источники: BP, Bruegel, расчеты авторов

Прогноз поставок природного газа в Европу в 2021-2025 гг. в сценарии запуска СП-2, млрд м³

	2021	2022	2023	2024	2025	2022/2021	2025/2021
Добыча в Европе	210,4	203,5	196,8	190,3	184,0	-3%	-13%
Трубопроводный импорт из России	167,0	90,0	70,0	70,0	70,0	-46%	-58%
Импорт СПГ	108,2	130,0	130,0	140,0	150,0	20%	39%
Прочий импорт	62,0	65,4	68,9	72,7	76,6	5%	24%
Потребление в Европе	571,1	488,9	465,7	472,9	480,5	-14%	-16%

Источники: BP, Bruegel, расчеты авторов

Третий блок – трубопроводный импорт, который включает импорт из России и прочих стран. В сценариях рассматриваются объемы российских поставок от 30 млрд м³, которые предполагают поставки трубопроводного газа из России только в Турцию, до 70 млрд м³, которые включают поставки и в Турцию, и в другие страны Европы, в том числе по второй нитке «Турецкого потока» в Южную Европу, через Украину и/или запуск целевой нитки «Северного потока-2».

Четвертый блок – потребление природного газа в Европе, включая Турцию. Последний блок рассчитывается балансовым методом, остальные являются сценарными параметрами. В рамках каждого сценария оценки по этим блокам будут раскрыты более подробно.

Сценарии

Было составлено три сценария различных объемов трубопроводных поставок из России в Европу, поставок СПГ в Европу, а также объемов добычи в Европе.

Реалистичный сценарий, который является наиболее ожидаемым, предполагает сокращение поставок трубопроводного природного газа из России до 40 млрд м³ в 2025 году – остаются поставки в Турцию по «Голубому потоку» и одной из ниток «Турецкого потока», а также небольшие объемы в страны Южной и Восточной Европы по второй нитке «Турецкого потока». Объемы добычи со-

кращаются инерционно в связи с сокращением добычи на Гронингском месторождении в Нидерландах (см. «Прогноз поставок природного газа в Европу в 2021-2025 годах в реалистичном сценарии»).

В таком случае даже при некотором увеличении объемов трубопроводных поставок из других стран (Алжир, Азербайджан) у Европы возникает критическая потребность в поставках СПГ, причем порядка 40-70 млрд м³ будут «отобраны» у других импортеров СПГ. Это приведет к еще большей дестабилизации газового рынка как в Европе, так и в Азии. Совокупные объемы импорта СПГ могут составить порядка 200 млрд м³ к 2025 году, это на 85% больше, чем в 2021 году.

В этом сценарии объемы потребления в Европе сократятся на 12% в 2025 году по сравнению с 2021 годом. Это соответствует среднему сокращению потребления в Европе примерно на 4% в год (при среднем ежегодном сокращении примерно на 1% за последние 10 лет).

Следующий сценарий – сценарий запуска «Северного потока-2» и заполнения второй нитки «Турецкого потока». Этот сценарий предполагает инерционное снижение собственной добычи в Европе на порядка 3% в год с сокращением добычи в Нидерландах и в Северном море, инерционный рост прочего импорта на 5% в год и рост импорта СПГ на 9% в год на периоде 2021-2025 годов (см. «Прогноз поставок природного газа в Европу в 2021-2025 годах в сценарии запуска СП-2»).

Прогноз поставок природного газа в Европу в 2021-2025 гг. в сценарии роста добычи в Европе, млрд м³

	2021	2022	2023	2024	2025	2022/2021	2025/2021
Добыча в Европе	210,4	222,0	227,0	233,0	240,1	6%	14%
Норвегия	114,3	122,0	122,2	122,5	122,7	7%	7%
Нидерланды	18,1	21,7	26,1	31,3	37,5	20%	107%
Великобритания	32,7	34,3	36,1	37,9	39,7	5%	22%
Прочие	45,3	44,0	42,6	41,4	40,1	-3%	-11%
Трубопроводный импорт из России	167,0	100,0	60,0	50,0	30,0	-40%	-73%
Импорт СПГ	108,2	130,0	130,0	130,0	130,0	20%	20%
Прочий импорт	62,0	65,4	68,9	72,7	76,6	5%	24%
Потребление в Европе	571,1	517,4	485,9	485,6	476,7	-9%	-17%

Источники: BP, Bruegel, расчеты авторов

Ключевым сценарным параметром являются российские трубопроводные поставки в Европу. Однако стоит отметить, что максимальные объемы поставок даже в случае запуска оставшейся второй нитки «Северного потока-2» и «Турецкого потока» на полную мощность составляют порядка 70 млрд м³. В этом сценарии объемы потребления природного газа в Европе составят порядка 480,5 млрд м³ к 2025 году, что соответствует среднему сокращению потребления на 16% на периоде 2021-2025 годов.

Третий сценарий – сценарий роста добычи в Европе. В нем, как и в первом сценарии, предполагается последовательное и бесповоротное сокращение поставок трубопроводного газа, когда останутся задействованными только газопроводы в Турцию, а объемы российского экспорта по трубам в Европу составят порядка 30 млрд м³ к 2025 году. Так же, как и в предыдущих сценариях, предполагается инерционный рост прочего импорта на 24% (максимально заполняются трубопроводы из Африки, Закавказья и Средней Азии). Импорт СПГ на всем периоде равен 130 млрд м³, что соответствует факту текущего года, но ниже и первого, и второго сценария. Это сценарий, когда Европа не может закупить СПГ у других стран, есть проблемы с запуском новых или работой старых заводов СПГ или отсутствует импорт российского СПГ. Последнее может быть как санкционным решением ЕС, так и антисанкционным России (см. «Прогноз поставок природного газа в Европу в 2021-2025 годах в сценарии роста добычи в Европе»).

Если у Европы не будет возможности «отобрать» порядка 40-70 млрд м³ СПГ с мирового рынка, как в первом сценарии, то необходимо будет наращивать собственную добычу. Предполагаются пиковые объемы добычи в Норвегии на уровне 122 млрд м³ как в 2022 году, увеличение добычи на Гронингенском месторождении в Нидерландах и на месторождениях Северного моря в Великобритании, а также инерционное сокращение добычи в прочих евро-

пейских странах. Так, совокупные объемы добычи вырастут до порядка 240,1 млрд м³, или на 14% за период 2021-2025 годов. При реализации этого сценария объемы потребления в Европе снизятся на 17%.

Во всех рассмотренных сценариях происходит снижение потребления в Европе на 12-17% на рассматриваемом периоде. Ни дополнительные объемы СПГ с рынка, ни рост собственной добычи не способны восполнить эти потери.

Стоит отметить, что произошедший в конце сентября 2022 года подрыв газопроводов «Северный поток-1» и «Северный поток-2» [3] сокращает возможности поставок трубопроводного газа из России в Европу. В части поставок трубопроводного газа из России в Европу фактически остается один сценарий, поскольку мы не ожидаем, что ремонт газопроводов будет быстрым [4], и газоснабжение сможет возобновиться.

Разница стоимости природного газа при реализации различных сценариев составляет порядка \$705 млрд за четыре года

Переговоры о запуске «Северного потока-1» и «Северного потока-2» потребуют еще большего участия и содействия со стороны Европы, которое выражается не только в желании покупать российский газ, но и в готовности участвовать в ремонте газопроводов – если не физически, то хотя бы в части предоставления формальных разрешений и возможностей для их ремонтов. Таким образом, отметим, что теперь мы рассматриваем сценарий запуска поставок по «Северным потокам» как маловероятный, однако продолжаем считать, что это единственный вариант для удовлетворения потребностей Европы в природном газе с минимальным сокращением потребления в регионе, независимо от объемов поставок СПГ.

Как Европа может адаптироваться?

Евросоюз запланировал сокращение потребления природного газа в 2022-2023 годах на 15% по сравнению со средними объемами за последние пять лет [5]. Будет ли эффект от этого, пока не ясно, так как планы добровольные.

На наш взгляд, запланированные объемы снижения потребления природного газа Европой являются довольно большими. Такое падение потребления соответствует сокращению потребления в кризисные 2009 и 2014 годы, когда происходило падение всей экономики. В результате чего в 2022-2025 годах могут закрыться многие предприятия, а такие отрасли, как производство азотных удобрений, алюминия и электросталеплавильное производство, для которых природный газ является безальтернативным видом топлива и сырья, могут стать нерентабельными.

Также стоит отметить, что если и были такие сокращения потребления по итогам года, то это были одноразовые провалы со стороны потребителя с восстановительным ростом в последующие годы. Никогда в истории Европы еще не было устойчивого снижения потребления по 4-5% в год, которое было бы вызвано ограниченным предложением с высокими ценами. Накопленный за пять лет дисбаланс будет способствовать перестроению европейской экономики, переходу на другие виды топлива, возможно, более углеродоемкие, такие как уголь, запуску атомных электростанций, переходу на тепловые насосы среди населения.

Повышенный спрос на СПГ со стороны Европы может приводить к сокращению потребления СПГ в тех странах, которые его недополучили, переходу на другие виды топлива или падению совокупного энергопотребления

Очевидно, что уход с рынка существенных объемов (100-150 млрд м³) российского природного газа, который составлял порядка трети европейского потребления, будет крайне ощутимым для всего мирового газового рынка. Основную часть экспорта природного газа из России в Европу составляют трубопроводные поставки, заменить которые Европе можно только на поставки СПГ (но предложения СПГ недостаточно). Дополнительные объемы трубопроводных поставок из других стран малозначимы.

Со стороны Европы трубопроводные поставки из России не могут быть заменены аналогичными поставками из других стран без расширения существующей инфраструктуры. Кроме того, производственные мощности стран-экспортеров (Норвегия, африканские страны, стра-

ны Закавказья и Средней Азии) могут быть ограничены. Принятие и реализация соответствующих решений будет растягиваться на несколько лет. Пока только предлагаются варианты увеличения трубопроводного экспорта из стран Средней Азии [6]. Например, планируется наращивание мощностей трубопроводной сети Южного газового коридора, удвоение текущей пропускной способности газопровода TANAP с 16 до 32 млрд м³, и увеличение экспорта природного газа из Азербайджана в Европу с 8,2 млрд м³ в 2021 году до 20 млрд м³ к 2027 году [7] (остальные объемы идут в Турцию). Однако, на наш взгляд, этот проект, если не принять волевое решение и не выделить денег со стороны Еврокомиссии, потребует гораздо большего времени и столкнется с большими трудностями. Так, газопровод TANAP был анонсирован в 2011 году, в 2012 году было разработано технико-экономическое обоснование проекта, а запуск состоялся только в 2019 году.

Объемы импорта СПГ в Европу до конца текущего года оцениваются в 130-135 млрд м³

Другой вариант замены трубопроводного российского газа – поставки СПГ. Однако некоторые объемы строящихся заводов СПГ, рассчитанных на растущий спрос в Азии, уже законтрактованы. Таким образом, при сокращении российских поставок Европе придется продолжать участвовать в конкуренции за СПГ, поднимая мировые цены еще выше, поскольку вводимых заводов недостаточно для удовлетворения будущего мирового спроса. Это значит, что потребление природного газа в Европе будет сжиматься еще более быстрыми темпами.

Кроме того, можно заметить, что заключение новых контрактов между Европой и странами экспортерами СПГ идет не очень успешно. Недавние переговоры Германии со странами Ближнего Востока (Катар, ОАЭ, Саудовская Аравия) об увеличении поставок газа [10] не привели к заключению контрактов на необходимые Европе объемы. Это значит, что «отбор» СПГ с мирового рынка будет очень сложным и дорогим.

Таким образом, для совокупного сокращения потребления природного газа на 12-17% за период 2025-2021 годов Европе необходимо осуществить один из следующих вариантов:

- увеличить объемы импорта СПГ относительно пикового 2019 года на 80 млрд м³ – до 200 млрд м³ к 2025 году;
- увеличить собственную добычу на 30 млрд м³ при росте импорта СПГ на 20 млрд м³ по отношению к 2021 году – до 130 млрд м³ к 2025 году;

Прогнозные оценки стоимости замещения российского трубопроводного природного газа в Европе в 2023 г., \$млрд

Сценарий	Импорт СПГ, млрд кубов	Цена на СПГ, \$/тыс. м ³	Трубопроводный импорт из России, млрд м ³	Цена на трубопроводный газ, \$/тыс. м ³	Стоимость, \$млрд
Реалистичный	150	2 000	60	1 300	378
Запуск СП-2	130	1 300	70	900	232
Рост добычи	130	1 600	60	1 100	274

Источники: расчеты авторов на основе отчетных данных Еврокомиссии за 2022 г. [8-9]

Прогнозные оценки стоимости замещения российского трубопроводного природного газа в Европе в 2022-2025 гг., \$млрд

Сценарий	2022	2023	2024	2025	Итого
Реалистичный	426	468	424	396	1 713
Запуск СП-2	252	294	254	208	1 008
Рост добычи	331	350	306	250	1 237

Источники: расчеты авторов на основе отчетных данных Еврокомиссии за 2022 г. [8-9]

- запустить вторую ветку «Северного потока-2» при росте импорта СПГ до 150 млрд м³ к 2025 году.

Такие меры позволят поддержать потребление природного газа в Европе на уровне 480-500 млрд м³, что на 12-17% ниже уровня 2021 года. Стоит отметить, что сокращение потребления при реализации каждого из сценариев примерно одинаковое, то есть объемы потребления в Европе порядка 480-500 млрд кубометров к 2025 году можно считать ориентиром.

