

ТЭЖЕ

ISSN 2949-6268 (печатная версия)
ISSN 2949-6276 (онлайн-версия)



ОКТАБРЬ '24
10 (524)



ВЕРТИКАЛЬ

НЕФТЕГАЗОВАЯ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

ЗИМА БЛИЗКО...





Началась подписка

на 2025 год

ПОДПИСАТЬСЯ МОЖНО

через редакцию
журнала
+7 (495) 720-48-18
podpiska@ngv.ru

по каталогу ПРЕССА РОССИИ
индекс 45380
через агентство КНИГА-СЕРВИС
https://akc.ru/itm/neftegazovay_a-vertikal

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, ПС 519
<https://podpiska.pochta.ru>

через Национальный цифровой ресурс Руконт –
межотраслевую электронную библиотеку (ЭБС)
на базе технологии Контекстум. <https://rucont.ru>

ЖУРНАЛ • НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ • ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

№10 (524)
Октябрь 2024



КОРОТКО О ГЛАВНОМ

ЦЕНА

На 8% за первую неделю октября выросла цена на нефть. 4 октября цена на нефть приблизились к отметке \$80 за баррель. Это самый значительный рост с начала года. На динамику повлияла эскалация конфликта между Израилем и Ираном.

СОБЫТИЕ

Утилизационный сбор, введенный с 1 октября 2024 г., значительно поднял цены на автомобили в России.

ЦИФРА

12,6% составит рост конечной цены на электроэнергию для населения в РФ в 2025 году к уровню 1 сентября 2024 г., по оценкам Минэкономразвития.

ЦИТАТА

«В результате развития инфраструктуры экспорт трубопроводного газа к 2036 году может составить до 197 млрд м³. В том числе наращивание поставок планируется в страны СНГ, экономические отношения с которыми сегодня активно укрепляются», – сказал вице-премьер **Александр НОВАК**, сообщает Интерфакс.



ПРОГНОЗ

Объем мощностей малотоннажных заводов по производству сжиженного природного газа (СПГ) в России для его использования в качестве газомоторного топлива в 2031 г. может превысить потребность внутреннего рынка на 750 000 т, анонсировал «Новатэк» на РЭН.

ТЕМА НОМЕРА

- 6 Дмитрий ТОРТЕВ:
«Я не вижу предпосылок
для улучшения ситуации»



- 10 Перпендикулярная энергетика
Ульяна Ольховская,
Татьяна Патапеня

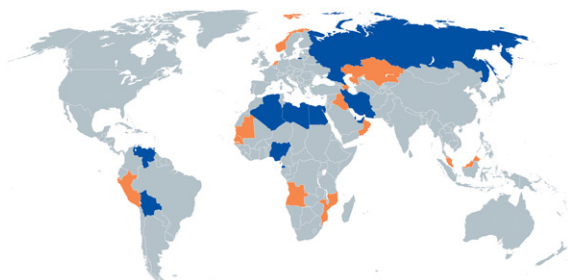
АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 16 Оценка потенциала экономии
энергии в нефтегазовом
секторе России
Игорь Башмаков



- 34 Новая ловушка для России.
Часть 3
Андрей Конопляник

- 46 Газ-2050: версия ФСЭГ
Юрий Москвитин



- 52 Роль нефти и газа
в трансформации глобальной
энергетики на современном этапе
Валерий Бессель, Виктор Мартынов,
Алексей Лопатин, Рената Мингалеева

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 66 Общие рынки нефти
и нефтепродуктов:
кому выгодно
и как заработают
Алексей Рыбчинский



КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 78 Малой ядерке дают
зеленый свет
Мария Тимощенко

В МИРЕ

- 82 Сюрпризы и интриги
вокруг БРИКС
Павел Богомолов



НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 90 Технологии генеративного
искусственного интеллекта
как метод повышения
эффективности геологоразведки
Айрат Арифуллин

- 97 Геолого-физические особенности
и гидрогеологические условия
залегания коллекторов,
флюидов ниже-средне-
каменноугольных отложений
севера Башкортостана
Е.Н. Аюпова, В.В. Никифоров,
Н.В. Шабрин, И.И. Эрман



- 102 Отечественные катализаторы:
как заслужить доверие?
Мария Роговая
- 108 Йоханнес-Корнелиус РОСТОВСКИЙ:
«Темпы роста электромобилей
в России высокие»
- 116 Любишь китайцев –
люби и саночки возить
Ульяна Ольховская,
Йоханнес-Корнелиус Ростовский

Редакционный совет

Кирилл Молодцов (председатель)
Виктор Мартынов
Борис Порфирьев
Юрий Сентюрин
Олег Прищепа
Сергей Куличков
Сергей Коновалов
Андрей Конопляник
Сергей Жданов
Елена Корзун
Кирилл Овчинников

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Наталья Субботина snp@ngv.ru

РЕДАКЦИЯ

Шеф-редактор

Ульяна Ольховская oua@ngv.ru

Заместитель шеф-редактора

Татьяна Патапеня

Заместитель генерального директора

Ольга Родионова ro@ngv.ru

Корректор

Наталья Павловская

Отдел подписки

podpiska@ngv.ru

Отдел информационного взаимодействия

reklama@ngv.ru

Офис

office@ngv.ru

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

ISSN 2949-6268 (печатная версия)

ISSN 2949-6276 (онлайн-версия)

Заявленный тираж: 15 000 экз.

Цена свободная

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации,
опубликованной в рекламных объявлениях
Мнение редакции может не совпадать
с мнением авторов

Фото на обложке создано нейросетью

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

Тел./факс: +7 (495) 720-48-18

Подписка на печатную версию:

«Пресса России».

Индекс в объединенном каталоге: 45380

«Почта России».

Индексы в подписном каталоге: ПС 517, ПС 519

Агентство Книга-Сервис. Индекс 45380.

https://akc.ru/itm/neftegazovay_a-vertikal

Агентство «Урал-пресс».

+7 (499) 391-68-21, 700-05-07 (доб. 3102)

nisakina@ural-press.ru

Национальный цифровой ресурс РУКОНТ –
межотраслевая электронная библиотека (ЭБС).
<https://rucont.ru>

© НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ
(при перепечатке материалов
ссылка на журнал обязательна)

СПРОС НА КОМПАКТНЫЕ ГЕНЕРАЦИИ И УМНЫЕ РЕШЕНИЯ

Колонка председателя редакционного совета
НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ Кирилла Молодцова



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

В России начинается новый отопительный сезон, который станет своеобразным тестом для отечественной энергетики.

Перед страной стоит задача – нарастить генерацию и при этом сделать это оперативно.

Строительство СПГ-заводов, использование попутного газа для мощностей, работающих на СУГ, газовые электростанции, транспортировка газа в удаленные районы и наращивание «быстрой» инженерной инфраструктуры для посе-

лений и промышленности – это то, на чем мы должны сегодня фокусироваться.

Сегодня потребление природного газа в моторном сегменте – около 2%. Есть ли рост, какие перспективы? Об этом мы поговорим в ближайшем номере.

Еще одна тема, которую мы затронем в этом номере, – электромобили. Интересно, что органы власти уделяют внимание электрокарам – дают субсидии на приобретение автосредств, разрешения на пользование бесплатными парковками, выделенными полосами. Сегодня в



России растут продажи электромобилей, гибридов, которые стоят в среднем 5 млн рублей. В основном это китайские машины или отечественные, собранные в России из импортных деталей. Казалось бы, ну наконец-то намерения правительства и покупательский спрос начинают совпадать.

Пришло время думать о развитии национальной автопромышленности, об инвестициях в НИОКР, о подготовке кадров, инженеров и конструкторов, а также о стимулировании спроса. И это уже касается различных моторных сегментов.

В этом номере НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ мы фокусируемся на темах энергоснабжения, энергоэффективности, показываем успехи и задел на будущее в сегменте электрокаров, малого атома. Хочется подчеркнуть, что пришло время гибких и оперативных решений. Энергостратегия на несколько десятилетий нужна, бесспорно, как концепция развития отрасли, но целью всего этого созидательного долгосрочного действия должно стать улучшение качества(осязаемого, ежегодно ощущаемого) жизни гражданина России от мала до стара! 





ДМИТРИЙ ТОРТЕВ: «Я НЕ ВИЖУ ПРЕДПОСЫЛОК ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ СИТУАЦИИ»

Каким образом идет модернизация энерго- и теплосетей? Какие прогнозы по аварийности? НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ побеседовала с Дмитрием Тортевым, членом Экспертного совета Комитета по энергетике Государственной Думы.

НГВ: После аварий зимой 2024 года выводы же были сделаны? Средства выделили для модернизации. Какой эффект ожидается?

Д. Тортев: Выделенные в текущем году средства даже не назвать заплаткой. На протяжении последних 20 лет в регионах даже не шла речь о модернизации оборудования, денег выделяли ровно столько, сколько нужно было, чтобы остановить обветшание сетей. К 2015-2016 годам

этого добились. Но не решили главной проблемы: у правительства нет точных данных по изношенным коммунальным системам.

Последняя кардинальная попытка переломить ситуацию предпринималась несколько лет назад в виде запуска программы модернизации инженерной инфраструктуры «60 плюс» для территорий, где изношенность сетей превышала 60%.

Суть программы была в том, что предоставлялась субсидия как на капитальные вложения по проектам модернизации инфраструктуры, так и на компенсацию процентной ставки по кредиту, полученному для реконструкции и модернизации таких объектов. Но Минстрой тогда так и не смог запустить проект, поскольку регионы деньги просили, но ничем не подкрепляли это в виде документов. Увы, проблема сохранилась и до настоящего времени.