Однако при сочетании всех рассмотренных сценариев, то есть при высоких объемах импорта СПГ порядка 200 млрд м³, увеличении объемов собственной добычи до 240 млрд м³ и запуске «Северного потока-2» с совокупными объемами российского трубопроводного импорта в Европу порядка 70 млрд м³, объемы европейского потребления выйдут на уровень 2021 года – порядка 570-580 млрд м³ в – к 2025 году. Если бы «Северные потоки» не были подорваны, необходимых для поддержания потребления уровня 2021 года действий было бы меньше.

Сколько это стоит?

При реализации различных из рассматриваемых сценариев будет также меняться стоимость импортных поставок. Мы оценили затраты Европы на импорт СПГ и трубопроводного газа в 2022-2025 годах. Поскольку сценарии достаточно разнообразны и ценовые условия могут сильно колебаться, то мы сформировали пусть и демонстрационные, но в целом, как нам кажется, соответствующие им ценовые условия (см. «Прогнозные оценки

стоимости замещения российского трубопроводного природного газа в Европе в 2023 году» и «Прогнозные оценки стоимости замещения российского трубопроводного природного газа в Европе в 2022-2025 годах»). Разброс затрат достаточно значителен.

При сильном сокращении российских трубопроводных поставок и сильном увеличении поставок СПГ, а значит дестабилизации рынка СПГ, цена как на трубопроводный природный газ с привязкой к цене нефти, так и на СПГ, будет расти (и уже растет). При реалистичном сценарии и увеличении импорта СПГ стоимость поставок сжиженного природного газа и трубопроводного импорта составит порядка \$1713 млрд за период 2022-2025 годов.

Заключение новых контрактов между Европой и странами экспортерами СПГ идет не очень успешно, а это значит, что «отбор» СПГ с мирового рынка будет очень сложным и дорогим

При реализации сценария запуска «Северного потока-2» затраты на трубопроводные импортные поставки и поставки СПГ будут наиболее низкими и составят \$1008 млрд.

В случае реализации роста собственной добычи общая стоимость соответствующих импортных поставок составит порядка \$1237 млрд.

Таким образом, разница стоимости природного газа при реализации различных сценариев составляет порядка \$705 млрд за четыре года. Для сравнения стоимость

строительства «Северного потока-2» составляла порядка \$10 млрд [11].

Пока не наблюдается причин, которые бы способствовали возвращению цен на спотовом рынке Европы до уровней хотя бы \$400-500 за тыс. м³. Кроме того, здесь не оцениваются финансовые потери от сокращения потребления природного газа в Европе, связанные с закрытием производств и сжатием экономики [12-13]. Власти Германии уже планируют выделить 150-200 млрд евро на борьбу с ростом цен на газ [14].

Выводы и предложения

1. На трубопроводные поставки российского газа в Европу в большей степени влияют уже не экономические факторы, а политические. Поэтому объемы поставок будут зависеть от целей и поведения России и Европы. Исходя из результатов расчетных построений, при сокращении российских поставок в Европу дефицит природного газа в Европе неизбежен. Объемы дефицита в Европе могут составить до 100 млрд м³ по отношению к 2021 году – собственно почти две трети поставок из России. Причем такое сокращение потребления не может быть плановым и безболезненным в кратко- или среднесрочной перспективе. Дефицит природного газа в Европе нанесет ущерб как экономике ЕС, так и создаст дисбалансы на всем мировом рынке и потянет цены вверх. Особенно такие риски велики в 2023 году, когда не будет ввода новых мощностей СПГ [15].

2. Стоимость разных сценариев для Европы сильно отличается. Наиболее дорогим является сценарий максимальных объемов импорта СПГ – \$1713 млрд за период 2022-2025 годов. Наиболее рискованный – сценарий возобновления добычи в Европе, поскольку существуют угрозы землетрясений. Наиболее дешевый – сценарий запуска «Северного потока-2» и восстановления возможных поставок из России. На него потребуется на \$700 млрд меньше, то есть порядка \$1 трлн за рассматриваемый период.

3. В рамках экономической теории это создает возможности для России в части переговоров с Европой о ремонте и запуске «Северного потока-2» и «Северного потока-1» и/или переговоров об отмене технологических санкций со стороны Европы. Например, ремонт и запуск «Северных потоков» в обмен на технологии и оборудование для СПГ, перераспределение СПГ разных производителей между рынками Европы и Азии – российский СПГ пойдет в Азию, а американский/катарский/африканский СПГ в Европу, варианты спотовых поставок.

Однако такие решения находятся в политической плоскости. Нами сценарии кооперации оцениваются как почти невозможные.

Но в случае начала таких переговоров переговорная позиция у России будет сильная. По сути, это разница в

стоимости энергоснабжения (см. «Прогнозные оценки стоимости замещения российского трубопроводного природного газа в Европе в 2022-2025 годах»). ❗

Список литературы

1. Гончаренко А. Китай прекратит перепродажу СПГ в Европу и Азию <https://clck.ru/32QdC8>
2. Давыдов Д. Добычу газа на месторождении Гронинген сведут к нулю <https://teknoblog.ru/2022/09/20/119159>
3. Щукин П. На «Северном потоке» обнаружили беспрецедентные разрушения https://lenta.ru/news/2022/09/27/nord_dis/
4. Кудияров С. Закат Европы <https://expert.ru/expert/2022/40/zakat-yevropy/>
5. ЕС сократит потребление газа на 15% <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/07/26/933203-es-sokratit-gaza>
6. Совина М. В Турции назвали альтернативу поставкам российского газа в ЕС <https://lenta.ru/news/2022/07/31/alt/>
7. Свинцова Е. Евокомиссия и Азербайджан обсуждают сделку по увеличению импорта газа <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/743719-evrokomissiya-i-azerbaydzhan-obsuzhdayut-sdelku-po-velicheniyu-importa-gaza/>
8. Керимов Р. Страны ЕС в январе-июне потратили около 5 млрд евро на закупки газа из Азербайджана <http://interfax.az/view/878890>
9. В ЕК оценили стоимость газа, поставленного из Азербайджана в Европу в I квартале 2022 года <https://www.interfax.ru/business/851333>
10. Asharq: Шольц надеется на достижение большего прогресса по поставкам СПГ из Катара в ФРГ <https://www.gazeta.ru/business/news/2022/09/25/18647767.shtml>
11. Германия остановила «Северный поток-2» <https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2022/02/22/910515-zamorozka-severnogo-potoka>
12. Мордюшенко О. Европа перестанет выпускать удобрения <https://www.kommersant.ru/doc/5526650>
13. Металлургические заводы в Европе под угрозой закрытия из-за дорогой электроэнергии – СМИ <https://www.finam.ru/publications/item/metallurgicheskie-zavody-v-evrope-pod-ugrozoiy-zakrytiya-iz-za-dorogoiy-elektroenergii-smi-20220819-160849/>
14. Handelsblatt: власти Германии могут выделить €150-200 млрд для смягчения роста цен на газ <https://news.rambler.ru/world/49429240-handelsblatt-vlasti-germanii-mogut-vydelit-150-200-mlrd-dlya-smyagcheniya-rosta-tsen-na-gaz/>
15. Ли Вэй и др. Тенденции развития технологий сжижения природного газа на примере заводов СПГ в Китае <https://cyberleninka.ru/article/n/tendentsii-razvitiya-tehnologiy-szhizheniya-prirodnogo-gaza-na-primere-zavodov-spg-v-kitae/viewer>

IX международный форум и выставка

+7 (495) 109-9-509 (Москва)
events@vostockcapital.com

ЯМАЛ:АРКТИКА НЕФТЕГАЗ

www.yamaloilandgas.com

29-30 ноября 2022, Тюмень

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL
— 20 лет успеха —

ПРИ УЧАСТИИ
ИНВЕСТИЦИОННОЙ КОМАНДЫ
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ГАЗПРОМБАНК

ЛОГИСТИЧЕСКИЙ
ПАРТНЕР

FESCO
Projects

СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И ПОЧЕТНЫХ ГОСТЕЙ



ОКСАНА
БУГРИЙ

Заместитель генерального
директора
по перспективному развитию
Газпром Недр



АЛЕКСЕЙ
АГЕЕВ

Заместитель генерального
директора по перспективному
развитию
Газпром Добыча Ямбург



АЛЕКСЕЙ
АНИСИМОВ

Капитан морского порта
Порт Сабетта



ИРИНА
ТАРАН

Начальник Сибирского
филиала
Главгосэкспертиза
России



АЛЕКСАНДР
ЗАЙЦЕВ

Заместитель генерального
директора по обустройству
НОВАТЭК НТЦ



РУСЛАН
ИСМАГИЛОВ

Начальник отдела
НОВАТЭК НТЦ

Среди постоянных участников:



Если Вам интересно выступить с докладом
или принять участие в дискуссии:

УЛЬЯНА ИРИНАРОВА

Продюсер проекта

Ulirinarova@vostockcapital.com
+7 (495) 109 9 509 (Москва)



ПОЛУЧИТЕ
ПОЛНЫЙ СПИСОК
АКТУАЛЬНЫХ
ИНВЕСТИЦИОННЫХ
ПРОЕКТОВ ЯМАЛА



ГЛОБАЛЬНОЕ НЕФТЕТРЯСЕНИЕ

ДМИТРИЙ КОПТЕВ

*Член Экспертного совета, руководитель
медиацентра Института развития технологий ТЭК*

Начало октября ознаменовалось целым рядом событий, которые указывают на серьезные преобразования, происходящие на мировом нефтяном рынке. Решение ОПЕК+ о снижении квот на добычу сразу на два млн баррелей в сутки при стабильном спросе не имеет аналогов в истории. Впервые стало возможным говорить о создании картеля потребителей – пока только в отношении российской нефти. Новые глобальные механизмы регулирования энергорынков формируются опытным путем, и результаты преобразований остаются неопределенными и интригующими для всех участников процесса.

В октябре впервые после долгого перерыва картель ОПЕК+ сделал недвусмысленное заявление, что не намерен оставаться на вторых ролях в определении судьбы мировой нефтегазовой отрасли. В течение нескольких по-

следних месяцев поведение рынков определялось в основном заявлениями и действиями ведущих потребителей – выпуском нефти из стратегического резерва США (SPR), полным или частичным эмбарго на поставки рос-

сией нефти в ряд стран (США, Великобритания, Канада, в недалекой перспективе – страны ЕС) и долгим обсуждением ценового потолка для поставок из России.

Результатом этих действий и заявлений стала невротизация рынка, которая выразилась в стремлении игроков вкладывать средства в считающиеся «безопасными» активы, прежде всего в доллары США. Вызванное этим укрепление американской валюты, в свою очередь, привело к снижению нефтяных котировок ниже \$85 за баррель Brent (ноябрьский фьючерс) и ниже \$77 за баррель WTI с поставкой в декабре.

Переломить понижательную тенденцию помогли принятые 5 октября министрами стран ОПЕК+ решения. Основные положения документа – продление действия соглашения до конца 2023 года и снижение с ноября действующих суточных квот сразу на два млн баррелей. Последнее произвело особенно сильное впечатление на трейдеров и аналитиков – даже самые смелые прогнозы не шли дальше возможности снижения на 1 млн баррелей в сутки. Цены на нефть немедленно начали расти и к концу недели вплотную приблизились к \$98 за баррель Brent и \$93 за баррель WTI.

Обращает на себя внимание сократившийся спред между двумя основными индикативными сортами. Обычно это происходит, когда рынок ждет снижения предложения сырой нефти в США. На этот раз это, по-видимому, связано с анонсированным завершением выпуска нефти из SPR и началом их пополнения в 2023 году.

Однако воздействие двухмиллионного урезания квот на предложение физической нефти будет не столь заметным. По расчетам, с рынка уйдут максимум 0,9 млн баррелей в сутки, из которых 0,4 млн – за счет Саудовской Аравии. Россия же сможет даже увеличить добычу – для нее ноябрьские квоты составят 10,5 млн баррелей, а добывается всего 9,75 млн. Некоторое сокращение добычи стало результатом санкций. Другое дело, что в условиях ожидаемого ужесточения ограничений на поставки такое увеличение представляется малооправданным.

Куда более важные отложенные последствия будет иметь решение о продлении действия соглашения о контроле уровня добычи сразу на год. Это однозначно свидетельствует о намерении стран картеля в течение всего следующего года «держать руку на пульсе» рынка. Таким образом, озвученные ранее в качестве приемлемых \$60-\$70 за баррель очевидным образом больше не устраивают поставщиков нефти. Новый желаемый диапазон, по-видимому, ближе к \$90-\$100 за баррель Brent.

Оба решения – о продлении соглашения и сокращении добычи – также говорят о том, что ведущие игроки ОПЕК+, такие как Саудовская Аравия, намерены в дальнейшем проводить независимую от США и других крупных потребителей политику. Некоторые российские аналитики уже объяснили это слишком упорным стремлени-

ем стран Запада любыми средствами ограничить поставки российской нефти. Оно могло вызвать у других крупных производителей, в первую очередь Саудовской Аравии, опасения, что подобным образом может быть ограничен экспорт из любой страны. Перед лицом опасности естественно сплотиться со сторонниками, что и было продемонстрировано в Вене 5 октября.

Впрочем, реакция западных наблюдателей не сильно отличается. Например, колумнист Bloomberg Хавьер Блас после сообщений из Вены написал: «США и их западные союзники должны обратить внимание – впервые в новейшей истории энергетики у Вашингтона, Лондона, Парижа и Берлина нет ни одного союзника внутри группы ОПЕК+».

Надо заметить, что реакция Белого дома показывает, что там хорошо поняли, против кого решили дружить производители нефти. «Я думаю, что решение ОПЕК является бесполезным и неразумным. Неизвестно, какое влияние оно окажет в итоге, но это определенно то, что мне кажется неуместным в условиях, с которыми мы сталкиваемся, когда президент Байден уделяет много времени изучению всех доступных вариантов в попытке снизить цены на нефть», – заявила глава Минфина США Джанет Йеллен (цитата по Financial Times). Сразу после этого США заявили о возможности вывести свои войска из Саудовской Аравии. Примечательно, что ту же самую угрозу использовал Дональд Трамп, чтобы заставить саудитов присоединиться к соглашению ОПЕК+. Теперь с ее помощью пытаются это соглашение разрушить.

Стремление стран Запада любыми средствами ограничить поставки российской нефти могло вызвать у других крупных производителей, в первую очередь Саудовской Аравии, опасения, что подобным образом может быть ограничен экспорт из любой страны

Официальная мотивация борьбы за дешевую нефть очень благородна – высокие цены на нефть вредят экономике бедных стран, поэтому должны быть снижены. В качестве одного из основных вариантов такого снижения, который, по заявлениям из Вашингтона, сохранит 50 крупнейшим развивающимся экономикам в общей сложности \$160 млрд, рассматривается введение потолка цены на российскую нефть. Механизм, позволяющий реализовать эту меру на практике, был согласован в начале октября в составе восьмого пакета санкций ЕС в отношении России.

Правда, как сразу же отметили все наблюдатели, одобренный документ предельно неконкретен. Пока известны лишь сроки, в которые он должен заработать – с 5 декаб-

ря, когда в силу вступит европейское эмбарго на поставки российской нефти в страны ЕС морским транспортом. Также понятно, что, как и в случае с эмбарго, не обойдется без исключений. Так, запрет на поставки не распространяется на страны, которые не могут обеспечить свою энергобезопасность иным способом, и на случаи, когда поставки нефти по трубопроводам прекращаются по не зависящим от членов Евросоюза причинам. Аналогично такие страны могут быть освобождены от соблюдения требований ценового ограничения.

Если Евросоюз начнет накладывать санкции на компании из третьих стран, которые будут поставлять в Россию подсанкционное оборудование и технологии, те окажутся перед трудным выбором

Ни конкретная цифра, ни хотя бы формула, по которой она может рассчитываться, неизвестны. Насколько можно судить, они станут предметом дальнейших переговоров со странами, которые ЕС и США хотели бы видеть своими партнерами по «Коалиции предельных цен». В первую очередь авторы инициативы стремятся привлечь в нее Китай и Индию, однако те пока никак не обозначили свою готовность туда вступить. Напомним, что именно эти страны стали главными бенефициарами действий Запада, направленных на ограничение возможностей экспорта российской нефти. Россия была вынуждена перенаправить значительную часть экспортного потока с европейского на азиатский рынок, для завоевания которого пришлось предлагать значительный дисконт к рыночной цене. В какой-то момент он доходил до 30%, в последнее время значительно снизился, но все еще сохраняется.

Расплывчатость формулировок в новых санкционных документах позволяет выдвинуть версию, что бенефициары хотели бы сохранить возможность закупать российскую нефть и после введения эмбарго. Для этого нужно лишь, чтобы предельная цена совпадала с той, по которой Россия будет готова предлагать ее третьим странам. Косвенным подтверждением может служить заявление президента США Джо Байдена: «Соединенные Штаты уже несколько месяцев прикладывают усилия, чтобы высвободить российскую нефть, опасаясь, что действующие санкции Евросоюза нанесут слишком сильный удар по поставкам».

Ранее Александр Новак называл приемлемой стоимостью в \$70 за баррель. Правда, одновременно декларировалась готовность прекратить поставки в страны, которые поддержат ценовой потолок. Но если выбор будет стоять между сохранением отрасли и принципами, компромисс более чем вероятен.

Побочным позитивным моментом введения потолка цен на российскую нефть может стать сближение реальных цен и цен, исходя из которых рассчитывается налоговая база экспортеров нефти. До сих пор последние базируются на котировках Argus, которые не учитывают предоставляемый дисконт. Нефтяники уже неоднократно обращали внимание, что это приводит к завышению уровня налогообложения, однако Минфин до сих пор отказывается учитывать фактическую цену при исчислении налогов. Ценовой потолок позволит перейти к более приближенной к реальности методике налогообложения.

Отдельным вопросом остается вопрос вторичных санкций в отношении стран, нарушающих санкционный режим. С одной стороны, США заявляют, что не намерены использовать этот механизм против стран, не присоединившихся к «Коалиции предельных цен». С другой, Евросоюз пригрозил накладывать санкции на физических и юридических лиц, организации и ведомства, которые способствуют обходу европейских ограничений.

Такой шаг свидетельствует о радикальном изменении политики, пишет Bloomberg со ссылкой на источники. Санкции можно будет применять к людям и организациям за пределами ЕС, которые ввозят в страны Евросоюза запрещенные к импорту товары из России или экспортируют подсанкционную продукцию в Россию.

Между тем санкции касаются широкого круга технологий и оборудования, применяемых в добыче и переработке нефти и в нефтехимической промышленности. Например, после их введения из России ушли все компании «большой четверки» нефтесервисных компаний – Weatherford, Schlumberger, Baker Hughes и Halliburton. Хотя их доля на рынке нефтесервиса не превышала, по оценкам, 20%, они, например, практически полностью контролируют технологии строительства так называемых «умных скважин», без которых невозможно эффективное освоение шельфа или повышение нефтеотдачи на зрелых месторождениях.

Комментарии отраслевых экспертов в основном сводились к тому, что практически все необходимое можно найти в Китае и даже на Ближнем Востоке, где за последние годы научились строить собственное оборудование, а также отчасти заменить отечественными аналогами. Но если Евросоюз начнет накладывать санкции на компании из третьих стран, которые будут поставлять в Россию подсанкционное оборудование и технологии, те окажутся перед трудным выбором. Например, товарооборот между Китаем и Россией по итогам первых пяти месяцев 2022 года составил чуть меньше \$66 млрд, а между Китаем и ЕС только за первый квартал достиг почти \$206 млрд. Станут ли китайцы рисковать испортить отношения со своим крупнейшим торговым партнером ради того, чтобы помочь России – вопрос открытый. ❗

Radisson

ROYAL HOTEL
ST PETERSBURG

—
ЭЛЕГАНТНАЯ
КЛАССИКА

В ЦЕНТРЕ
ГОРОДА
—

Radisson Royal Hotel, St. Petersburg
49/2 Nevsky prospect, 191025, St. Petersburg, Russia
191025, Россия, Санкт-Петербург, Невский пр., 49/2
T: +7 812 322 50 00
reservations.led@radissonblu.com

FEEL THE DIFFERENCE



https://www.telesur tv.net/_export/1570202472591/sites/telesur/img/2019/10/04/cuba_rusia_reuters_relaciones_bilaterales.jpg

ТРАНСФОРМАЦИЯ КАРИБСКОГО СВОПА РОССИЯ КОМПЕНСИРУЕТ СПАД ВЕНЕСУЭЛЬСКИХ ПОСТАВОК ГАВАНЕ

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ*

Кандидат политических наук

Схема атлантического нефтеэкспорта и встречных, хотя подчас неровных, платежей либо взаимозачетов с участием Москвы, Каракаса и Гаваны – снова на первых полосах деловых СМИ. Топливо-сырьевой мост, родившийся на гребне «холодной войны», но затем исчезнувший, сейчас восстанавливается. Речь, однако, уже не идет о классическом и потому особо памятном историкам «нефтяном треугольнике». Перед нами – не та мега-пирамида с северной верхушкой на Балтике, которая с 1976 года как бы «подпиралась» снизу – из тропиков – основанием в Карибском бассейне. Времена-то на дворе нынче все-таки иные. Но зато живы традиции топливо-энергетической взаимовыручки. Как жива и солидарность между отдаленными друг от друга географически, но близкими в геополитическом отношении государствами, которые выстраивают собственную концепцию торгово-экономических отношений.

* В 1981-1987 гг. автор статьи работал в Гаване собственным корреспондентом газеты «Правда» в Республике Куба и странах Центральной Америки

Мост через Атлантику, оживший в нынешнем году

Начнем, пожалуй, с актуальных данных международной навигационно-коммерческой статистики. С момента начала специальной военной операции на Украине (24 февраля с.г.) социалистическая Куба получила из России солидные объемы жидких углеводородов. В денежном измерении они эквивалентны как минимум 322 млн долларов.

Для небольшого островного государства со скромным уровнем аграрно-промышленного развития и населением 11,375 млн чел. это крупная цифра. Можно сказать, что она отражает весомую долю местного энергобаланса в целом. Для кубинского ТЭК данная планка видится если не спасительной, то уж, во всяком случае, позволяющей работать хотя бы базовым сегментам национальной экономики и социальной сферы. Словом, оставаться на плаву.

Москва вновь, как это уже было шесть десятилетий назад в дни ракетно-ядерного Карибского кризиса, оказала помощь через добрую половину Атлантики. На сей раз эта помощь – именно ресурсная. По оценке Хорхе Пиньона, эксперта в Техасском университете и Энергетическом центре в Остине (столице нефтегазоносного, а не только ковбойского, «штата Одиноким звезды»), Москва поставила сегодня Гаване 4 млн баррелей давно известной кубинцам марки Urals. Это наибольшие объемы «черного золота» со времен распада Советского Союза!

А ведь еще недавно, в 2017-м, «антильская жемчужина» за целый год получила от евразийского сырьевого гиганта гораздо меньше нефти. Ибо в ту пору, когда преференциальный для республики экспорт из Венесуэлы еще не был сильно сдавлен «трамповским» эмбарго по воле Соединенных Штатов, – потребности Кубы в значительном российском «довеске» еще не были столь острыми. Тогда, в 2017-м, наполненные тоннами Urals танкеры выгрузили на Кубе свое содержимое на скромную сумму 35 млн долларов, а годом позже – на 55,5 млн долларов, что уступает нынешнему показателю многократно, не так ли?

Символика бесспорна

Взаимные обмены потоками российской и кубинской «монопродукции» различных типов, как издавна любят отзываться о товарообороте Москвы и Гаваны его неустанные критики в Вашингтоне, – и впрямь были всегда символичными. Собственно, столь же символичной оставалась материальная канва всех наших двусторонних связей в течение почти целого столетия.

В 1942-м с далекого острова были отправлены – в помощь сражающейся с нацизмом Красной Армии – пер-

вые грузы первоклассного табака и сахара. Правда, после Второй мировой отношения с СССР были Кубой разорваны – ясно, по чьей подсказке. Но вот – январь 1959-го, крах продажного режима Фульхенсио Батисты и победное вступление повстанческих колонн в Гавану, залитую новогодним солнцем. И вот что характерно: углубляющийся революционный процесс вплотную подводит вскоре сторонников Фиделя Кастро к национализации иностранной собственности. Началась же она как раз с филиалов американских и западноевропейских нефтяных империй.

Оправдался ли тот радикальный шаг – судить, согласитесь, уже поздно. Но факт остается фактом. Спускаясь к столичной набережной – широкому Малекону – по наклонной 23-й улице, толпы ликующих кубинцев несли на плечах... гробы с названиями Esso и других компаний США. Бросок через гранитный парапет – и полированное «могильное» дерево с англоязычными надписями и логотипами разбивается в щепки о скалы, вспененные прибоем.

Как и ожидали аналитики, практически сразу же в республике усилился дефицит топлива – как для заправок, так и для теплоэлектростанций. Тогда, прорывая введенную Белым домом торговую блокаду, на Кубу прибывает первый танкер с советской нефтью – «Андрей Вышинский». Это событие почти совпало с долгожданным восстановлением двусторонних отношений.

Осажденной врагами стране требовалось от Москвы так много топлива (как и помощи в модернизации старых и возведении новых НПЗ), что СССР прибег в обороте с Кубой к единственно возможному средству «взимания» встречных платежей. Иными словами, Советский Союз взял в своем импорте с Кубы «однозначно сахарную ориентацию». Приходилось (нередко в ущерб своим производителям сахара) принимать от карибского друга, причем по льготным ценам, непомерный объем монокультурно-сладкой продукции.

Как и почему к нефтеобеспечению острова подключилась... буржуазная Венесуэла

Действительно, с момента первых рукопожатий Фиделя Кастро и Никиты Хрущева поставлялось в СССР все больше тростникового сахара-сырца, в основном нерафинированного. Поставлялось столько, что со временем почти каждая третья ложка потребляемого нашими домохозяйками и кондитерами «песка» имела кубинское происхождение. А отечественному свекловодству, будь то в РСФСР или на Украине, уделялось – из-за вынужденно-импортного перекаса – недостаточно внимания. Но, увы, даже в таких условиях реальная стоимость «черного золота» Сибири (вкуче с другими базовыми товара-

ми для Кубы), конечно, перекрывала любые встречные поставки из тропиков.

Каким же, интересно, образом можно было удешевить для Москвы энергоснабжение далекой латиноамериканской страны? Пожалуй, больше всех размышлял над этим инициатор и неустанный проводник так и не осуществленной полностью экономической реформы в СССР – председатель Совета министров Алексей Косыгин...