В начале этого года произошло то же самое. Минстрой пообещал 42 млрд рублей регионам на модернизацию сетей (это вдобавок к тем 12 млрд рублей, которые в феврале выделяло Правительство России), а в 2025 году – уже 150 млрд рублей. При условии, что регионы предоставят программу модернизации. Министерство так и не смогло выделить денег по этому проекту, поскольку программы никто не предоставил. А всего на приведение сетей в порядок нужно минимум 5-6 трлн рублей.

НГВ: Почему регионы так и не предоставили программы модернизации, если Министерство было готово выделить деньги?

Д. Тортев: Главная проблема – это наличие бесхозных сетей. По тем же объектам электроснабжения – все помнят, как в 1990-е годы огромную сеть раздробили между хозяйствующими субъектами, так что на одной подстанции в Москве трансформаторы принадлежали разным компаниям. В Москве обратный процесс централизации запустили только в нулевые, а по всей стране процесс стартовал в 2014 году в рамках Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации. В итоге к 2020 году число территориальных сетевых организаций сократилось примерно вдвое. Если в 2014 году их было более 2,5 тыс., то сейчас насчитывается менее 1,5 тыс.

В следующем году чистка рынка продолжится, так как с 2025 года для сохранения статуса ТСО компании потребуется владеть сетями протяженностью минимум 300 км и трансформаторными подстанциями мощностью не менее 150 МВА.

То есть сам процесс слияния и постановки сетей на учет, встраивание их в единую систему только идет. Еще позже был запущен процесс консолидации теплосетей – в основном под эгидой «Т Плюс». Естественно, что у регионов по-прежнему нет понимания, сколько вообще сетей в регионе, что надо чинить, поскольку в любом муниципалитете можно найти до сих пор бесхозные сети – наследие обанкротившихся игроков из 90-х и нулевых. В некоторых регионах банально нет даже полных схем коммуникаций. Известен мне случай в одном муниципалитете Калининградской области, где о наличии труб водоснабжения вообще узнают после очередной аварии.

НГВ: На заседании Правительства России глава Минстроя Ирек Файзуллин обнародовал статистику по инцидентам в отопительном сезоне 2023/2024. Из общего числа случаев более 40% относится к отрасли теплоснабжения, это около 9000 происшествий. Изменится ли статистика в 2025 году? Как оцениваете объем инвестиций в теплосети, энергохозяйство? Есть ли резервы генерирующих мощностей?

Д. Тортев: У нас большинство инвестиционных программ (то есть модернизация сетей) заложены в тариф. То есть львиную долю расходов оплачивает население. Также в виде инвестиционных кредитов на модернизацию сетей направляются и средства Фонда национального благосостояния. Собственно, если вспомнить условия списания бюджетных кредитов, то один из пунктов – направление высвободившихся средств на модернизацию сетей.

На приведение сетей в порядок нужно минимум 5-6 трлн рублей. Минстрой же пообещал 150 млрд в 2025 году

Что касается резервов генерирующих мощностей, то все зависит от регионов. У нас по запасам резервов мощностей лидирует Уральский федеральный округ. Там, к слову, энергетики высокими темпами проводили модернизацию ТЭС и сопутствующей инфраструктуры. В Дальневосточном округе, что признали в Минэнерго, мощности исчерпаны. Схожая ситуация в регионах Северо-Кавказского федерального округа и ряде регионов Сибирского федерального округа. Например, в Хакасии плановый объем инвестпрограммы крупнейшей сетевой компании ПАО «Россети Сибирь» на 2019-2023 годы составил 1 млрд 770 млн рублей. Из них на ремонт и техническое перевооружение объектов энергетики в Хакасии было запланировано 356 млн рублей, то есть всего 20%. Фактический же объем освоения составил 18,4% от плана. Но, по данным Госкомтарифэнерго Хакасии, за 2019 год при плане 215 млн рублей организация потратила 25 млн рублей. На 2020 год план был 246 млн рублей, по факту освоено 5 млн рублей. То есть понятно, что с такой скоростью речи не идет уже о создании генерирующих резервов.

То есть в каждом регионе своя история, где-то филиалы «Россетей» и теплоснабжающие компании исправно работают. А где-то и не начинали, несмотря на смену обстоятельств. Нарисовать можно в планах любую цифру, но по освоению средств компании отчитываются уже в конце года, тогда и будет понятна вся ситуация на этот год.

Пока что я не вижу предпосылок для улучшения ситуации по статистике технологических нарушений. У нас после 2020 года сильно застопорилась централизация сетей, начатая больше десяти лет назад. Часть коммунального хозяйства по-прежнему бесхозна, не завершена реорганизация котельных, переданных на баланс крупным игрокам, и так далее. К начавшемуся отопительному сезону мы подошли с багажом не решенных с прошлых лет проблем. Нужно надеяться, что статистика хотя бы не ухудшится.

НГВ: *Какие меры необходимо принять, и что было сделано летом? Сколько займет времени и средств для уменьшения уровня фактического износа сетей?*

Д. Тортев: У нас на примере теплоснабжения Счетная палата еще в 2023 году указывала на необходимость следующих реформ:

- установить долгосрочную тарифную политику в сфере теплоснабжения (сейчас тарифы определяются на три года, при этом ежегодно меняются);
- определить федеральный орган исполнительной власти, ответственный за координацию деятельности в сфере теплоснабжения;
- установить требования по обеспечению объектов приборами учета;
- оценить возможности населения оплачивать услуги ЖКХ (для оказания адресной помощи).

В красной зоне аварийности Первоуральск по сетям водоснабжения. Хакасия – практически вся в красной зоне. В Удмуртии в красную зону входили сразу Можга, Ижевск и Сарапул из-за изношенных теплосетей

Собственно, Счетная палата указала на все те же проблемы, которые отмечались в прошлые годы: отсутствие горизонтов планирования (из-за отсутствия понимания реальной ситуации с сетями), анархия в коммунальной системе и отсутствие централизации.

Кроме того, в случае с Дальним Востоком наложился еще и кадровый голод. По моим данным, к недавнему блэкауту в Приморье привела нехватка рабочих рук, что затормозило проведение плановых работ. То есть, если мы представим, что чисто гипотетически упомянутые 5-6 трлн рублей появятся, то осваивать их будет некому, точнее нечем. Поэтому в теории что сейчас нужно делать: получать от регионов исчерпывающую информацию о состоянии сетей, составлять дорожную карту и сосредотачивать ресурсы на том, что в первую очередь нуждается в срочном ремонте.

НГВ: *Возможно ли, что проблема аварийности веерных отключений связана не только с изношенной инфраструктурой, но и с недостаточным запасом силы в энергетической сети, а также с состоянием производящих и распределяющих единиц мощности и их способностью удовлетворять возрастающие запросы на электроэнергию от населения и предприятий? Какие проблемы отрасли считают наиболее серьезными? Как их можно решить?*

Д. Тортев: Одна из основных причин резко возросшего энергопотребления – значительный рост проектов по импортозамещению и запуск новых предприятий. Например, в этом году Министерство туризма Бурятии признавало, что для дальнейшего развития ОЭЗ «Байкальская гавань» не хватает электроэнергии. Из Ростовской области в Москву с 2023 года начали перебираться технологические компании, столкнувшись с нехваткой электроэнергии для запуска своих проектов.

А сколько еще проектов впереди? На том же Дальнем Востоке нужно строить суперверфь и от чего-то ее запитывать, равно как и искать мощности для расширенной БАМ. То есть проблема эта стала понятна еще в 2023 году. У нас на опережение в импортозамещении пошел бизнес, но инфраструктура, как всегда, не поспевает. Единственный выход – строить новые генерирующие мощности.

Застройка тоже зачастую не обеспечена необходимыми энергоресурсами, и нагрузки на действующую энергосистему неконтролируемо растут.

НГВ: *Как оцениваете сегодня готовность энергосетей к зиме в контексте аварий, случившихся зимой, а также наводнений в регионах, приведших к разрушению инфраструктуры? Какие регионы находятся в красной зоне риска аварийности? Будет ли это юг России в связи с последними событиями с Ростовской АЭС?*

Д. Тортев: Наводнения вряд ли окажут существенное влияние, поскольку объекты энергоснабжения на пострадавших территориях восстанавливались в первую очередь.

Что касается красных зон, то тут корректнее смотреть на муниципалитеты, а не округа. Поскольку в каждом регионе можно найти свою красную зону. В Свердловской области – Первоуральск в красной зоне по сетям водоснабжения, как и ряд других округов.

Хакасия – практически вся в красной зоне, поскольку там комплекс проблем: недофинансирование ремонтов, огромные долги перед ресурсоснабжающими компаниями и так далее. В Удмуртии в красную зону входили сразу Можга, Ижевск и Сарапул из-за изношенных теплосетей.

Но предугадать, где действительно могут произойти крупные коммунальные аварии, невозможно. Это вскрывает сама погода. В минувший сезон аномальные морозы вскрыли недостатки коммунального хозяйства в Подмосковье и еще ряде регионов. Аномальная жара вскрыла недостатки в электроснабжении на юге страны. И тоже

самое будет с любым другим регионом, если там будут резкие температурные изменения. Если зима пройдет без экстремальных явлений, то муниципалитеты (подчеркиваю, именно муниципалитеты) могут с минимальными потерями пройти эту зиму.

НГВ: Согласно требованиям приказа Министерства энергетики от 8 июля 2002 г. N 204, дома должны быть подсоединены к котельным с дублирующим входом. Что такое дублирующий вход для подачи электроэнергии в котельных? Какое количество котельных им не оборудованы? К чему это может привести?

Д. Тортев: По требованию Ростехнадзора, для всех котельных, относящихся к первой категории, предусмотрены параллельные входы для подачи электроэнергии, то есть она должна быть запитана от двух независимых источников питания. И это должны быть сети, а не так, что один вход от сетей, а второй – от дизельного генератора. К первым категориям, соответственно, относятся все котельные, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения и обеспечивающие потребителей первой и второй категорий, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла.

Но это требования Росетхнадзора, и соблюдают ли их все котельные, относящиеся к первой категории, – большой вопрос. Даже выдача паспортов готовности объектов не гарантирует того, что на котельной соблюдены все правила. По большей части чиновники на местах относятся к этой процедуре слишком формально. Я беседовал после аварии с замглавы, курирующим ЖКХ в одном из городов, и, судя по его ответам, он, подписывая документы, просто ориентируется на отчеты самих теплоснабжающих объектов, а не на фактические проверки. При таких данных я не берусь сказать, сколько котельных действительно оборудованы параллельным входом для подачи электроэнергии.

НГВ: Как вы считаете, приведет ли рост штрафов за предоставление некачественных услуг к росту их цены? Вырастут ли тарифы? Насколько? Для бизнеса и частных потребителей?

Д. Тортев: Это новшество никак на тарифы не повлияет, поскольку тарифную политику регулируют ФАС и региональные энергетические комиссии (или иные ведомства на местах). Коммунальные организации неправомерно закладывать штрафы в свои тарифы, поскольку это явное нарушение антимонопольного законодательства. Даже если чиновники и пропустят такой пункт в тарифы, антимонопольная служба все равно вправе все вернуть, как было.

Правда, это может повлиять на модернизацию сетей. Минстрой полагает, что наказание рублем станет дополнительным и действенным стимулом для коммунальщиков. Но, боюсь, что это приведет к тому, что оштрафо-

ванные коммунальные организации начнут просить больше денег из бюджета, ссылаясь на непредвиденные расходы и шантажируя срывами отопительного сезона. Кроме того, большинство ресурсоснабжающих организаций (котельные, водоснабжающие и очистные организации) находятся в государственной или муниципальной собственности. То есть те же штрафы придется платить по сути из бюджета с тем, чтобы они вернулись обратно в виде субсидий.

У нас на опережение в импортозамещении пошел бизнес, но инфраструктура, как всегда, не поспевает. Единственный выход – строить новые генерирующие мощности

НГВ: Насколько может вырасти нагрузка на энергохозяйство зимой, если учитывать то, что предприятия работают на полную мощность? Станет ли майнинг камнем преткновения в появлении дефицита электричества? (в России на майнинг ежегодно расходуется 16 млрд киловатт-часов, то есть почти 1,5% общего потребления электроэнергии).

Д. Тортев: По моей оценке, с учетом охлаждения экономики в целом по итогам 2024 года объем потребления энергии может вырасти на 3,5%. В Москве этот показатель может оказаться в два раза выше, на Дальнем Востоке прирост уже 5%. При том, что в 2023 году давался прогноз в 4,62% по стране с учетом прошлогодних темпов экономики. За исключением Урала и Центрального федерального округа можно говорить, что ресурсы на грани исчерпания.

Поэтому и на Дальнем Востоке, и в Сибирском федеральном округе продолжают винить майнеров.

Иркутская область второй год подряд добивается запрета майнинга на территории Иркутско-Черемховского энергорайона. Осуществление технологического присоединения новых проектов развития к электросетям региона стало невозможным из-за того, что, по данным Системного оператора ЕЭС, объем майнинга в регионе составил 938 МВт, из которых 69% приходится на промышленный майнинг, а 31% на «серый», иными словами бытовой, а это порядка 300 МВт. В Хакасии «серых» майнеров также принято винить в энергодефиците в регионе, поскольку в этих двух регионах тарифы по-прежнему привлекают добытчиков криптовалюты, несмотря на установление дифференцированной ставки.

Подпольных майнеров в регионах по-прежнему отлавливают с трудом, поэтому регионы с энергодефицитом будут в дальнейшем и дальше лоббировать полный запрет деятельности в отдельных округах. ❗



ПЕРПЕНДИКУЛЯРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

УЛЬЯНА ОЛЬХОВСКАЯ, ТАТЬЯНА ПАТАПЕНЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

В последнее время аварии на энергосетях и теплотрассах увеличиваются. Эти зима и лето стали не просто показательными, а кричаще демонстративными по числу и времени отключений. Энергетики предупреждают о дефиците генерации. Коммунальщики загадочно завершают подготовку к отопительному сезону. Что же нас ждет в холодные месяцы?

Каждый четвертый человек в Британии (всего 25% населения, что эквивалентно 16,5 миллионам человек) настолько обеспокоен ростом затрат на электроэнергию, что считает вероятным, что этой зимой придется отключить отопление и горячую воду, говорится в новом исследовании Citizens Advice. В опросе потребители электроэнергии сообщили, что им придется пойти на эти решительные шаги, если верхний предел цен на электроэнергию вырастет на прогнозируемую сумму в 150 фунтов стерлингов (увеличение на 9,2%).

Почти пять миллионов человек (7% домохозяйств) по всей Великобритании – это семьи, имеющие долги перед поставщиком энергии. Эта цифра может вырасти до более чем 14% домохозяйств с детьми до 18 лет.

Более того, пять миллионов человек в настоящее время имеют отрицательный бюджет, то есть их основные ежемесячные расходы превышают их доходы. Прогнозируемое повышение цен на 150 фунтов стерлингов приведет к отрицательному бюджету еще 187 000 человек – это равно населению Борнмута, сгущает краски Citizens Advice.

«О, ужас! – может воскликнуть, к примеру, житель Колывани. – Вот ведь! Европа отказалась от российского газа и погибает. А у нас тут газ на конфорке можно жечь сколько угодно!» И, к сожалению, ошибется. Да, в России дешевая электроэнергия и много энергоносителей. И этот тезис, бывший незыблемым долгие десятилетия, становится все более зыбким.

Коммунальные долги в России составляют около одного триллиона рублей, динамики уменьшения по ним нет, рассказал Павел Склянчук, эксперт «Народный фронт. Аналитика» изданию «Московская газета». Основными причинами появления долгов эксперт назвал снижение уровня доходов граждан (или повышение уровня расходов за счёт инфляции), рост закредитованности населения. Ещё одна причина, субъективная – непрозрачность ценообразования в сфере ЖКХ.

Правда, на заседании правительства в 2024 году министр строительства и ЖКХ РФ Ирек Файзуллин успокоил чиновников, что долги россиян за коммунальные услуги и ресурсы сохраняются на уровне 2023 года, пишет ТАСС. Задолженность составляет всего 871 млрд рублей. Да, сущие пустяки. Но и не это главное. В стране, богатой энергетическими мощностями, население в состоянии отопить свои избы дровами, если что. В принципе так и делается во многих регионах до сих пор. Кризис в Российской Федерации наступит (или станет очевидным) не от повышения тарифов (которые, конечно, повышаются) и высокой инфляции (по данным Банка России, правда, все не так ужасно, в сентябре консенсус-прогноз по инфляции на 2024 год вырос до 7,3%), а от изношенности инфраструктуры и неэффективного управления.

Энергосистема вдруг стала дефицитной

«Тема аварийности стоит остро, события и на Дальнем Востоке, и на юге – тому свидетельство. Сегодня это нужно обсуждать, потому что аварийность, особенно в условиях повышенной нагрузки в энергосистеме в связи с ростом энергопотребления, приводит к тому, что приходится отключать потребителей. В первую очередь это связано с большими аварийными ремонтами на генерирующих объектах. Тема снижения аварийности на всех генерирующих объектах важна во все времена года», – заявил депутат Госдумы, экс-министр энергетики РФ Николай Шульгинов в середине сентября РИА Новости. Вот как бы вдруг возникла проблема в связи с ростом энергопотребления, по мнению экс-министра.

До этой зимы (вспомним аварийные отключения в Московской, Новосибирской областях и других регионах) и до лета (отключения в южных регионах и на Дальнем Востоке) все было как бы нормально, а внезапно, из-за роста энергопотребления, стало как-то неприятно ощутимо.

Между тем проблема считается системной по всей стране и случившейся не вдруг, а назревавшей годами. В наиболее проблемном макрорегионе – Дальнем Востоке – за последние семь лет аварийность выросла более чем втрое, отмечает Совет производителей энергии. При этом дальневосточная энергосистема считается дефицитной. С ноября 2023 года поставки в Китай, которые идут из ОЭС Востока, сокращены с 900 МВт до 113 МВт; доступный резерв в ОЭС составляет менее 10% от установленной мощности и направлен на покрытие аварийных отключений, а также незапланированного увеличения нагрузки, сообщила глава «Совета производителей энергии» Александра Панина на конференции «Энергия для потребителей: вызовы, ресурсы, стратегии», прошедшей в сентябре.

«Системный оператор» не исключает ограничения энергопотребления предстоящей зимой и на юго-востоке Сибири, как это происходило в июле на юге страны. Причиной также является дефицит мощности. «У нас в нормальной схеме резервов нет вообще, ноль. Если было 409 (МВт – ред.), сейчас ноль. Ещё раз подчеркиваю, это при условии, что вся генерация полностью работает без какого-либо ремонта: планового или аварийного. Если мы смоделируем, что у нас хоть какое-то значение аварийных ремонтов повторится этой зимой по отношению к тому, что было, мы прогнозируем, что на этой территории мы так же, как летом на юге, будем вводить ограничения потребителей. Есть один только способ как-то подправить эту ситуацию – уменьшить переток в Монголию, но как-то это нереалистично кажется в условиях существующих политических соображений. Разве что может быть монголы сами начнут брать меньше. Либо же часть потребления Сибири перекинуть на Восток», – сообщил Сергей Павлушко, первый зампредправления

Сообщество потребителей энергии: «Ситуация на юге будет усугубляться»

НГВ: Какие вы видите объективные технические причины произошедшего в ОЭС Юга (проблемы планирования ремонтов/недостаточность проверок готовности станций/перегруз сетей и проч.)?