...В 1976-м с визитом в Москву прибывает президент Венесуэлы и лидер левоцентристской партии Acción Democrática Карлос Андрес Перес. Правда, еще с довоенных времен многие в СССР относились к «умеренным» социал-демократам Запада настороженно и подчас даже враждебно. Но вот парадокс: именно в 1970-х годах Социнтерн выдвинул из своих рядов на передний план мировой политики блестящую плеяду выдающихся сторонников перехода от «холодной войны» к разрядке международной напряженности.

Если, скажем, в ФРГ таковым был незабываемый канцлер Вилли Брандт с его «новой восточной политикой», то к югу от Рио-Гранде выделялся своим активным внешнеполитическим позитивизмом венесуэлец Карлос Андрес Перес. Он-то, собственно, и встретился в Кремле не только с Леонидом Брежневым и Николаем Подгорным, но и с Алексеем Косыгиным. Тот, судя по опубликованным воспоминаниям гостя из Каракаса, откровенно посетовал в ходе доверительной беседы на крайне обременительный – в финансовом плане – характер трансокеанского обеспечения Кубы советской нефтью.

Москва поставила сегодня Гаване 4 млн баррелей давно известной кубинцам марки Urals. Это наибольшие объемы «черного золота» со времен распада Советского Союза

Оказалось, что, при всей деликатности поднятой в тогдашнем контакте «с глазу на глаз» темы, венесуэльский лидер был вполне готов к ее деловому и предметному обсуждению. Ибо для «нефтяного Эльдorado» за Андами было столь же накладно доставлять свое сырье марки Merey на принадлежавшие венесуэльской госмонополии PDVSA перерабатывающие заводы в ФРГ, как для Москвы было дорого возить – по встречному маршруту – партии Urals на Кубу... А что если как бы поменяться местами – и перенаправить советские транспорты из Ленинграда в Западную Германию, а поставки из Маракайбо и Пуэрто-ла-Крус – наоборот, на Кубу?

Эта творчески-незаурядная идея, напоминавшая своп в актуальном понимании, озвученная тогда же в Кремле, стала сенсационной уже сама по себе.

«Плюсы» и «минусы»

Карлосу Андресу Пересу концепция «нефтяного треугольника» между Балтикой и сразу двумя точками в Карибском море изначально показалась соблазнительной, но в то же время довольно сложной в политическом плане.

Во-первых, для правящих кругов южноамериканской страны Куба была совсем не дружественным государством. Катера с подготовленными на острове революционерами тайно высаживали под звездным небом Венесуэлы своих вооруженных «пассажиров» в помощь коммунистическому подполью Каракаса и других городов. В этих условиях обосновать в парламенте – перед банкирами и латифундистами – реальную пользу от прокладки «нефтяного моста» в Гавану было совсем непросто. Хорошо еще, что Фидель предложил отчасти компенсировать венесуэльскую нефть обилием кубинского сахара. Благодаря этому сделка о «нефтяном треугольнике» обрела еще и второе, более привлекательное в товарно-розничном плане название: «Нефть за сахар».

Конечно, одновременно нарастали подозрения в Соединенных Штатах. Оттуда сыпались предостережения в духе пресловутой Доктрины Монро, Межамериканского договора безопасности, да и глобальных постулатов Североатлантического пакта, от которых даже друзьям США на «пылающем континенте» ни холодно, ни жарко (!). Белому дому не хотелось допустить удешевления «энергетической подпитки» Кубы для «стагнировавшего», как там с радостью вторили, народного хозяйства СССР. А мы-то все твердим в последние годы о якобы «свежих», «типично-посткрымских» топливных санкциях!.. Механизм подобного прессинга, сплетающего экономику с мстительной геополитикой уже не нов.

...И все же удешевление, о котором идет речь, стало явью. Благодаря более экономной транспортировке «черного золота» первый же год работы «нефтяного треугольника» (между Советским Союзом, ФРГ и Карибами) позволил сберечь госбюджету нашей страны свыше 200 млн долларов. Заметьте: мы говорим о тогдашних полновесных долларах, а не о тех дензнаках, которые котируются сегодня совсем по-иному.

На изломе постсоветской истории

«Новое политическое мышление» горбачевской эпохи заметно подкосило «нефтяной треугольник». А последовавшие годы на закате XX века и вовсе его доконали. Да и чему тут удивляться, если тогдашний глава российской дипломатии Андрей Козырев проповедовал «политику двух Куб», в русле которой намечалось усадить за переговорный стол – под эгидой Вашингтона и пореформенной Москвы – руководителей как гаванского прави-

тельства твердой социалистической ориентации, так и кубинской эмиграции в США!

Нет, при такой риторике и непримиримости со стороны Кубы думать о возрождении соглашений Косыгина и Карлоса Андреса Переса было вряд ли возможно. Но вот штурвал внешнеполитического курса Москвы оказался в руках у Евгения Примакова. Он, кстати, был хорошо знаком с высказанными Фиделем еще в 1980-х годах догадками о фатально назревавшем крушении социалистического содружества. Да и, как следствие, о неизбежности наступления в Гаване так называемого «особого периода» – когда республика будет брошена своими бывшими «опекунами» на произвол судьбы.

В отличие от многих «действующих лиц» в команде Ельцина, Примаков не скрывал своего восхищения тем, что Гавана, опровергнув прогноз своих недругов, смогла таки добиться главного. А именно – выдержать в условиях изоляции тот самый «особый период». Период без запасов продовольствия, финансовых рычагов, зарубежной поддержки, да и почти без энергоресурсов.

Свой первый зарубежный визит в статусе министра Примаков наносит на Кубу. Стартует кропотливая работа, нацеленная на возрождение «нефтяного треугольника» теперь уже с участием единой Германии и ее предприятий по переработке сырья, наладивших связи с «Роснефтью». Диалог с кубинцами, да и с венесуэльцами идет в целом успешно. И вот – знаменательные выборы 1999-го, на которых в Каракасе побеждает политик социалистического толка. Он-то и пообещал не частично, а целиком взять на себя обеспечение Кубы достаточным объемом горючего. Это – команданте Уго Чавес, сумевший со временем наладить ежесуточную отправку по контрактам с Гаваной около 100 тыс. баррелей «черного золота» и подключить PDVSA к «достройке» заложенного когда-то советскими специалистами НПЗ в Сьенфуэгосе.

Кстати, многим (причем даже менее крупным, чем Куба) государствам Центральной Америки и Карибского бассейна тоже была адресована крупная и – следует признать – благородная инициатива Каракаса по льготным поставкам жидкого углеводородного сырья. На старте XXI века родился – по призыву Чавеса – региональный энергетический альянс PetroCaribe.

Погружение в драму

Кончина Чавеса в 2013-м... Падение добычи на Ориноко под влиянием как тяжелых ошибок боливарианского режима, так и инвестиционно-технологического бойкота республики извне... Галопирующая инфляция и обвал жизненного уровня... Яростные протесты, напомнившие о попытках отстранения революционеров от власти в 2002-2003 годах, когда бушевала общенациональная античавистская стачка венесуэльских нефтяников... Вердик-

ты против PDVSA на межкорпоративных судебных процессах и захваты авуаров страны в ряде банков... Бесконечные интриги и заговоры...

...Все это, согласитесь, не могло не подрывать жизнеспособность кабинета преемников команданте во главе с Николасом Мадуро. Ему то и дело мешали не только выравнивать обстановку в стране, но и оказывать по-прежнему весомое содействие «прародительнице всех антиимпериалистических сил континента» – блокированной Соединенными Штатами Кубе. Адресованные ей льготные поставки венесуэльской нефти падали. Хотя и пережив, казалось бы, «особый период» на рубеже веков, остров погружался в пучину еще более суровых испытаний, чем четверть века назад. Ибо вызовов, подчас непреодолимых, становится больше, а по-настоящему закаленных кубинцев, хранящих пассионарное наследие первых революционных лет, – все меньше.

Благодаря более экономной транспортировке «черного золота» первый же год работы «нефтяного треугольника» (между Советским Союзом, ФРГ и Карибами) позволил сберечь госбюджету нашей страны свыше 200 млн долларов

Бывают случаи, когда целые семьи, распродав на острове едва ли не все пожитки, вылетают в доступные рядовым кубинцам туры по дружественным странам с весьма близкими Гаване режимами; но цель таких вояжей – не знакомство с природными красотами и архитектурными шедеврами, а иммиграция на ... север, в Соединенные Штаты.

Президент-демократ Барак Обама, нанесший визит на Кубу, анонсировал ослабление тисков полувековой блокады и оживление родственных связей. Но руководство республики во главе с Раулем Кастро не очень-то ему поверило, и правильно сделало! Воцарение республиканца Трампа ударило к югу от Флоридского пролива еще сильнее, чем прежде. Байден, в свою очередь, обещал двустороннее потепление, но не сделал почти ничего...

...И вот – последние два года, когда слились воедино удары Covid-19 по социальной сфере и экономике Кубы, эхо массовых беспорядков и арестов 2021-го, пожар на резервуарах нефти в Матансасе и, наконец, кошмарный тайфун Ian. Жилищно-коммунальная и энергосети страны погрузились во мрак, причем в буквальном смысле. Начиная с ураганного 27 сентября с.г. уже не отдельные эпизоды хроники, а вся жизнь очернена сплошными – круглосуточными «блэкаутами» и тотальными дефицитами. Действующий под эгидой государства Союз элек-

троэнергетики честно сообщил гражданам о роковых сбоях на ТЭС имени Антонио Гитераса – главной виновницы отключений, которыми хронически «вырубаются» целые города и поселки. Так что же необходимо республике, чтобы смягчить переживаемую драму?

Три источника и три составные части

По официальным данным, для удовлетворения спроса на топливо стране необходимо примерно 115 тыс. баррелей нефти и день. Между тем остров добывает только 38 тыс. баррелей. Как сообщает агентство Reuters, еще 57 тыс. баррелей поставляет Каракас.

Увы, этого недостаточно. Но, к сожалению, производство на Ориноко никак не налаживается в полную силу. Судя по изданному штаб-квартирой ОПЕК Monthly Oil Market Report, в сентябре с.г. добыча на родине Боливара вновь упала до 659 баррелей в сутки по сравнению с месячным показателем на протяжении второго квартала – 714 тыс. баррелей. И ведь это – при астрономическом объеме доказанных (с помощью сертификационной мега-программы Magna Reserva, причем во многом благодаря активному участию геологов ЛУКОЙЛа и других российских компаний) запасов венесуэльских недр – 235 млрд баррелей!».

...Итак, сумма обоих источников латиноамериканских поставок, как видите, не дотягивает до реальных потребностей острова. Вот почему так важны еще и возобновившиеся российские поставки в среднесуточном объеме 11 тыс. баррелей. Словом, ввиду неспособности PDVSA давать союзнику больше сырья, схема обеспечения Кубы нефтью зримо напоминает своей географией забытый «углеводородный треугольник». Хотя характеризуется он иными пропорциями и, конечно, уже не включает в себя – при учете антироссийских санкций ЕС – германский «даунстрим-фактор». Ну а в карибских тропиках партии Urals, что называется, «на ура» идут на гаванском и сьенфуэгосском НПЗ для выпуска как дизеля и бензина, так и баллонного газа для населения.

Что же касается портов РФ, то «танкерам-счастливицам» с сырьем из Сибири кубинское (т.е. атлантическое) направление помогло не простаивать из-за рестрикций на отечественном рейде в ожидании того или иного фрахта и рейса за рубеж. Уже это ускорение оборота емкостей наших и зарубежных судов определенно идет россиянам на пользу. Но вот еще один законный вопрос: как обстоят дела с оплатой сибирской нефти кубинской стороной?

Политика – политикой, а топливного коллапса надо избежать!

Судя по всему, затронутая тема весьма чувствительна, но не вполне ясна обозревателям по обе стороны Ат-

лантики. Уже упомянутый старший научный сотрудник из Техаса по имени Хорхе Пиньон не очень-то уверенно поведал газете Miami Herald, что лишенная свободных финансовых ресурсов Гавана вряд ли смогла целиком взять компенсацию российской части своего нефтеимпорта на себя. Вероятно, конечная оплата «повисает» все-таки на венесуэльской PDVSA. Мол, Каракасу так или иначе придется возместить позднее то, что он должен был довести до Кубы, но так и не довел, вынуждая далеких партнеров из РФ аврально покрывать недостачу своим топливом.

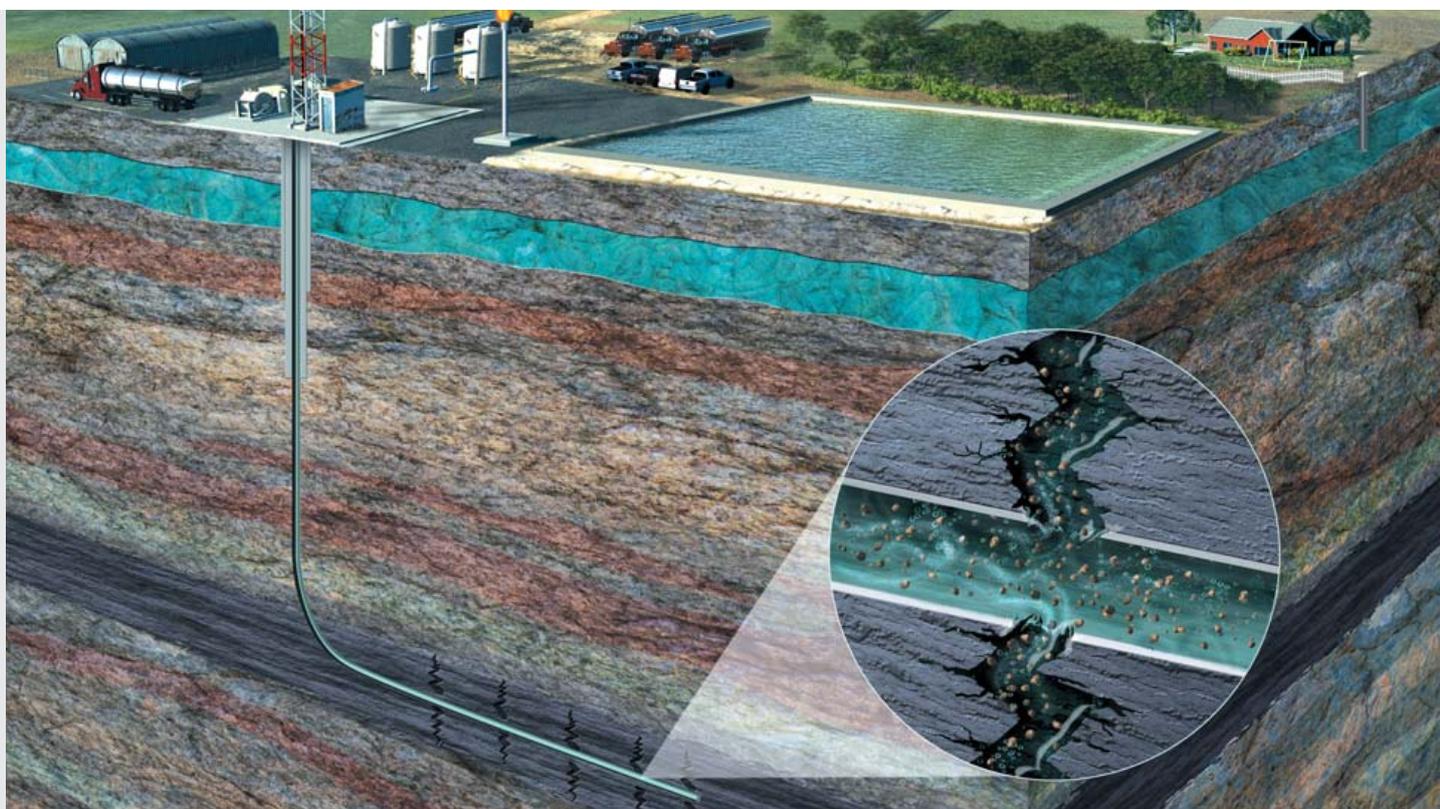
Именно так г-н Пиньон описал «отношения в том же треугольнике, когда, видимо, правительство Мадуро как раз и оплачивает наполнение АЗС на Кубе. По этой схеме России надо лишь доставлять туда нефть, а Венесуэле – платить. Или, скажем, возмещать своей поставкой тот же объем сырья, но только позднее». Однако, конечно, бытует и чуть иная версия, согласно которой Москва просто-напросто кредитует Кубу для авральной покупки углеводородов. Со всей точностью знают истину, пожалуй, лишь немногие. Среди них – побывавший недавно в Москве заместитель главы гаванского кабинета Рикардо Кабрисас, российский вице-премьер Дмитрий Чернышенко и, быть может, еще несколько высокопоставленных лиц в Москве и Гаване.

В любом случае ясно, что Кремль по-прежнему ценит не только давние узы солидарности между Москвой и Гаваной, но и яркие сегодняшние проявления этой дружбы со стороны Кубы. Карибский остров не случайно обрел статус наблюдателя в ЕАЭС. Республика воздержалась в ООН от голосования за резолюцию в связи с военной спецоперацией РФ на Украине. И, что важно, нежелание «пачкать руки в антироссийском вареве» перешло с Кубы своеобразной эстафетой к намного более крупным странам Латинской Америки. И ведь это несмотря на то, что они входят в состав альянсов под эгидой Белого дома, откуда Гавану давно уже исключили!

Вояж госсекретаря США Энтони Блинкена по Андскому региону не принес результатов: на Лимском саммите Организации американских государств отказались осудить Москву ведущие субъекты континента – Бразилия, Аргентина и Мексика (!) А даже блокированная Вашингтоном и бедствующая на грани экономического коллапса Куба оказывает на ход событий в Западном полушарии гораздо больше воздействия, чем можно себе представить.

Сегодня, однако, тяжелый энергокризис немислимых пропорций стучится в двери небогатых, голодающих и сильно отстающих от глобального «мейнстрима» стран, включая Венесуэлу, Никарагуа и многие другие латиноамериканские государства. Причем в совершенно особой мере это относится к страдающей от тяжелейших неурядиц Кубе, будущее которой для всех нас небезразлично. ❗





СОВРЕМЕННЫЕ ТРУБНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

ЕВГЕНИЙ ХАРЛАМОВ

*Заведующий лабораторией защиты от коррозии
и эксплуатационной надежности, к.т.н.,
Исследовательский Центр ТМК*

АНДРЕЙ ЛАМОНОВ

*Научный сотрудник лаборатории защиты от коррозии и
эксплуатационной надежности, Исследовательский Центр ТМК*

АННА МАЛЬЦЕВА

*Начальник отдела материаловедения,
к.т.н., Исследовательский Центр ТМК*

АНТОН МОЗГОВОЙ

*Начальник управления по технической
поддержке проектов для нефтегазовых
компаний, к.т.н., ТМК*

Использование термических методов воздействия на пласт позволяет значительно увеличить добычу нефти за счет вовлечения в производство нефтематеринских пород. Для доставки теплоносителя к пласту в оптимальном диапазоне температур с устья скважины необходимо обеспечить минимальные тепловые потери по всей длине скважинной сборки с учетом соблюдения требований по газогерметичности, компенсации термического расширения и монтажа герметизирующих устройств. Поиск и разработка трубных сталей и сплавов, способных работать в таких условиях, проводятся на базе Исследовательского Центра Трубной металлургической компании и имеют положительные результаты.

Одним из крупнейших месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти в мире является расположенная на территории РФ Баженовская свита [1], площадь которой составляет порядка 1,2 млн км². Она располагается на глубинах до 4000 м и содержит нефтематеринские породы в виде керогена, представляющего собой твердое нефтесодержащее малорастворимое органическое соединение. Залежи Баженовской свиты оцениваются в 80 млрд барр нефти. В настоящий момент нефтематеринские породы являются недоступными для стандартных способов добычи.

Для интенсификации добычи нефти все чаще используются технологии химического и теплового воздействия на пласт. В частности, нефтеотдача увеличивается при закачке в пласты попутного нефтяного газа, углекислого газа, поверхностно-активных веществ, разогретого до высоких температур пара (SAGD) и других методов. Одной из новых перспективных технологий является термическое воздействие на пласт водой, разогретой до сверхкритического состояния ($\sim P = 22$ МПа, $T = 380^\circ\text{C}$). При температурах, существенно превышающих 300°C в нефтематеринских породах происходит частичная конверсия керогена в жидкое и/или газообразное состояние с возможностью его дальнейшего извлечения из скважины. При использовании этой технологии выход углеводородов может достигать 45% и выше. Данная технология относится к наиболее актуальной и проекты по ее реализации осуществляются под наблюдением и при непосредственном участии крупнейших нефтегазодобывающих компаний РФ и ведущих научно-исследовательских центров.

Задачи создания технологии

Для реализации технологии закачки сверхкритической воды (СКВ) необходимо: создание комплекса наземного и подземного оборудования, разработка специальных способов организации теплоизоляции скважин, подбор режимов работы оборудования и прочее. Разработка новой по сути технологии требует выработки решений по составу скважинной сборки, выбору жаропрочных коррозионностойких материалов, разработки требований к узлам соединений каждого элемента конструкций с учетом прокачивания сверхкритической воды.

Воздействие СКВ на керогенсодержащие пласты обеспечивается сочетанием таких ее свойств, как низкие плотность и вязкость, что обеспечивает высокую скорость диффузии внутрь органических веществ, в то время как низкое значение поверхностного натяжения способствует хорошей фильтрации в поровом пространстве. СКВ снижает вязкость и десорбцию углеводородов, инициирует термохимический пиролиз керогена и тяжелых углеводородов, причем осуществление пиро-

лиза в присутствии воды сдерживает процесс коксообразования, что позволяет повысить выход жидких углеводородов из керогена.

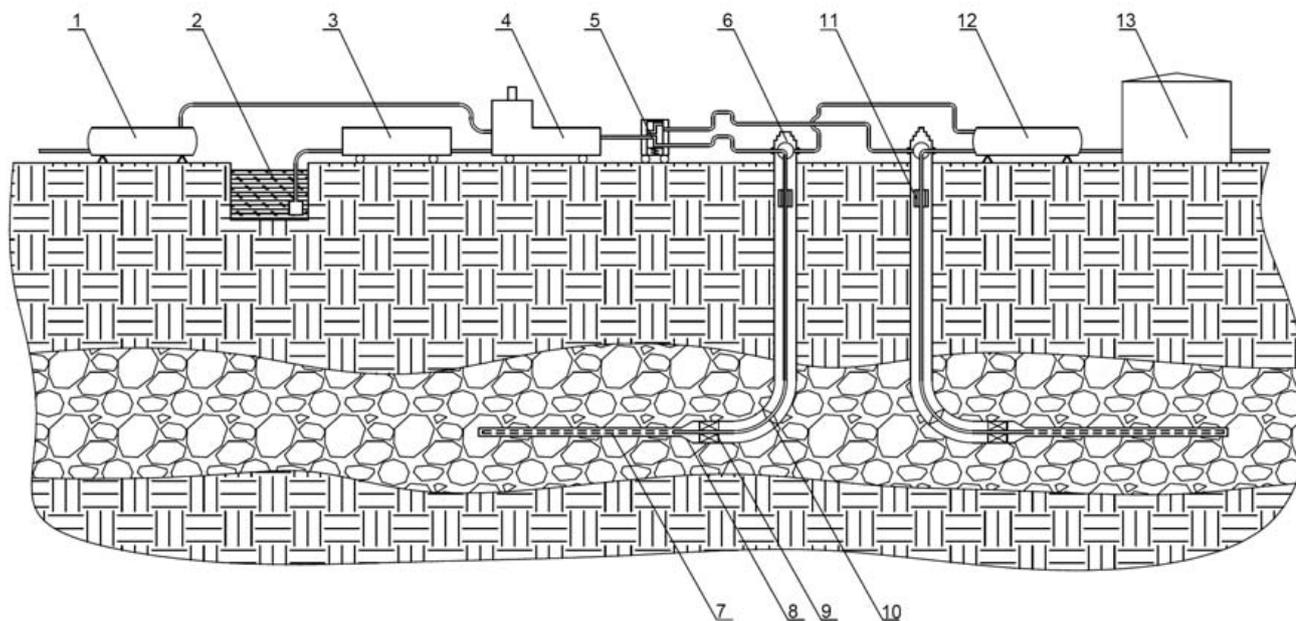
Учитывая уровень развития технологий, конструкторско-технологические заделы и перспективы разработки нового оборудования, наиболее быстрой реализацией метода закачки СКВ в пласт является технологическая цепочка оборудования с генерацией СКВ на поверхности земли в околоустьевой зоне с дальнейшей ее закачкой по теплоизолированным трубам в пласт. Добыча преобразованной из керогена и тяжелых углеводородов нефти может осуществляться как попеременными циклами закачки/фонтанирования (аналог huff-and-puff), так и по интерферирующим скважинам (аналог SAGD). На рис. 1 представлен комплекс оборудования для реализации добычи нефти предлагаемой технологией.

Скважинное оборудование

Работа оборудования в представленном на рис. 1 варианте предполагает следующие основные этапы. В качестве источника энергии, питающего генератор, используется сетевой или очищенный попутный газ. Источником воды для генератора может быть река, озеро или скважина технической воды с необходимой производительностью. Вода для последующего перевода в СКВ должна иметь высокую степень очистки, поэтому в обязательном порядке должен быть предусмотрен блок водоочистки до уровня, сопоставимого с котловой водой. Производимая генератором СКВ поступает в блок распределения, откуда по наземным трубопроводам подается к скважинам. Далее по НКТ, выполненным в виде теплоизолированных лифтовых труб (ТЛТ), и подводящим перфорированным трубам СКВ подается в пласт. Расчеты показывают целесообразность вести закачку СКВ в пласт до такого уровня давлений, когда возможно фонтанирование преобразованной нефти. После переключения скважины в режим фонтанирования полученная в пласте искусственная нефть поступает в холодильник сепаратор и далее в систему нефтесбора.

Важным требованием к скважинной сборке является максимальное ограничение теплопередачи от прокачиваемой СКВ к находящемуся в затрубном пространстве раствору и далее через систему обсадных труб и цементы в грунты. Принятый на этапе проработки концепции состав скважинной сборки включает следующие элементы: устьевая арматура в высокотемпературном исполнении, термокейсинг в верхней части скважины, ТЛТ, компенсаторы температурного удлинения, пакеры, предотвращающие перетоки наиболее нагретого раствора в затрубном пространстве, стингер в высокотемпературном исполнении, направляющие тру-

Рисунок 1. Технологическое оборудование для добычи нефти с помощью закачки в пласт



- 1 – Источник газа; 2 – Источник воды с системой первичной водоочистки; 3 – Система подготовки и тонкой очистки воды; 4 – Генератор СКВ; 5 – Система распределения СКВ; 6 – Скважинная головка (устьевая арматура) с подвеской ТЛТ; 7 – Подводящие перфорированные трубы; 8 – Воронка (стингер); 9 – Пакер; 10 – Центраторы; 11 – Компенсаторы температурного расширения; 12 – Сепаратор; 13 – Система нефтесбора

бы внутри хвостовика скважины, а также центраторы как для ТЛТ, так и для направляющих труб, которые должны центрировать колонну скважинной сборки для уменьшения теплопередачи от наружных элементов скважинной сборки к внутренним элементам конструкции скважины (обсадным трубам). Также необходимо использовать систему телеметрии, которая должна обеспечивать контроль параметров прокачиваемой СКВ и затрубного пространства.