СПЭ: Полная картина, описывающая реальное техническое состояние генерирующего и сетевого оборудования, пропускную способность сечений и перетоки мощности, аварийность, графики ремонтов, ограничения, недоступна. Можно предположить, что причин несколько, и их сложно назвать объективными, неподконтрольными. Во-первых, это недостаточность генерации: сбои происходили на Ростовской АЭС и Новочеркасской ГРЭС, ТЭС «Ударная» не была введена вовремя. Во-вторых, налицо просчёты при планировании ремонтных кампаний – период пиковой нагрузки в ремонт был отключён слишком большой объем энергообъектов. И в-третьих, неэффективная система контроля технического состояния оборудования. Многодневная жаркая погода на юге, на которую пытаются списывать просчёты, на наш взгляд, – не причина, а обстоятельство возникших проблем.

НГВ: В ближайшие годы ситуация будет усугубляться, на ваш взгляд?

СПЭ: Если не принимать системные меры – да, будет. Причин для улучшения пока не просматривается. Спрос постепенно увеличивается, а оборудование неизбежно стареет. Для того, чтобы поддерживать энергосистему в надлежащем техническом состоянии, оборудование требуется обновлять непрерывно, но финансовый ресурс для такого обновления в текущей конструкции отношений на энергорынке ограничен узким набором инвестиционных инструментов и уже достигнутым пределом платежеспособности потребителей. Есть основания полагать, что привычные механизмы наращивания тарифно-ценовой нагрузки только за счёт потребителей «по типу ДПМ» не сработают – такого ресурса у потребителей нет. А предлагаемые нами источники и механизмы привлечения средств, включая бюджетные ресурсы и меры господдержки в виде льготного кредитования, налоговых послаблений, наконец, двусторонние инвестиционные договоры – аналог зарубежных PPA (Power Purchase Agreement) – запускаются со скрипом.

Электросетевое оборудование в ряде южных регионов находится в таком состоянии, что там скорее нужно говорить о глубокой реконструкции или даже о строительстве новых энергосистем, а не о ремонте.

Технические возможности тоже под вопросом – пока готовность энергомашиностроителей к выпуску требуемого объема оборудования по необходимому широкому модельному ряду фиксируется только пресс-релизами. С сервисными компаниями тоже не всё безупречно.

Между тем энерговооруженность домашних хозяйств растёт, расширяются производственные и рекреационные мощности, а с ними растёт и потребление. Ограниченные возможности для зарубежных поездок с каждым годом увеличивают приток российских туристов в южные регионы.

Всё это в совокупности не добавляет уверенности в скорейшем снятии проблем южных энергосистем.

НГВ: Как можно хотя бы частично решить проблему в ближайшие годы, пока новой генерации не появится (усилить контроль над ремонтами, придумывать новые механизмы, строить небольшие станции)?

СПЭ: Организовать временную передышку от наиболее острых проявлений типа массовых отключений потребителей возможно, устранив упущения с планированием и контролем.

Пусть с запозданием, но «Системный оператор» планирует учитывать при корректировке прогнозных величин энергопотребления климатические аномалии, рост энергообеспеченности населения за счет растущего числа бытовых приборов и реальную аварийность на энергообъектах.

«Системного оператора», на конференции «Совета производителей энергии».

Что касается юга, то там зеркальная картина, еще и с нагрузкой от проходящей СВО. «Электросетевое оборудование в ряде южных регионов находится в таком состоянии, что там скорее нужно говорить о глубокой реконструкции или даже о строительстве новых энергосистем, а не о ремонте», – сообщили нам в интервью представители «Сообщества потребителей энергии» (см. «Ситуация на юге будет усугубляться»).

Сегодня в медиапространстве все время слышим про дефицит энергии (см. «Точки дефицита мощностей»). «А как так? – спросит пытливый читатель. – Ведь только недавно все было в профиците?» «Ну вот так волшебным образом все изменилось», – ответим мы, не вдаваясь в подробности, о которых пытливый читатель сможет додуматься сам.

Сегодня власти говорят, что необходимо строить новые мощности. На прошедшей в конце сентября очередной Российской энергонеделе, РЭН, были анонсированы волшебные цифры. Так, в России по генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2043 года должны построить 90 ГВт новых мощностей. Это потребует 41 трлн рублей инвестиций. И как вы думаете, где брать эти средства? На этом же мероприятии Владимир Тупикин, председатель наблюдательного совета Ассоциации «Сообщество потребителей энергии», директор по энергетике и ресурсообеспечению «Сибур», точно дал понять, где источник инвестиций: «Без повышения цены мы никуда не поедим». Эксперт привел данные Ассоциации «Сообщества потребителей энергии» – в 2050 году замена 100 ГВт энергетического оборудования в РФ обойдется в 55 трлн рублей, «в ценах 2024 года, треть из которых обеспечена текущим платежом за мощность, а деньги, которые необходимо отыскать, приблизительно 35 трлн рублей». Источник средств – карманы потребителей, а также кредиты в банках под высокие проценты. В качестве примера, насколько вырастет цена, Тупикин привел Дальний Восток: «На Дальнем Востоке это привело бы к росту цены на 9%». Это много. И самое главное – а будет ли потребитель в состоянии платить? Буквально несколькими днями ранее Владимир Тупикин на конференции «Энергия для потребителей» сообщал о неэффективном управлении рынка электроэнергией в РФ.

«Продуктивность энергетического рынка сегодня составляет 75%. То есть, на долю непродуктивных расходов – сверхдорогие заимствования, необоснованно завышенную доходность, последствия ценовых манипуляций, перекрестное субсидирование, поддержание неэффективной и неработающей генерации, неоптимальность ремонтов – приходится 25%. Другими словами, каждый четвертый киловатт-час, оплаченный потребителями, не генерируется. 13% построенной мощности загружено на 15% и меньше, вплоть до нуля, т.е. фактически простаивает». При сохра-

нении текущих подходов, резюмировал эксперт, к 2050 году продуктивность энергорынка снизится вдвое – будет оплачен и не выработан каждый второй киловатт-час.

Получается, что актуальное неэффективное управление власть рассчитывает компенсировать будущим повышением тарифов и увеличением нагрузки на бизнес. Это то, что касается энергетики.

Безхозное ЖКХ

Есть еще пласт инженерной инфраструктуры, где тоже все сложно и тревожно.

В этом сегменте профильные ведомства все по-прежнему латают дыры и заявляют, что ЖКХ нуждается в комплексной модернизации. В феврале 2024 года на заседании Совета Федерации глава Минстроя России Ирек Файзуллин сообщил, что общий износ сетей составляет порядка 40%. При этом в некоторых регионах износ сетей превышает 80%. «У нас 1 млрд км сетей. Если мы не доведем до 4% снижение износа, тогда проблема будет нарастать», – сказал отметил министр.

Судя по всему, проблема будет нарастать, так как ничего не делается. «Не может быть!» – воскликнет заинтересованный читатель. Очень даже может быть. «Министерство строительства пообещало выделить в 2025 году уже 150 млрд рублей. При условии, что регионы предоставят программу модернизации. Министерство так и не смогло выделить денег по этому проекту, поскольку программы никто не предоставил. А всего на приведение сетей в порядок нужно минимум 5-6 трлн рублей», – сообщил нам в интервью Дмитрий Тортев, член Экспертного совета Комитета по энергетике Государственной Думы (см. полную версию интервью «Я не вижу предпосылок для улучшения ситуации» в НГВН[№]10 за 2024 год).

Тут стоит обратить внимание на факт, что регионы, по словам эксперта, не предоставили программы. «В смысле? – может спросить обеспокоенный читатель. – Это ведь какой-то нонсенс и реальный сбой в матрице, который нужно исследовать». Однако причина известна. Оказывается, все из-за множества бесхозных сетей. «У регионов по-прежнему нет понимания, сколько вообще сетей в регионе, что надо чинить, поскольку в любом муниципалитете можно найти до сих пор бесхозные сети – наследие обанкротившихся игроков из 90-х и нулевых. В некоторых регионах банально нет даже полных схем коммуникаций», – объясняет Тортев.

Так и что тогда с модернизацией? Учítывая, что у нас «большинство инвестиционных программ (модернизация сетей) заложены в тариф, то есть львиную долю расходов оплачивает население. А также в виде инвестиционных кредитов на модернизацию сетей направляются и средства Фонда национального благосостояния», то можно без труда предсказать дальнейшее сокращение объемов инвестиций в модернизацию. Почему? Вспомним растущую

На наш взгляд, необходимо более тщательно планировать ремонты, учитывать региональные особенности. В ЕЭС России было принято постоянно готовиться к осенне-зимнему периоду максимума нагрузок, концентрируя основную ремонтную капанию на летние месяцы. Но вот уже несколько лет максимум нагрузок в южных энергосистемах не отстаёт, а иногда и превышает зимний. Видимо, пора перестать стричь под одну гребенку все энергосистемы. Объекты южных энергосистем не совсем логично отключать в ремонт во время максимума нагрузок. Да, это хлопотно и вызовет дополнительные сложности в процессе планирования ремонтов, проведении закупочных процедур, настроенных на стабильно летние ремонтные графики, но стабильность энергоснабжения важнее. При таком планировании запрос на запчасти, сервис и ремонты будет сложен в течение года, что может привести к снижению цен на работы и оборудование.

Более тщательно необходимо относиться к планированию производственных графиков предприятий. Предусмотреть стимулирующие меры для предприятий, сдвигающих свои максимумы потребления с пиковых часов и относительно друг друга. Настраивать не пилотный, а реальный Demand Response, позволяющий сдвигать рабочие смены на предприятиях.

Не нужно забывать об установлении стимулирующих диапазонов, дифференцированных по объемам электропотребления тарифов для населения, это позволит выделить и защитить социальную группу населения от роста тарифов и повысить плату для коммерсантов, необоснованно пользующихся льготами.

Еще одна простая и быстрая мера – снять барьеры для установки и функционирования децентрализованных источников генерации.

И одно из основных – установить иной подход к контролю готовности оборудования, находящегося в резерве. Да, у нас рыночная экономика и риск-ориентированный подход, да, инспектор не может в любое время зайти на объект и проконтролировать, что генератор, числящийся в холодном резерве и обеспечивающий этим небольшой финансовый ручеек своему владельцу, реально готов к несению нагрузки. Но как показала практика, существующие механизмы контроля используются неэффективно. К проверкам путём периодического включения по команде диспетчера оборудование обычно бывает готово, а вот к реальному включению в тяжёлую режимную ситуацию – нет. У нас сегодня даже ремонты в подъездах и уборка мусора сопровождаются отправкой фотографий контролирующим организациям. А о состоянии энергетического оборудования, от которого зависят тысячи потребителей, принято судить по самоотчётам – читай: по рассказам его владельца. Если риск реализовался, контроль должен стать полноценным.

И, наконец, про ответственность энергетиков. Долгое время считалось, что меры ответственности энергокомпаний за надежность энергоснабжения достаточны или даже избыточны. Но практика показывает, что это не так. Правила энергорынка и тарифное регулирование позволяют энергокомпаниям аккумулировать достаточные финансовые ресурсы, которые в итоге идут не на поддержание надлежащей готовности оборудования, а на покупку конкурентов, щедрые бонусы и дивиденды, спонсорство спортивных клубов.

Настало время начинать строго спрашивать. Штрафы за неготовность оборудования к несению нагрузки должны быть ощутимыми, соразмерными с потерями экономики от недобросовестного отношения владельцев оборудования к своим обязанностям. Потребность в инвестициях для развития генерации в 2024-2030 годах оценивается в 4,3 трлн рублей (с НДС), для развития электросетей напряжением 220 кВ и выше – 1,3 трлн рублей.

Тезисы подготовил ТГ канал «Переток для своих».

Точки дефицита мощностей

«Системный оператор ЕЭС» в установленный срок – 1 сентября – опубликовал проект Схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР) на 2025-2030 годы. Один из ключевых параметров – прогнозируемые к 2030 году точки дефицита мощности. В действующем СиПР на 2024-2029 годы прописаны три энергодефицитных узла – в ОЭС Востока, Сибири и Юга; в проекте до 2030 года их уже восемь.

Юго-восток Сибири. Непокрываемый дефицит мощности в 2030 году составит 2 480 МВт в нормальной схеме в существующей сети и 2 885 МВт – в единичной ремонтной схеме. Для решения проблемы предполагается строить и сети, и генерацию. Из центральной в юго-восточную часть ОЭС Сибири планируется построить линию передачи постоянного тока пропускной способностью около 1,5 ГВт. Для покрытия остающейся части прогнозного дефицита предлагается построить не менее 1 385 МВт новой генерации (помимо отобранных в этом году на КОМ НГО 1 305 МВт).

Дальний Восток. В ОЭС Востока к 2030 году «с учётом рисков останова геноборудования иностранного производства» прогнозируется нехватка электроэнергии в объёме 10,7 млрд кВт·ч, что эквивалентно не менее 1 647 МВт гарантированной генерации. С учётом ввода Свободненской ТЭС на 450 МВт (сейчас введены 160 МВт) необходимо построить не менее 1 350 МВт гарантированной генерации, ещё 867 МВт можно закрыть за счёт ВЭС и СЭС, но их установленная мощность должна составить 2,8 ГВт.

Юг России. В ОЭС Юга дефицит прогнозируется сразу в нескольких энергоузлах, в том числе при реализации рисков останова импортного геноборудования. Здесь планируется построить не менее 2 423 МВт гарантированной генерации.

Юг Москвы и Московской области. Дефицит мощности в единичной ремонтной схеме оценён в 796–1 564 МВт. Расширение электросети снизит его до 564 МВт, которые будут покрыты за счёт строительства новой генерации. С учётом перспектив развития этот объём может вырасти до 1 ГВт к 2030 году, также будет построена линия постоянного тока от Нововоронежской АЭС.

Анадырский энергоузел (Чукотка). Прогнозный дефицит в 7,8 МВт планируется закрыть за счёт строительства резервных генмощностей – ДЭС, ГПА и других, указано в проекте СиПР.

Чаун-Билибинский энергоузел (Чукотка). Непокрываемый дефицит мощности составит 47-58 МВт, для его покрытия предлагается построить не менее 23 МВт гарантированной генерации и не менее 35 МВт резервной.

Центральный энергорайон Сахалина. Прогнозная нехватка мощностей составляет 133-169 МВт с ростом до 317-353 МВт при выбытии импортного геноборудования. На острове предлагается построить 109-293 МВт базовой генерации и не менее 60 МВт резервных мощностей.

Центральный энергорайон Камчатки. В энергосистеме полуострова к 2030 году будет не хватать 26-31 МВт, потребность предлагается закрыть за счёт резервной генерации.

Генерация, подлежащая строительству в ОЭС Юга, Востока, Сибири и в столичном энергоузле, должна быть отобрана на КОМ НГО, говорится в проекте СиПР.

В 16 регионах РФ выявлены энергорайоны с рисками ввода графиков аварийных ограничений энергопотребления, в которых определена необходимость развития электросети.

Потребность в инвестициях для развития генерации в 2024-2030 годах оценивается в 4,3 трлн рублей (с НДС), для развития электросетей напряжением 220 кВ и выше – 1,3 трлн рублей.

Тезисы подготовил ТГ канал «Переток для своих».

задолженность по платежам от потребителей, а также значительную нагрузку на Фонд национального благосостояния, который упоминается в любом заявлении правительства о каких-либо проектах, начиная от судостроения, заканчивая коммуналкой, как будто он резиновый. Нет, он не резиновый.

А между тем нагрузка на сети будет возрастать. «С учётом охлаждения экономики в целом по итогам 2024 года объём потребления энергии может вырасти на 3,5%», – оценивает Дмитрий Тортёв. В отдельных регионах больше. При этом, если теплосети не выдержат (а это уже не вызывает сомнений), население переключится на электроэнергию, что увеличит нагрузку.

«Посторонние вмешательства» усиливаются

Дров в огонь подбрасывает и ситуация с майнингом, который официально разрешили летом этого года.

В России наблюдается значительный рост спроса на оборудование для майнинга после принятия нового закона, регулирующего эту отрасль. Принятые в августе 2024 года изменения в законодательстве внесли ясность в правила игры на рынке майнинга, что привлекло как крупных инвесторов, так и частных лиц, стремящихся использовать новые возможности.

Как пишет «Коммерсант», до легализации майнинга количество запросов на покупку оборудования в среднем составляло 150-200 в месяц. Однако после принятия закона количество обращений выросло почти в три раза.

В сентябре 2023 г. Николай Шульгинов, на тот момент министр энергетики, сообщил, писали РИА Новости, что с начала года российские майнеры потребили 1,5 ГВт электроэнергии. По оценке Минэнерго РФ, на цели криптомайнинга расходуется 16 млрд кВт·ч электроэнергии, то есть почти 1,5% от общего энергопотребления в РФ, при этом Шульгинов отметил, что потребление электричества криптодобытчиками растёт и, по прогнозам, достигнет 5-6 ГВт. Это бьётся с цифрами майнеров. По данным Ассоциации промышленного майнинга, объём рынка майнинга в России на сегодняшний день составляет около 2,5 ГВт потребляемой электрической мощности (более 1,7 ГВт из которых принадлежит промышленным майнерам). В случае принятия взвешенного регулирования (закон о легализации майнинга вступит в силу 1 ноября 2024 года), объём рынка может быть увеличен до 5,5 ГВт, при этом 4,2 ГВт будет приходиться на промышленный майнинг. Получается, что по прогнозам в скором будущем сегмент увеличит энергопотребление более чем в два раза. И это очень может быть, так как дело очень прибыльное – только за прошлый год отечественные майнеры добыли 54 тыс. биткоинов почти на 3,5 миллиарда долларов. Неужели кто-то откажется от такой золотой жилы? Майнинг же расположен

в регионах с низкими тарифами на электроэнергию. (Иркутская область, Красноярский край, Республика Бурятия, Республика Хакасия и другие).

Так что ждем новостей по поводу странных аварий на региональных энергосетях. Как, к примеру, эта, от 24 сентября. «Число аварий на электросетях в Новосибирской области в результате постороннего вмешательства выросло на 42%». Данные по итогам первого полугодия 2024-го опубликовала пресс-служба «Россети Новосибирск». Интересна новая формулировка – «в результате постороннего вмешательства».

Кроме майнинга и изношенности серьезным фактором риска становятся атаки БПЛА на различные объекты в России. К аварии может привести случайно упавшие осколки беспилотника. А мы знаем, что именно так часто и происходит, судя по официальным данным. «Самая уязвимая часть электроэнергетической инфраструктуры – подстанции (как правило, расположенные под открытым небом), а на них – маслонаполненные трансформаторы. Высоковольтные трансформаторы весят тысячи тонн, а привести к короткому замыканию либо утечке масла и возгоранию может один осколок. Заменить трудно, такие трансформаторы на складе не лежат, производятся под заказ. На втором месте по уязвимости с тяжёлыми последствиями – генераторы станций всех видов. Большинство генераторов имеют водородное охлаждение. Из ядерных реакторов более уязвимы и легко могут довести до парового взрыва реакторы чернобыльского типа РБМК-1000 на Курской и Смоленской АЭС.

Энергетики считают прибыль

Между тем в опубликованном Forbes рейтинге ТОП-100 российских компаний по чистой прибыли за 2024 год Интер РАО – на 20 месте с прибылью почти 136 млрд руб., Еп+ – на 30 месте с прибылью 61,4 млрд руб., «Русгидро» на 76 месте с 32,1 млрд руб.