Моделирование условий работы

Оценка нагрузок, действующих на элементы скважинной сборки, дает понимание требований к используемым материалам.

Первым этапом разработки технологии являлось создание модельной скважины. Была предложена наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием длиной 4500 м с хвостовиком 1500 м. Ориентируясь на то, что входящая в пласт СКВ должна иметь температуру не выше 400°C (выше этой температуры происходит закоксовывание керогена), были установлены критические параметры (давление, температура, расход), которые должны это обеспечить. Таким образом, появились реперные точки, позволяющие заниматься проектированием оборудования для обеспечения технологии за-

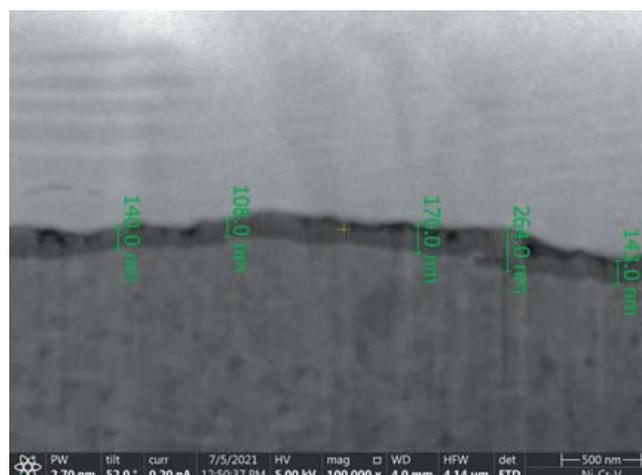
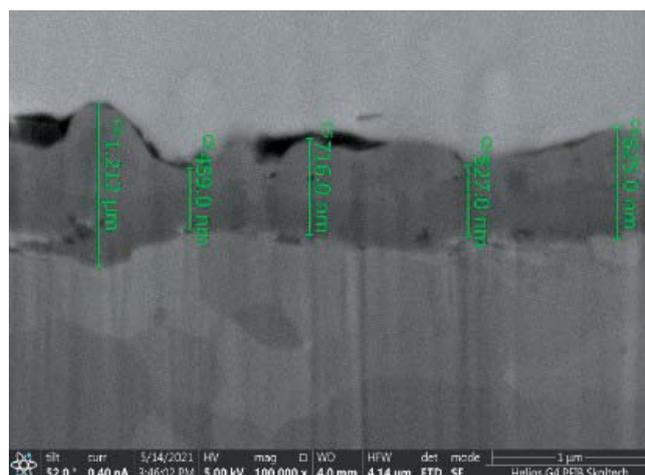
качки СКВ. В частности, в номинальном режиме работы генератор СКВ должен обеспечить выход СКВ с температурой 500-550°C, давлением 35-40 МПа и расходом 8-10 т/час. Скважинная сборка должна иметь проходной диаметр не менее 55 мм и коэффициент теплопроводности ТЛТ не хуже 0,05 Вт/(м*°C).

Исследования материалов в СКВ

В результате изучения литературы [2-3] и собственных исследований для дальнейших испытаний были выбраны три группы материалов: мартенситные нержавеющие стали, аустенитные нержавеющие стали и аустенитные сплавы на никелевой основе. Выбор данных материалов исследования позволил получить требуемый комплекс механических характеристик при комнатной и повышенной температурах для уровня прочности 110 ksi.

Оценку коррозионной стойкости в СКВ материалов проводили при температуре 550°C и давлении 30 МПа, время выдержки образцов составляло 240 часов. Показано, что скорость окисления мартенситных сталей превышает скорость окисления аустенитных нержавеющих сталей. На рис. 2 для сравнения приведены толщины окислительных пленок нержавеющих сталей мартенситного (рис. 2, а) и аустенитного классов (рис. 2, б), что

Рисунок 2. Общий вид оксидного слоя на нержавеющих сталях мартенситного (а) и аустенитного (б) классов после воздействия СКВ ($P = 30$ МПа, $T = 550^{\circ}\text{C}$, $t = 240$ ч)



коррелирует с полученными результатами скорости коррозии. На никелевых сплавах в результате выдержки образцов в СКВ происходит образование очень тонких оксидных пленок с толщиной порядка 0,02-0,03 мкм, которое сопровождается самой минимальной потерей массы и, соответственно, характеризуется минимальной скоростью коррозии.

По результатам исследований и экономической целесообразности в качестве базового варианта материалов трубной продукции под закачку СКВ выбраны высокопрочные (не ниже 110 ksi) бесшовные холоднодеформированные коррозионностойкие трубы из аустениной нержавеющей стали, серийно выпускаемые ПАО «ТМК».

Планы на будущее

В настоящий момент ПАО «ТМК» серийно выпускает теплоизолированные лифтовые трубы в высокотемпературном исполнении. Такое исполнение включает в себя экранно-вакуумную теплоизоляцию, благодаря чему коэффициент теплопроводности трубы при максимальной температуре эксплуатации 350°C составляет $0,01$ Вт/м*К (рис. 3).

На 2023 год перед специалистами ТМК стоят задачи по оптимизации теплоизолирующих свойств ТЛТ, изготовленных из выбранной коррозионно-стойкой стали и работающих при температурах 500 – 550°C , а также по выработке решений для снижения тепловых потерь в местах их соединений. Успешное решение поставленных задач позволит перейти к проведению ОПИ нового термостойкого скважинного оборудования на месторождениях Баженовской свиты, запланированных на 2024-2025 годы в рамках апробации метода термического воздействия на пласт. 📌

Рисунок 3. Теплоизолированная лифтовая труба производства ТМК



Список литературы

1. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья Архивная копия от 26 августа 2014 на Wayback Machine // Алексеев Алексей Дмитриевич, «ГЛАВА 2. История и современное состояние вопросов изучения баженовской свиты».
2. Status of advanced ultra-supercritical pulverised coal technology Kyle Nicol CCC/229 ISBN 978-92-9029-549-5 December 2013.
3. Y. Yi, B. Lee, S. Kim, J. Jang, Corrosion and corrosion fatigue behaviors of 9Cr steel in a supercritical water condition, Mater. Sci. Eng. A 429 (2006), 161-168.



АЛЕКСЕЙ ФАДЕЕВ: «СЧИТАЮ КОНЦЕПЦИЮ ПО РАЗВИТИЮ СМП ДОСТАТОЧНО ПРОРАБОТАННОЙ И ОБОСНОВАННОЙ»

О перспективах развития Арктики и СМП НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ поговорила с Алексеем Фадеевым, д.э.н., исполнительным директором Ассоциации полярников Мурманской области, профессором Высшей школы производственного менеджмента Санкт-Петербургского университета Петра Великого.



НГВ: Как Вы оцениваете проработанность концепции по развитию СМП, наращиванию логистической, портовой инфраструктуры? Насколько сегодня очевиден объем поставок углеводородов из Арктических и Восточных портов?

А. Фадеев: В соответствии с недавно принятым планом развития Северного морского пути до 2035 года, в инфраструктуру арктической магистрали планируется инвестировать 1,8 трлн рублей. Ожидается, что итогом таких инвестиций станет существенный рост грузопотока: в 2024 году – 80 млн тонн, в 2030 – 150 млн тонн, а к 2035 – более 200.

Очевидно, что реализация таких амбициозных планов требует создания современного сверхмощного флота, развития инфраструктуры на всей протяженности трассы, прокладки высокоширотных трассы коммуникаций, а также проведению работ по дноуглублению портов и подходных каналов.

Так, по оценкам Росатома, для обеспечения данных планов по развитию СМП, потребность во флоте оценивается на уровне 75-80 судов ледового класса различного назначения.

Стоит отметить, что, несмотря на существующие макроэкономические и внешнеполитические вызовы, за 2021 год по арктическим морям было доставлено 34,85 млн тонн грузов, что на 5,7% больше, чем в 2020 году. То есть, интерес к перевозкам по СМП по-прежнему сохраняется. Более того, в соответствии со статистикой, помесячный прирост перевозок в 2022 году составляет 5,5%, что с высокой долей вероятности сможет обеспечить общий объем грузопотока свыше 36 млн тонн по итогам 2022 года.

В этой связи считаю концепцию по развитию СМП достаточно проработанной и обоснованной. В настоящее время, безусловно, в профессиональном сообществе есть вопросы в отношении возможности наполнения грузовой базы для обеспечения плановых показателей по перевозкам. Важно понимать следующее: СМП не может существовать в отрыве от промышленных проектов. Транспортно-логистические услуги на трассе СМП – это сервис по транспортировке углеводородов, биоресурсов, продукции минерально-сырьевого комплекса и иных грузов, включая транзитные, которые в перспективе могут стать одним из ключевых направлений работы СМП. Иными словами, чтобы СМП работал ритмично и эффективно – нужны проекты.

НГВ: Какие проекты по добыче и переработке углеводородов считаются в регионе ключевыми и определяющими? Каким образом они поддерживаются государством?

А. Фадеев: Если говорить о тех проектах, которые уже запущены в промышленную эксплуатацию, то, безусловно, это проект «Приразломное», в рамках которого ведется промышленная добыча нефти на шельфе (первый и единственный проект в России на текущий момент), проект «Ямал СПГ» и «Новый порт». В двух последних проектах добыча ведется на материковой части с последующей отгрузкой углеводородов морским путем. Отдельного внимания заслуживает официально запущенный в 2020 году крупнейший в современной мировой нефтегазовой отрасли проект по добыче углеводородов – «Восток Ойл». Ресурсная база проекта на севере Красноярского края составляет свыше шести млрд тонн премиальной малосернистой нефти. Конкурентным преимуществом проекта является близость к Северному морскому пути. Его использование открывает возможность поставок сырья с месторождений «Восток Ойла» сразу в двух направлениях: на европейские и азиатские рынки.

Надо сказать, что проекты, реализуемые в Арктике, сегодня могут получать как адресную, так и системную поддержку на уровне государства.

Так, президент России расширил льготы для нефтегазовых проектов в Арктике и на шельфе. Новые преференции должны стимулировать добычу углеводородов на шельфе и в Арктике, производство сжиженного природного газа (СПГ), развитие газохимии, а также освоение новых нефтегазоносных провинций. Новые налоговые возможности позволяют начать реализацию очень крупных проектов в регионах. Так, для стимулирования производства СПГ и продуктов газохимии, от уплаты НДС освобождаются ресурсные базы (месторождения) проектов, расположенные за полярным кругом, в Архангельской области, республики Коми, ЯНАО, Якутии и Чукотском автономном округе. Нулевая ставка налога будет применяться до достижения накопленного объема добычи газа – 250 млрд м³, либо в течение 12 лет с первой даты продажи товара. Наибольшие льготы предоставлены для разработки новых морских месторождений северной части Охотского моря, южной части Баренцева моря, Печерском, Японском и Белом морях. Ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) здесь составит 5% для нефти и 1% для газа на первые 15 лет с начала промышленной разработки.

Стимулы предусмотрены и для других нефтегазовых арктических месторождений на суше. На участки недр, расположенных севернее 70-го градуса северной широты в границах Красноярского края, Республики Саха (Якутия) и Чукотского автономного округа, станет возможным распространение действия налога на дополнительный доход (НДД).

Стоит отметить, что формирование институциональных условий для освоения Арктики на этом не закончилось. Правительство Российской Федерации утвердило создание территории опережающего социально-экономического развития (ТОР) «Столица Арктики».

Я хотел бы подчеркнуть, что освоение Арктики не может определяться одними лишь законами рынка. Анализ зарубежного опыта реализации энергетических проектов на Крайнем Севере, в том числе на шельфе, показывает, что ни один из проектов не рассматривается и не реализуется в отрыве от решения социально-экономических проблем развития территории. Не менее важна принципиальная черта зарубежных проектов в новых районах – невозможность решения задачи исключительно в рамках подходов, ориентированных на чистую коммерческую эффективность проектов по освоению месторождений углеводородного сырья.

НГВ: *В связи с санкциями, повлекшими замену поставщиков и лицензиаров, как сдвинутся сроки реализации проектов?*

А. Фадеев: Очевидный факт – санкции не оказали критического влияния на реализуемые проекты, то есть, не остановили их. Возможно, санкции сделали текущие

проекты чуть менее удобными – появилась необходимость в переориентации поставщиков с Запада на Восток, но, самое главное, санкции сформировали дополнительные возможности для развития национального сервисного российского рынка.

Да, некоторые проекты сегодня поставлены на так называемую «смайт-паузу» в ожидании более благоприятной экономической конъюнктуры, но именно на «паузу», что подразумевает возобновление хода проектов при возвращении экономических целесообразности.