Российская армия скоро как два года наносит удары по украинской энергетической инфраструктуре. Украинская армия начала ответы с нефтебаз и НПЗ. Но может легко переключиться на электроэнергетику», – анализирует Игорь Шкрадюк, к.т.н., координатор программы экологизации промышленности Центра охраны дикой природы.

«А что у нас с защитой стратегических объектов?» – может спросить обеспокоенный читатель. Ну, вы же новости читаете? Можно догадаться, как обстоят дела. На третий год СВО ряд профильных учреждений, а именно МГСУ совместно с ВНИИПО МЧС России, Минэнерго и ПАО «Российские сети» разработали свод правил «Защитные ограждающие конструкции от беспилотных летательных аппаратов. Правила проектирования». СП разработан впервые. 22 июля на публичное обсуждение представлен проект первой редакции свода правил. Обсуждение проекта СП планируют закончить в сентябре 2024 года. Из этого можно сделать вывод, что в настоящее время на практике никакой комплексной защиты нет. «Это какая-то параллельная реальность!» – может воскликнуть удивленный читатель. Вовсе нет. Очень даже перпендикулярная. 🚧





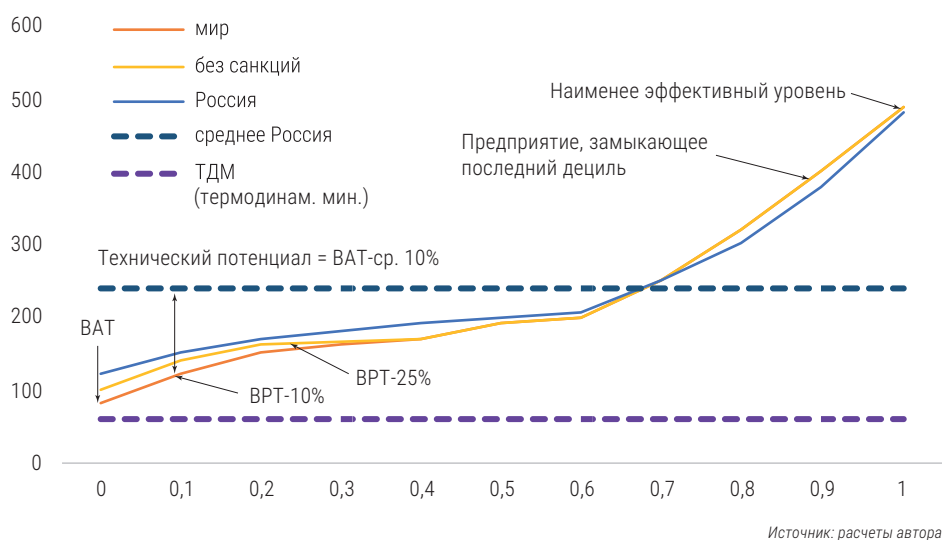
ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ

ИГОРЬ БАШМАКОВ

Д.э.н., директор ЦЭНЭФ-ХХI

В условиях санкций при замене действующего оборудования в нефтегазовом секторе на новое по российским или доступным зарубежным технологиям энергоэффективность, вероятно, снизится. В итоге удельные расходы энергии для компаний могут еще вырасти. Какие объемы потерь возможны?

Рис. 1. Стилизованная кривая бенчмаркинга для удельного расхода энергии



В данной статье проведен анализ технического потенциала экономии энергии в нефтегазовом секторе России. Он оценен в 45,6 млн т.у.т. при сравнении с лучшими мировыми эталонами; 33,1 млн т при допущении, что технология может быть приобретена на любом рынке, где не введены санкции на ее продажу в России; и 21,1 млн т.у.т. при допущении, что используются только производимые в России технологии. Это довольно весомые цифры. Первая близка к суммарному потреблению первичной энергии в Москве, вторая приближается к потреблению первичной энергии в таких индустриально развитых областях, как Свердловская и Челябинская, а третья – в Ленинградской или Ростовской областях. Для повышения энергоэффективности российской экономики в целом и конкурентоспособности нефтегазового сектора важно запустить программы по реализации этого потенциала.

Определение технического потенциала экономии энергии

В зависимости от целей исследования существует практика определения потенциала повышения энергоэффективности при производстве отдельных видов продукции или услуг по сравнению с эталоном, в качестве которого могут использоваться:

- параметры удельного расхода энергии для «практического минимума» (Best Available Technology, BAT) [1] – энергоэффективные технологии, которые замыкают 10% суммарного выпуска продукции на кривой бенчмаркинга (см. рис. 1);
- «среднее значение»;
- параметры удельного расхода энергии для «наиболее распространенного» (Best Practice Technology, BPT),

которые замыкают 25% суммарного выпуска продукции на кривой бенчмаркинга [2] (см. рис. 1).

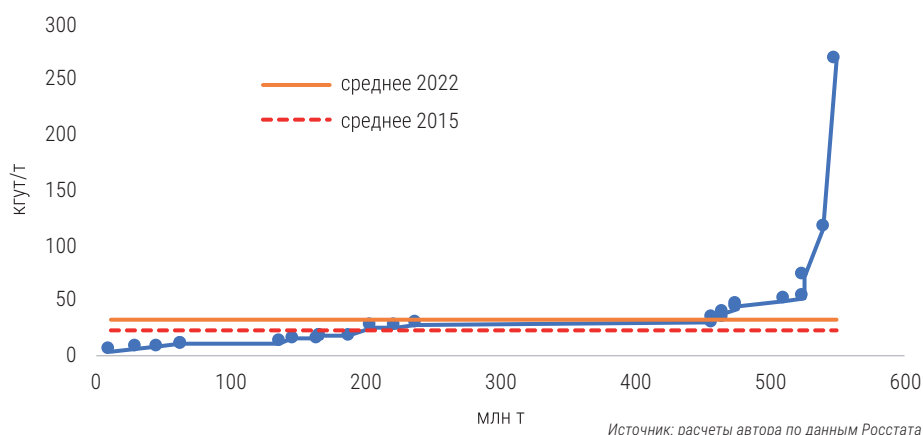
Такая оценка возможна, если кривые бенчмаркинга уже построены, и при их построении обеспечена сопоставимость показателей для однородных объектов. В России такие системы создаются силами ЦЭНЭФ-XXI и ФГАУ «НИИ «ЦЭПП» в рамках справочников НДТ для промышленности и силами ЦЭНЭФ-XXI в рамках анализа потенциала экономии энергии в зданиях [3].

В данной статье в качестве эталона используется показатель «практического минимума», определенный как показатель, замыкающий 10% суммарного выпуска продукции, зданий или других объектов на кривой бенчмаркинга. Результат зависит от географии, использованной для построения такой кривой. При оценке BAT использовалось большое число зарубежных источников. В статье используются три показателя BAT:

- глобальный – в допущении, что нет ограничений на приобретение конкретной технологии на мировом рынке;
- неподсанкционный – в допущении, что технология может быть приобретена на любом рынке, где не введены санкции на ее продажу в России;
- российский – в допущении, что используются только технологии, производимые в России.

Технический (технологический) потенциал оценивается при допущении, что все энергопотребляющее оборудование, здания и сооружения мгновенно заменяются на лучшие, уже практически применяемые где-либо в мире образцы, соответствующие «практическому минимальному» удельному расходу энергии. Он равен произведению уровней выпуска товаров, работ и услуг в России в 2022 году на разницу среднего для России

Рис. 2. Распределение добычи нефти в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



удельного расхода энергии за 2022 г. и удельного расхода энергии для наилучшей технологии.

Очевидно, что оценка, сделанная на базе лучших мировых технологий, существенно выше прочих возможных оценок. Выполняются следующие соотношения: $BAT_{global} \leq BAT_{nosanctions}$ и $BAT_{global} \leq BAT_{ru}$. В случае если $BAT_{ru} \leq BAT_{nosanctions}$, для оценки потенциала используется показатель BAT_{ru} . Таким образом, потенциал, оцененный с использованием глобальных показателей «практического минимума», всегда больше «неподсанкционного» потенциала, а тот всегда больше или равен «российскому» потенциалу.

В российской практике используется понятие наилучшей доступной технологии (НДТ), которая представляет собой технологию производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемую на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения (см. ФЗ № 219 от 21.07.2014 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»). Best Available Technology переводится с английского как «наилучшая имеющаяся технология». Слово available означает, что технология уже реально применяется в коммерческой практике. Оно отличается от слова affordable, которое означает «экономически доступная».

Технический потенциал показывает только гипотетические возможности энергосбережения без учета затрат и других ограничений на его реализацию. Для оценки технического потенциала повышения энергоэффективности использовались данные только по уже практически применяемым в коммерческой практике технологиям. В данной статье оценивается только технический потенциал. Внедрение инноваций делает технический по-

тенциал возобновляемым; однако для всех имеющихся технологий существуют термодинамические минимумы, которые определяют пределы снижения удельных расходов энергии.

Добыча нефти

Удельные расходы на одну тонну добытой нефти заметно различаются в зависимости от охвата процессов, условий и технологий добычи. По данным Росстата по субъектам РФ, максимальные значения в 70 раз превышали минимальные (см. рис. 2). Среднее по России значение в 2000 г. было равно 30 кг/т нефти, в 2015 г. – 21,9 кг/т нефти, а в 2022 г. – 31,3 кг/т нефти. То есть за последние семь лет оно выросло на 43% под влиянием ухудшения условий добычи и санкций на импорт оборудования после 2014 г. Снижение суточного дебита жидкости скважин приводит к заметному росту удельных расходов энергии на 1 м³ поднятой жидкости [4]. В Справочнике ИТС 28-2021 «Добыча нефти» указаны минимальные, средние и максимальные удельные расходы энергии на этапах добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин, подготовки нефти, газа и воды, поддержки пластового давления и учета продукции перед передачей потребителю. Если сложить минимальные, средние и максимальные значения на всех перечисленных этапах, то получим соответственно 0,18, 19 и 183,8 кг/т нефти. Среднее по Справочнику получается равным 61% от среднего по России за 2015 г., по данным Росстата, и 87% от среднего за 2022 г. Максимальное значение по Справочнику равно 69% от максимального по России, по данным Росстата за 2022 г. В качестве НДТ в справочнике указываются максимальные значения, поэтому показатели НДТ превышают средние значения для России и не могут использоваться в качестве BAT.