За истекший год цена на нефть выросла в разы (\$93,24 – по состоянию на 21 октября 2022 года; по сравнению с 2020 годом минимальная стоимость барреля нефти составила \$18,64 за баррель в результате срыва сделки ОПЕК+ и мировой пандемии коронавируса), что говорит о хороших темпах восстановления мировой экономики. Несмотря на прогнозы, связанные с рецессией производства и замедление темпов экономического роста, рыночные цены на нефть говорят сами за себя. Последние месяцы стоимость барреля нефти удерживается на уровне выше \$90 за баррель. Говоря о стоимости нефти, мы вернулись к докризисной отметке, что позволяет предполагать возобновление ранее приостановленных проектов уже в ближайшее время.

НГВ: *Как же потолок цен на нефть и эмбарго?*

А. Фадеев: Попытки ввести искусственные ограничения на верхнюю границу цены на нефть, а также введение эмбарго на поставку российских углеводородов лишь обостряют ситуацию на рынке углеводородов, стимулируя рост цен на энергоносители. Кроме того, положение усугубляется результатами не самой успешной трансформации европейской энергетической парадигмы за последнее время на ее пути к зеленой энергетике. Все это говорит о том, что традиционные углеводороды по-прежнему будут доминировать в качестве главных энергоносителей.

В этой связи определенные сдвиги проектов по временной шкале вправо возможны, но тем не менее верю, что не очень значительно.

Общепринято рассматривать санкции только с негативной точки зрения. Наряду с этим, не оспаривая отрицательное влияние этих мер для каждой из сторон, я вижу в сложившейся ситуации и очевидные плюсы – сегодня российский нефтегазовый сервис имеет уникальную возможность развития и выхода на высокотехнологичный рынок нефтегазового оборудования и сервиса.

За прошедшие семь лет Россия проделала значительную работу в отношении развития национального сервисного рынка поставщиков.

Одной из действенных мер, направленных на стимулирование скорейшей реализации проектов, является развитие российской системы стандартизации. В 2020



году в России создана автономная некоммерческая организация Институт нефтегазовых технологических инициатив (ИНТИ), объединяющая предприятия энергетической отрасли (нефтегазовые, нефтехимические и инженеринговые компании, ЕРС-подрядчиков, лицензиаров, проектные организации, производителей) для совместной работы по разработке единых отраслевых стандартов и оценке соответствия качества. ИНТИ сегодня – реальный инструмент импортозамещения.

Сегодня в России создан полностью готовый к использованию комплекс морской сейсморазведки с использованием донных станций и сегодня можно уже уверенно констатировать отсутствие зависимости от иностранного оборудования при проведении сейсморазведочных работ с донными станциями.

Вводятся в работу отечественные насосно-компрессорные трубы с премиальными резьбовыми соединениями для применения на шельфовых проектах, прорабатывается возможность замещения высокотехнологичного оборудования для заканчивания скважин с МГРП (многостадийный гидравлический разрыв пласта), услуги по бурению на гибкой трубе.

Постепенно происходит создание на территории России совместных предприятий, локализация производственных мощностей и НИОКР ведущих зарубежных

производителей. Среди примеров такой работы можно выделить появление завода антикоррозионных жидких покрытий «ЗМ Волга», созданного на базе транснационального холдинга «ЗМ» и завода для производства буровых установок от американской компании National Oilwell Varco (NOV) – лидера в области производства буровой техники. Другим примером может служить открытие компанией «НьюТек Сервисез» на заводе в Кургане полного цикла производства буровых долот. Долота выпускаются как в матричном, так и стальном исполнении. Этой же компанией в 2020 году в Перми был открыт завод по производству оборудования для заканчивания скважин ООО «Фронтьер Ру», являющийся филиалом завода Frontier Oil Tools (США). На заводе налажено производство набухающих пакеров, пакер-подвесок хвостовиков, оборудования МСГРП и другого оборудования для заканчивания скважин.

НГВ: *Каким образом решается вопрос привлечения квалифицированных специалистов рабочих и инженерных специальностей в регион?*

А. Фадеев: Сегодня Арктика нуждается в десятках тысяч дополнительных квалифицированных специалистов в год. Для безопасного освоения Арктики необходимо создать систему университетов и других средних



и высших учебных заведений, способных обеспечить выпуск необходимого количества специалистов и, в том числе, бакалавров и магистров на долгосрочную перспективу.

Речь идет о комплексной подготовке специалистов, т.е. о выпуске специалистов по геологии и геофизике, поиску и разведке нефтегазовых месторождений на шельфе северных морей, специалистов по бурению и заканчиванию скважин на море, обустройству шельфовых месторождений, их разработке и эксплуатации, специалистов по морскому транспорту углеводородов (включая судоводителей, судомехаников), строительству и эксплуатации морских сооружений и сооружений для сжижения природного газа и хранения углеводородов и их продуктов, управлению комплексными морскими нефтегазовыми проектами, специалистов по оценке риска и принятию решений, экономике комплексных морских (и, в том числе, международных) проектов.

Причем речь идет не только о специалистах с высшим образованием. Ежегодная дополнительная потребность в кадрах со средним профессиональным образованием в целом по Арктической зоне составляет от 20 до 30 тыс. человек. Требуются такие специалисты как судоводители, буровики, строители, высококвалифицированные сварщики, судоремонтники, машинисты спец-

техники, электрики, сантехники, врачи, повара, водители самосвалов, механики.

Также нельзя забывать, что для того, чтобы люди хотели приехать на работу в Арктику, нужны соответствующие условия, соответствующее материальное вознаграждение.

Нужно создавать рабочие места, чтобы людям было ради чего ехать в Арктику, оставаться там. Все задатки для этого есть – в Арктике сосредоточена колоссальная ресурсная база, принят закон об Арктической зоне, выделены якорные проекты, создана первая в Арктике территория опережающего развития, постоянно совершенствуются налоговые льготы и стимулы для работающих в Арктике компаний.

НГВ: Хотелось бы оценок эффективности...

А. Фадеев: На текущий момент резидентами TOP «Столица Арктики» являются восемь предприятий, с общим объемом инвестиций более 162 млрд руб. Проекты этих компаний создадут в общей сложности более 4,5 тыс. новых рабочих мест на территории Мурманской области.

Есть проекты – есть рабочие места, есть приток квалифицированного персонала. Я считаю, что проекты первичны. Люди не поедут туда, где нет работы. В советские годы очень много людей приезжали в Мурманск со всей

страны. Никого не нужно было заставлять туда ехать, потому что Мурманск был рыбной столицей, и там можно было хорошо зарабатывать, обеспечить семью. Но также не стоит забывать о следующем: чтобы побудить людей ехать в Арктику, помимо реализации проектов, нужна, конечно, и существенная работа в информационном пространстве, в медийной среде. Нам нужно формировать правильный образ современного покорителя Арктики. Однако такой образ не должен быть фейком, это должно быть реальностью.

НГВ: *В концепции развития Арктики, какая модель рассматривается как приоритетная – вахтовый метод работы или все-таки города-поселения с развернутой социальной инфраструктурой? Как решаются сегодня вопросы с поселками, городами из которых происходит массовых отток населения?*

А. Фадеев: Мое глубокое убеждение – мы должны сохранить тот богатейший инфраструктурный, промышленный и кадровый потенциал в Арктике, который накоплен еще с советских времен. Мы имеем самую протяженную сухопутную границу в Арктике (более 22 тыс. км), в российской арктической зоне проживает 2,5 млн человек, что превышает половину населения Земли, проживающей за полярным кругом. В России созданы уникальные агломерации, такие как Мурманск (имеющий статус самого крупного города в мире за полярным кругом), Архангельск, Нарьян-Мар, Певек. Все эти города, по сути, представляют собой естественные экономические центры освоения Арктики: на их территории расположены уникальные судостроительные и промышленные предприятия, отделения Российской академии наук, образовательные учреждения, проживают сотни тысяч жителей.

Стоит сказать, что в Арктике сегодня создается до 15% ВВП государства, а предприятия, работающие в Арктической зоне РФ, формируют до 25% общего объема экспорта.

Что касается новых проектов, прежде всего, в Восточной Арктике, требующих формирования локальных поселков, то здесь возможен подход, основанный на вахтовом методе.

Нужно понимать, что мы должны стремиться к решению одной из важнейших государственных задач – развитию связанности территорий между собой. И развитие, освоение территорий посредством создания вахтовых поселков, способных со временем стать экономическими центрами по освоению Арктики – это именно тот путь, по которому мы должны идти, я в этом уверен.

Что касается оттока населения. В течение последних лет отсутствие работы, достойного за нее вознаграждения, а также сложные природно-климатические условия обусловили произошедшие негативные демогра-

фические тенденции, заключающиеся в оттоке населения из ряда арктических регионов. Безусловно, пандемия и ее последствия обострили эти проблемы. По мнению экспертов, анализ средней заработной платы в арктических регионах свидетельствует о тенденции сокращения ее территориальных различий, при этом заработная плата без учета региональных выплат в большинстве арктических регионов становится значительно ниже среднероссийского уровня, что не компенсирует затраты, необходимые для жизнедеятельности населения в Арктике.

Важно подчеркнуть, что субъекты Российской Федерации, вошедшие полностью или частично в Арктическую зону, существенно различаются по экономическому развитию и наличию научного и технологического потенциала.

Таким образом, повышение условий, связанных с оплатой труда, создание новых рабочих мест – очевидные ключи к решению данной проблемы.

НГВ: *Есть идеи по поводу переноса поселков с материковой части к портам, к береговой линии с целью оптимизации энергоснабжения. Что Вы думаете о такой концепции? Было бы это целесообразно?*

А. Фадеев: Очень сложный вопрос, поскольку его решение находится в двух, не всегда взаимосвязанных плоскостях, – экономической и социальной. Возможно, это абсолютно оправдано с экономической точки зрения, но нет полной уверенности, что это будет удобным и комфортным для жителей таких поселков.

Обладающие многовековым опытом проживания на северных территориях, коренные малочисленные народы Севера (КМНС) не всегда успешно адаптируются к формирующимся рыночным отношениям и новым формам социально-экономических отношений. Опыт показывает, что часто интересы КМНС оставались без должного внимания, что привело к ухудшению условий жизни и труда аборигенного населения, нарушен баланс территорий, произведено отчуждение земель традиционного пользования под промышленное использование, выведены из оборота олени пастбища, загрязнены нерестилища ценных пород рыб.

Такой подход ведет к утрате традиционных видов хозяйствования, культуры и родных языков, негативно влияя на здоровье представителей КМНС, а также формируя объективные сложности в сфере занятости. КМНС представляют собой одну из наиболее уязвимых групп населения, которая нуждается в максимальной заботе со стороны государства.

Именно по этой причине вопрос переноса поселков с целью оптимизации энергообеспечения должен решаться только в прямом диалоге с жителями таких поселков и быть основан исключительно на их интересах. ❏



ИСКУССТВО ЗАЩИТЫ

АЛЕКСЕЙ ПЕТУХОВ

Лидер рабочей группы «Кибербезопасность», НТИ «Энерджинет»

В этом году случилось множество дерзких хакерских атак на предприятия как с целью получения выкупа, так и с идеологическими мотивами. Корпоративная защита в условиях новой киберреальности сталкивается с огромным количеством вызовов, многие из которых можно классифицировать, предугадать и предотвратить.



Возможности удаленного воздействия на предприятия и государства – то, о чем говорило сообщество сферы информационной безопасности (далее – ИБ), – становятся реальностью и все чаще подкрепляются событиями 2022 года. Согласно отчету АО «Лаборатория Касперского» «Таргетированная атака на промышленные предприятия и государственные учреждения» [1], в январе 2022 года эксперты компании обнаружили волну таргетированных атак на предприятия оборонно-промышленного комплекса и государственные учреждения нескольких стран восточной Европы и Афганистана. Всего в ходе расследования удалось обнаружить более дюжины атакованных организаций. Хакерам удалось проникнуть на десятки предприятий, а на некоторых даже полностью захватить ИТ-инфраструктуру и взять под контроль системы управления защитными решениями».

В России есть тоже ряд общеизвестных инцидентов [2]:

- Атака на станции зарядки электромобилей в России. На трассе М11 станции зарядки электромобилей были деактивированы, а на экранах выводились политические лозунги. Стоит отметить, что основные компоненты оборудования произведены украинской фирмой, которая оставила в контролере «закладку», позволяющую удаленно получить доступ через интернет. Данная проблема с «закладками» характерна почти для всех современных систем автоматизации, так как это наиболее простая и удобная возможность оказывать услуги сервиса, не осложняя себя вопросами доступа к оборудованию.
- Атака на Rosneft Deutschland. В середине марта немецкая «дочка» Роснефти (Rosneft Deutschland GmbH) также подверглась кибератаке. Злоумышленники утверждали, что у Rosneft Deutschland было похищено 20 Тб данных. В результате атаки предположительно были нарушены внутренние процессы компании, а именно – работа с контрактами.