Особенность условий добычи нефти не позволяет установить BAT_{global} на основе сопоставления удельных показателей нефтедобывающих компаний. По данным Shell, за семь лет (2012-2019 гг.) удельный расход энергии повысился на 29% – с 28,3 до 36,5 кгвт/т нефти [5]. По данным компании АРАМКО, в 2014-2020 гг. удельный расход энергии снизился с 34,2 до 28,9 кгвт/т нефти, а затем в 2022 г. вырос до 37,6 кгвт/т нефти [6]. По данным компании Chevron, в 2018-2022 гг. удельный расход энергии снизился с 88,5 до 65,6 кгвт/т нефти [7]. PetroChina Co. Ltd. оценивает удельный расход энергии в 2022 г. на уровне 110 кгвт/т нефти [8]. Для ВР удельный расход энергии составил 37 кгвт/т нефти в 2022 г. и 39,1 кгвт/т нефти в 2023 г [9]. Эти данные нельзя прямо сравнивать с данными по удельному расходу энергии по России, поскольку существует заметная разница в границах учета и в условиях добычи. В российской статистике после 2015 г. не приводятся данные о потреблении энергии при разведочном и эксплуатационном бурении, а также при подготовке нефти на промыслах. По данным компании ЛУКОЙЛ, в 2022 г. удельный расход (с учетом геологоразведки и добычи нефти) составил 266 ГДж/тыс. бнэ [10]. По данным «Татнефти», удельный расход энергии на добычу нефти снизился с 62,4 кгвт/т в 2020 г. до 61,05 кгвт/т [11] (286 ГДж/тыс. бнэ) в 2022 г. В отчетах нефтяных компаний он равен (ГДж/тыс. бнэ): Shell – 156,4; ВР – 171; АРАМКО – 154,3; Chevron – 255. Таким образом, по сопоставимому охвату расходов энергии показатели для «Лукойла» и «Татнефти» получаются на 4-84% выше. В расчетах было принято допущение, что за счет новых технологий удельные расходы энергии можно снизить по сравнению с базовой линией по меньшей мере на 20% от среднего за 2015-2022 гг. уровня [12]. То есть BAT_{global} (для среднего по стране значения) принят равным 20,63 кгвт/т нефти, что на 34% ниже значения 2022 г.

В секторе добычи нефти доминирует импортное оборудование. Задачу по повышению уровня локализации решают уже более 10 лет. В 2013-2015 гг. целевые уровни локализации были установлены: для полупогружных буровых платформ – 5-20%, для оборудования и судов для геофизических исследований и геологоразведки – 10-30%, инструментов и материалов для разведочного бурения – 5-30% [13]. В принятом в марте 2015 г. Минпромторгом России Плане мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения были поставлены задачи снизить долю импорта по технологиям, технике и сервису эксплуатации скважин и увеличению нефтеотдачи с 67-95% в 2014 г. до 50-80% в 2020 г.; по технике и технологиям бурения наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин – с 60-83% в 2014 г. до 45-60% в 2020 г.; по программным средствам для процессов бурения, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья – с 60-100% до 10-80%;

по технологиям сжижения природного газа – с 50-100% до 40-80%; по технологиям и оборудованию для реализации шельфовых проектов – с 80-90% до 60-70%; по технологиям и оборудованию для транспортировки нефти и газа – с 30-90% до 20-60% [14]. В целом по отрасли показатель импортозависимости для нефтегазового оборудования в 2014 г. составлял 60% [15]. К концу 2016 г. он снизился до 45,5% [16]. По данным Минэнерго России, к 2020 г. доля импорта нефтегазового оборудования еще немного снизилась – до 43%. Доля импортного оборудования в сегменте трудноизвлекаемых запасов составляла 50%, в сфере производства сжиженного природного газа – 80%, для работы на шельфе – 85%. По отдельным позициям российских аналогов все еще не существовало.

В результате санкций под запрет попало 68% поставок импортного высокотехнологичного оборудования для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти [17]. На фоне растущей потребности российских нефтекомпаний в оборудовании для повышения нефтеотдачи скважин [18] возможности его приобретения от производителей из стран, не наложивших санкции, сильно ограничены. К приоритетным направлениям отнесены критические для обеспечения технологического суверенитета виды оборудования с уровнем локализации ниже 50%. В части нефтегазового машиностроения этот список включает: оборудование для гидравлического разрыва пластов, для бурения, цементирования и капитального ремонта скважин; для наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин; для работ на шельфе [19]. Так, 90% оборудования для гидравлического разрыва пластов производится за границей, а в пятерку крупнейших производителей входят белорусский «Фидмаш», шотландская The Weir Group, американские Stewart & Stevenson и Caterpillar и немецкая KATT [20].

Оценить значения $BAT_{nosanctions}$ и BAT_{ru} для добычи нефти довольно сложно. Китайское машиностроение по производству оборудования для добычи нефти и газа преодолело технологическое отставание, за которым последовало развитие потенциала как в области собственных инноваций, так и в цепочке поставок [21]. Однако нет информации о том, что параметры его эффективности превысили западные уровни. При замене действующего оборудования на новое по российским или доступным зарубежным технологиям придется конкурировать с выводимым из эксплуатации импортным оборудованием. В итоге удельные расходы энергии могут еще вырасти. У российских производителей сохраняется технологическая отсталость, и основными лицензиарами являются иностранные компании [22]. В итоге уровень российского нефтегазового оборудования по таким показателям, как качество, цена, сервис и эффективность, серьезно отстает от зарубежных аналогов [23]. Важно оценить возможность не столько снижения, сколько ограничения или нейтрализации за счет мер по повышению энергоэффективности роста

удельных расходов энергии из-за других факторов. Такие расчетные схемы предложены [24]. На основе их применения получилось, что в 2020 г. программа энергосбережения «Роснефти» смогла компенсировать рост удельных расходов энергии за счет ухудшения условий добычи и сокращения напора. Вклад этой программы равен снижению удельного расхода энергии на 1% в год. Если допустить, что за 20 лет этой программой будет охвачен весь объем добычи, то получается, что потенциал отклонения от базовой линии роста удельных расходов можно оценить в 20%.

Частичным обоснованием такого выбора является положительный опыт повышения энергоэффективности российскими нефтяными компаниями [25]. Так, компания «Татнефть» внедряет российские технологии повышения эффективности – замену центробежных насосов на объемные и металлических труб на стеклопластиковые. За счет этих мер предполагается к 2030 г. снизить удельный расход электроэнергии с 6,53 до 3,5 кВт-ч/м³ поднятой жидкости в целом по компании [26].

В этой статье принято допущение, что для добычи нефти $BAT_{nosanctions} = 25$ кг/т нефти (уровень среднего удельного расхода в России за 2015-2022 гг., или 80% от значения 2022 г.), а $BAT_{ru} = 28$ кг/т нефти (равно среднему значению за 2021 г., или 90% от уровня 2022 г.). При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче нефти равен (в млн тут): $POT_{global} = 7,4$; $POT_{nosanctions} = 5$, а $POT_{ru} = 1,8$ (см. табл. 1).

Переработка нефти

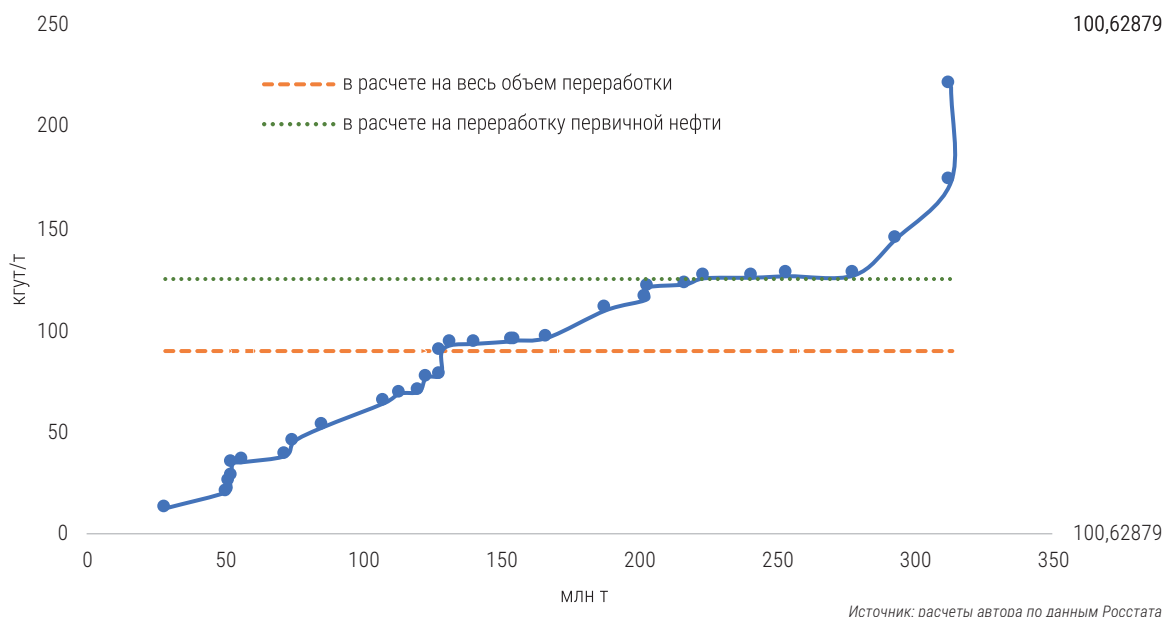
Оценить энергоэффективность комплексов по переработке нефти непросто. Сложность технологического процесса измеряется индексом Нельсона. НПЗ может включать до 150 установок [27], производящих промежуточные и конечные продукты, с потоками энергии и продукции из-за пределов границ НПЗ и за эти границы. Для решения этой задачи используются разные подходы. Первый – использование статистики Росстата. Данные приводятся в расчете на объем сырой нефти, поступившей на переработку (первичная переработка нефти – 276,6 млн т в 2022 г.), и основной части произведенного газового конденсата (произведено 40,55 млн т и использовано для производства нефтепродуктов 36,7 млн т в 2022 г.). Удельные расходы энергии при производстве ряда нефтепродуктов из газового конденсата сравнительно невелики. Это определяет наличие низких значений и большой разброс на кривой бенчмаркинга по уровню удельных расходов энергии (см. рис. 3). Это также не позволяет определить BAT_{ru} для НПЗ на базе этой кривой. По имеющимся оценкам, существующий уровень удельных расходов энергии превышает показатели наиболее эффективных российских НПЗ на 25-30% [28]. Это первое приближение оценки потенциала экономии энергии. Средний уровень удельных расходов энергии для России показан в двух вариантах: в расчете на сумму поступивших на переработку нефти и газового конденсата