Затраты на последствия утечки данных составляют не менее 10 миллиардов евро, а ежегодные затраты на устранение последствий попыток нарушить трафик в Интернете оцениваются как минимум в 65 миллиардов евро

- Агрохаб «Селятино». 26 февраля в агрохабе «Селятино» в Московской области на складе с замороженной продукцией некий пользователь проник в сеть дистанционного мониторинга работы холодильных устройств и изменил температурный режим с -24°C на +30 градусов. На складе хранилось 40 тонн замороженного мяса и рыбы.
- Холдинг «Мираторг». 18 марта холдинг «Мираторг», один из крупнейших производителей мясной продукции в России, был атакован шифровальщиком Bitlocker. Атаке подверглись складские и бухгалтерские информационные ресурсы. Также была нарушена система обработки электронных ветеринарных сопроводительных документов. Пострадали 18 компаний, входящих в холдинг. Россельхознадзор сообщил о восстановлении работы холдинга 28 марта. В отличие от большинства атак с использованием шифровальщиков, в данном случае нет оснований говорить о коммерческом интересе атакующих – атакующие денег не требовали.
- Холдинг «Тавр». 24 марта кибератаке подверглись структуры крупнейшего продуктового холдинга «Тавр» группы «Агроком» в Ростовской области. Согласно

Основные блоки для построения системы управления ИБ

А) Контекст организации:

- Понимание организацией систем и процессов, на которые могут повлиять компьютерные атаки и вредоносное программное обеспечение (далее ПО);
- Включение в работу по ИБ всех заинтересованных (задействованных) сторон;
- Определение области действия системы управления информационной безопасностью;
- Системный подход к внедрению и развитию системы ИБ.

Б) Лидерство

- Руководство компании должно своим примером показывать важность ИБ и спрашивать у всех задействованных участников о результатах;
- Формировать политику по информационной безопасности;
- Организационные функции, ответственность и полномочия должны быть документированы и контролироваться их выполнение.

В) Планирование

- Действия по обработке рисков и реализации возможностей должны быть встроены в процессы обслуживания и развития ИТ и ОТ систем;
- Цели в области информационной безопасности и планирование их достижения должны быть определены и контролируемы.
- На этом этапе формируется карта действий и перечень необходимых ресурсов (человеческих, технологических) в виде проектных документов и внутренних программ развития.

Г) Обеспечение

- Запланированные ресурсы должны быть выделены в необходимом объеме;
- Компетентность и осведомленность всех сотрудников должна быть обеспечена;
- Коммуникация между подразделениями компании со службой ИБ должны быть регламентированы в их периодичности, форме и содержании.
- Все должно документироваться.

Д) Функционирование

- Оперативное планирование и управление событиями ИБ;
- Оценка рисков информационной безопасности должна быть системной и плановой. Оценивается внутренними и внешними аудиторами по ряду параметров – внутренними критериями рисков предприятий, требованиям ФСТЭК и ФСБ.

Е) Оценка результатов деятельности

- Мониторинг, измерение, анализ и оценка системы ИБ;
- Внутренний (и внешний) аудит системы ИБ;
- Системный анализ высшим руководством компании результатов работы системы ИБ.

Ж) Улучшение

- Выявление несоответствий и корректирующие действия должны проводиться постоянно;
- Организация должна непрерывно улучшать пригодность, соответствие и результативность системы управления информационной безопасностью.

Согласно данным опроса по осведомленности и участию руководства компаний в вопросах управления ИБ, проводимому ЦК КБ Энерджинет в апреле 2022 года, только около 20% предприятий рассматривает в своем ежедневном и стратегическом планировании вопросы информационной безопасности.

официальному заявлению, работа компании, в том числе производство, была временно парализована, нанесен значительный экономический ущерб. Представитель холдинга оценил произошедшее как «тщательно спланированную масштабную диверсию».

Основными источниками угроз для компьютеров АСУ остаются интернет, съемные носители и почтовые клиенты. Стоит пояснить, что технологическая сеть включает рабочие места инженеров, разработчиков ПО и администраторов сети. Именно такие пользовательские машины часто используют доступ к интернету, почте и прочим сервисам, одновременно имея доступ к системам АСУ, и обладают повышенными привилегиями.

В сфере нефтегаза стоит отметить атаку REvil на Oil India. В апреле индийская компания Oil India подверглась атаке шифровальщиком, предположительно REvil. Пострадали ИТ-системы, а компьютеры в головном офисе компании были отключены. На системы, связанные с добычей и бурением, атака не повлияла. Злоумышленники потребовали выкуп – \$7,5 миллионов.

Основными источниками угроз для компьютеров АСУ остаются интернет, съемные носители и почтовые клиенты

Согласно отчету европейской комиссии об оценке воздействия кибератак [3], подсчитано, что ежегодные затраты на последствия утечки данных составляют не менее 10 миллиардов евро, а ежегодные затраты на устранение последствий попыток нарушить трафик в Интернете оцениваются как минимум в 65 миллиардов евро.

Что же делать?

Обеспечение информационной безопасности строится на трех столпах: люди, процессы и технологии. Рассмотрим их подробнее:

1. Люди. Это главный и самый сложный блок в построении любой системы.

В сфере информационной безопасности это к тому же и проблемный вопрос из-за кадрового голода. Государственная политика и образовательные организации стараются сделать максимум для обеспечения рынка необходимыми кадрами, но первые плоды значительного и качественного роста специалистов будут появляться только через несколько лет. Пока лучший помощник в этом вопросе – это сильный HR-отдел.

Вместе с тем в рамках аналитического отчета «Об образовании специалистов по информационной безопасности в Российской Федерации» [4], подготовленного экспертной подгруппой по кибербезопасности НТИ «Энерджинет» (далее – ЦК КБ Энерджинет), было выявлено следующее:

основная неудовлетворенность качеством образования фиксируется со стороны работодателей, но только незначительная доля компаний, работающих в сфере ИБ, участвует в формировании обратной связи и непосредственно в базовой вузовской подготовке специалистов.

Компаниям требуется принимать более активное участие в образовательной и нормативной деятельности:

- участвовать в разработке образовательных и профессиональных стандартов;
- систематизировать проведение семинаров ведущими специалистами в целевых учебных заведениях;
- организовывать летние практики, стажировки и дни открытых дверей;
- создавать корпоративные стенды на базе образовательных организаций;
- допускать учащихся на собственные мероприятия.

2. Процессы. Сфера информационной безопасности является достаточно регламентированной. В Российской Федерации существует широкий перечень нормативно-правовых документов, предписывающих и перечисляющих набор необходимых процессов для системы информационной безопасности. Требуется их выполнять. К большинству из них также существуют методические документы, но если их нет, то всегда можно найти помощь в международных, американских и европейских стандартах, а также в рекомендательных документах.

Например, краткое и ясное изложение процесса создания и управления системы ИБ можно прочитать в ИСО/МЭК 27001-2013 «Информационные технологии – Методы защиты – Системы менеджмента информационной безопасности – Требования» (см. врез «*Основные блоки для построения системы управления ИБ*»).

Важно подчеркнуть, что большая часть инцидентов происходит из-за простейших проблем: слабые пароли, неосведомленные сотрудники, не настроенные и неконтролируемые сетевые взаимодействия.

3. Технологии. Это инструмент, с помощью которого решаются прикладные задачи, в зависимости от стратегии и политики развития системы ИБ, которые определила для себя Компания.

С одной стороны события последних месяцев постоянно сужают перечень возможных для использования продуктов, но большая часть необходимых решений производится российскими компаниями, и поставленная задача может быть реализована.

В базовом варианте это:

- а) Системы защиты рабочих станций и серверов: антивирусы, системы контроля целостности данных, антишифровальщики, агенты систем защиты конфиденциальной информации, системы дополнительной авторизации и аутентификации пользователей, системы контроля подключаемых устройств и резервного копирования данных;

- б) Системы защиты сети: межсетевые экраны, системы обнаружения и/или вторжений, криптографическая защита каналов связи;
- в) Централизованные системы мониторинга и реагирования на инциденты, включая системы автоматизированного аудита;
- г) Системы управления пользователями (роли и права доступа), а также управления удаленным доступом;
- д) Системы защиты баз данных;
- е) Системы защиты конфиденциальной информации;
- ж) Системы защиты от DDoS-атак;
- з) Системы защиты почты;
- и) Системы защиты сайтов и web-приложений.

Полный перечень средств защиты информации можно найти на сайте ФСТЭК [5].

Большая часть инцидентов происходит из-за простейших проблем: слабые пароли, неосведомленные сотрудники, не настроенные и неконтролируемые сетевые взаимодействия

Мир не стоит на месте. На сегодняшний день ИБ – это базовые сервисы современности, позволяющие организовывать безопасный удаленный доступ, контроль достоверности и правильности использования данных, стабильности работы при внешних воздействиях ИТ и политической среды.

Требуется принять законодательную, технологическую и объективную реальность: ни одна новая информационная или производственная система, не говоря уже о целой программе цифровой трансформации не должны быть реализованы или модернизированы без проработки вопросов информационной безопасности. ❗

Список литературы

1. <https://ics-cert.kaspersky.ru/publications/reports/2022/08/08/targeted-attack-on-industrial-enterprises-and-public-institutions/>
2. (<https://ics-cert.kaspersky.ru/publications/reports/2022/09/08/h1-2022-a-brief-overview-of-the-main-incidents-in-industrial-cybersecurity/>)
3. https://single-market-economy.ec.europa.eu/system/files/2021-10/SWD%282021%29%20302_EN_impact_assessment_part1_v3.pdf
4. https://github.com/SecureEnergyNet/Research/blob/main/Отчет_исследование_образования.pdf)
5. <https://fstec.ru/tekhnicheskaya-zashchita-informatsii/dokumenty-po-sertifikatsii/153-sistema-sertifikatsii/591-gosudarstvennyj-reestr-sertifitsirovannykh-sredstv-zashchity-informatsii-n-ross-ru-0001-01bi00>



XX Юбилейный Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2022 ПОВОРОТ НА ВОСТОК

Российское Газовое Общество



Российское
Газовое
Общество

400+
УЧАСТНИКОВ

15-16 ДЕКАБРЯ

RADISSON COLLECTION
HOTEL MOSCOW

ПРОГРАММА ФОРУМА

15 декабря 2022

ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ
«Настоящее и будущее газовой отрасли»

ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ
«Внутренний рынок газа.
Необходимость преобразований»

ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ
«Российский газ на мировых энергетических
рынках. Восточный вектор развития»

16 декабря 2022

УСТАНОВОЧНАЯ СЕССИЯ
«Новые технологические решения
для газовой отрасли»

ПРЕЗЕНТАЦИИ
Выступления представителей
компаний Китая, Ирана, Индии, России
с презентационными материалами

СПИКЕРЫ МЕРОПРИЯТИЯ



Павел Завальный
Председатель комитета ГД РФ
по энергетике, Президент РГО



Павел Сорокин
Первый Заместитель
министра энергетики РФ



Анатолий Яновский
Помощник руководителя
Администрации Президента РФ



Кирилл Молодцов
Председатель редакционного
совета журнала «Нефтегазовая Вертикаль»



Сергей Густов
Генеральный директор
ООО «Газпром межрегионгаз»



Алексей Кулапин
Генеральный директор
ФГБУ «Российское энергетическое агентство»

Партнер мероприятия:



СПБМТСБ

Санкт-Петербургская Международная
Товарно-сырьевая Биржа

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



Для участия в мероприятии необходимо
пройти регистрацию на сайте форума

WWW.GAZO.RU



Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ



В 2023 Г. выйдут 12 номеров журнала

Печатная годовая версия (12 номеров)	42 000 ₽
Электронная годовая версия (12 номеров)	39 600 ₽
Печатная версия 1-е полугодие (6 номеров)	21 000 ₽
Электронная версия 1-е полугодие (6 номеров)	19 800 ₽
Печатная версия 2-е полугодие (6 номеров)	21 000 ₽
Электронная версия 2-е полугодие (6 номеров)	19 800 ₽

ПОДПИСАТЬСЯ МОЖНО

через редакцию
журнала
+7 (495) 720-48-18
podpiska@ngv.ru

по каталогу
индекс
через агентство
www.akc.ru/itm/neftegazovay_a-vertikal

ПРЕССА РОССИИ
45380

КНИГА-СЕРВИС

через агентство УРАЛ-ПРЕСС
+7 (499) 391-68-21
+7 (499) 700-05-07 (доб. 3102)
E-mail: nisakina@ural-press.ru

через почту России – подписные индексы ПС 517 и ПС 989
<https://podpiska.pochta.ru/>

ЖУРНАЛ • НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ • ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

БОЛЕЕ 25 ЛЕТ

ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ



ЕВГЕНИЙ ПЕТРОВ:
«РОСНЕДРА ДОЛЖНЫ СТАТЬ НЕ ПРОСТО СИЛЬНЫМИ, А ПЕРЕДОВЫМИ ВО ВСЕМ МИРЕ»



РОССИЙСКИЕ РЫНКИ ЭНЕРГЕТОРЕСУРСОВ СТАНУТ ОСНОВОЙ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС»



ВСЕ ЗАВЯЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ В РЕГИОНЕ РЕАЛИЗУЮТСЯ В ШТАТНОМ РЕЖИМЕ»



МИХАИЛ ДЕГТЯРЕВ:
«КОПЛИЧНО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС – ОДИН ИЗ БАЗОВЫХ СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ КАБАРОВСКОГО КРАЯ»



АЛЕКСЕЙ ЛУКАЧЕВ:
«ОЖИДАНИЕ АТОМНОГО РЕНЕССАНСА УЖЕ БОДРИТ УЧАСТНИКОВ РЫНКА»



ИВАНОВ И ПИ
23.03 (1993) П.1



ТАКЕ
ДМИТРИЙ КОБЫЛИЦКИЙ
МАРТЕЦ П.1
3 (1993) П.1



ТАКЕ
ВЕРТИКАЛЬ
МАРТЕЦ П.1
3 (1993) П.1



ТАКЕ
ВЕРТИКАЛЬ
СЕНТЯБРЬ П.1
1 (1993) П.1



ТАКЕ
ВЕРТИКАЛЬ
ИЮЛЬ П.1
1 (1993) П.1

Читайте актуальные
новости на нашем
Telegram-канале



@NGVERTICAL