Табл. 1. Технический потенциал экономии энергии в нефтегазовом секторе

	Единицы измерения	Объем экономической деятельности	Единицы измерения	Удельный расход в 2022 г.	BAT			Потенциал экономии, млн т.у.т.		
					BAT_{global}	$BAT_{nosanctions}$	BAT_{ru}	POT_{global}	$POT_{nosanctions}$	POT_{ru}
Добыча нефти*	тыс. т	533988	кг/т	31,3	20,6	25,8	28	5,70	2,94	1,76
Переработка нефти и газового конденсата	тыс. т	313305	кг/т	88,9	71,12	80,01	88,9	5,57	2,79	0,00
Сжигание попутного газа в факелах	млн м³	105098	%	79,2%	99,5	95	90	24,6	19,2	13,1
Добыча газа*	млн м³	637638	кг/т/1000 м³	15	11,25	12,75	14,25	2,4	1,4	0,5
Переработка газа	млн м³	116976	кг/т/1000 м³	49,4	37,05	42,0	46,9	1,4	0,9	0,3
Транспорт природного газа	млрд м³-км	1268852	кг/т/млн м³-км	21,5	17,38	17,38	17,38	5,2	5,2	5,2
Транспорт нефти	млн т-км	1157282	т/т/млн т-км	1,56	1,26	1,26	1,4	0,35	0,35	0,2
Транспорт нефтепродуктов	млн т-км	56563	т/т/млн т-км	1,67	1,33	1,33	1,5	0,02	0,02	0,01
Итого	млн тут							45,6	33,1	21,1

* при условии фиксации влияния факторов ухудшения условий добычи
Источник: оценки автора

Рис. 3. Распределение переработки нефти в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



Источник: расчеты автора по данным Росстата

(88,9 кг/т) и в расчете только на объем сырой нефти, поступившей на первичную переработку (100,6 кг/т). Первый показатель вырос с 75,1 кг/т в 2015 г., а его максимальное значение пришлось на 2021 г. – 89,6 кг/т. Отчасти этот рост связан с повышением глубины переработки нефти с 74,2% до 83,9% в 2015-2022 гг.

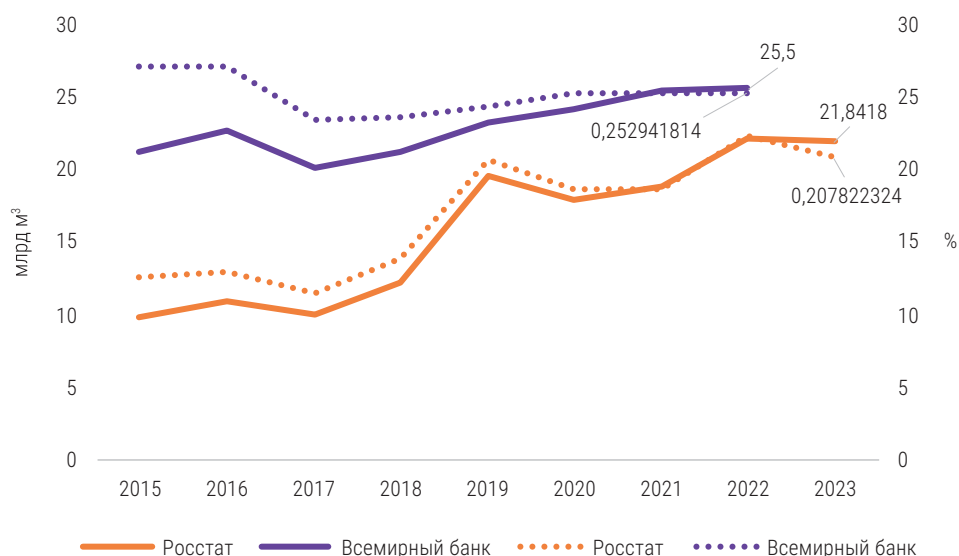
«Татнефть» показывает снижение удельного расхода энергии на переработку нефти с 105,9 кг/т в 2020 г. до 98 кг/т в 2022 г. [29]. «Лукойл» дает более высокие удельные расходы (130 кг/т в 2022 г.), но при этом указывает, что данные приведены с учетом продукции газопереработки, продукции нефтехимии и с учетом внутригрупповых поставок нефтепродуктов, передаваемых для дальнейшей переработки [30]. По-видимому, эти цифры не включают переработку газового конденсата. Все эти показатели не обеспечивают важного условия корректного бенчмаркинга – сопоставимости.

Потенциал экономии энергии в нефтепереработке по сравнению с BAT_{global} оценен равным 20%. Для решения проблемы сопоставимости в нефтепереработке используется индекс энергоэффективности Solomon Associates – Energy Intensity Index (EII). Это отношение фактического энергопотребления НПЗ к энергопотреблению НПЗ максимально близкой конфигурации со среднемировыми показателями удельных расходов по каждой установке. Чем ниже EII, тем выше уровень энергетической эффективности. В Китае используется другой показатель – unit energy factor consumption for refining, – расчет которого регламентируется специальным стандартом [31]. Если индекс EII ниже 100, то уровень энергоэффективности выше среднего по миру, и наоборот. Эти ин-

дексы периодически пересматриваются. Для EII выделяются четыре уровня бенчмарков. Для четвертого уровня показатель EII за 2022 г. равен 113, а для первого – 77 [32]. То есть НПЗ четвертого уровня эффективности имеют потенциал экономии 32% $((113-77)/113)$. У Chevron в последние годы EII варьировал в диапазоне 85-92, у Shell – 94-99, у bp – 103-107 [33]. Некоторые российские нефтяные компании также используют EII. По данным «Лукойла», EII снизился с 98,8 в 2018 г. до 96,6 в 2020 г. [34] и не уступал Shell. Тогда потенциал экономии энергии равен 20% $((96,6-77)/96,6)$. Более ранние исследования показали, что в 2016 г. среднее значение EII российских НПЗ составляло 150% от среднего по НПЗ-лидерам – в основном из-за низких цен на энергию и из-за технологической конфигурации, исторически не ориентированной на энергосбережение [35]. Однако данные 2016 г. не отражают эффектов процесса модернизации нефтепереработки последних лет.

Российская нефтепереработка сильно зависит от импорта технологий и катализаторов. Установки для первичной переработки в основном отечественные. По одним данным, доля российских катализаторов в нефтепереработке с 2014 г. выросла с 32% до 76% [36]. Однако к приоритетным направлениям обеспечения технологического суверенитета отнесены виды оборудования с уровнем локализации ниже 50%. В этот список попали катализаторы, установки гидроочистки, гидрокрекинга, каталитического крекинга, риформинга, изомеризации (гидроочистка метана, сероочистка, паровой риформинг, конверсия оксида углерода, метанирование) [37]. Значит, уровень их локализации ниже 50%. Это же можно сказать

Рис. 4. Динамика сжигания попутного газа в факелах в России (сплошные линии) и доли сжигания попутного газа в факелах в России (пунктирные линии)



Источник: расчеты автора по данным Росстата и Всемирного банка

про внутрикорпусные устройства и реакторы, компрессоры для технологических процессов нефтепереработки, установки очистки нефтесодержащих жидкостей на основе технологии центробежной сепарации. Критерий – больше 50% импорта, но сколько именно? Есть оценки: для глубокой переработки на начало 2022 г. зависимость от импорта оборудования составляла 80-90%, а по катализаторам – до 100% [38].

Возможности использования и параметры китайского оборудования для глубокой переработки нефти не определены. Китай сам в значительной степени полагается на западные технологии для развития нефтепереработки. В последние годы Китай приближается к параметрам западных технологий, но в основном в части добычи нефти и газа [39]. Опыта использования китайского оборудования для глубокой переработки нефти в России нет, поэтому довольно сложно оценить $BAT_{nosanctions}$. Чисто гипотетически он оценен в 10%.

В отношении оценки BAT_{ru} для нефтепереработки важно учесть два фактора. Первый: нет собственных технологий глубокой переработки нефти. В последние годы на импорт пришлось 80% оборудования, закупленного для модернизации установок вторичной переработки нефти [40] по причине отставания российских технологий. Поэтому замена оборудования на российское может привести к росту удельных расходов энергии. Второй: на модернизированных НПЗ установлены новые западные агрегаты. Возможность их замещения ниже, чем на старых НПЗ [41]. В итоге глубина переработки нефти может сократиться. Это может привести к снижению удельного

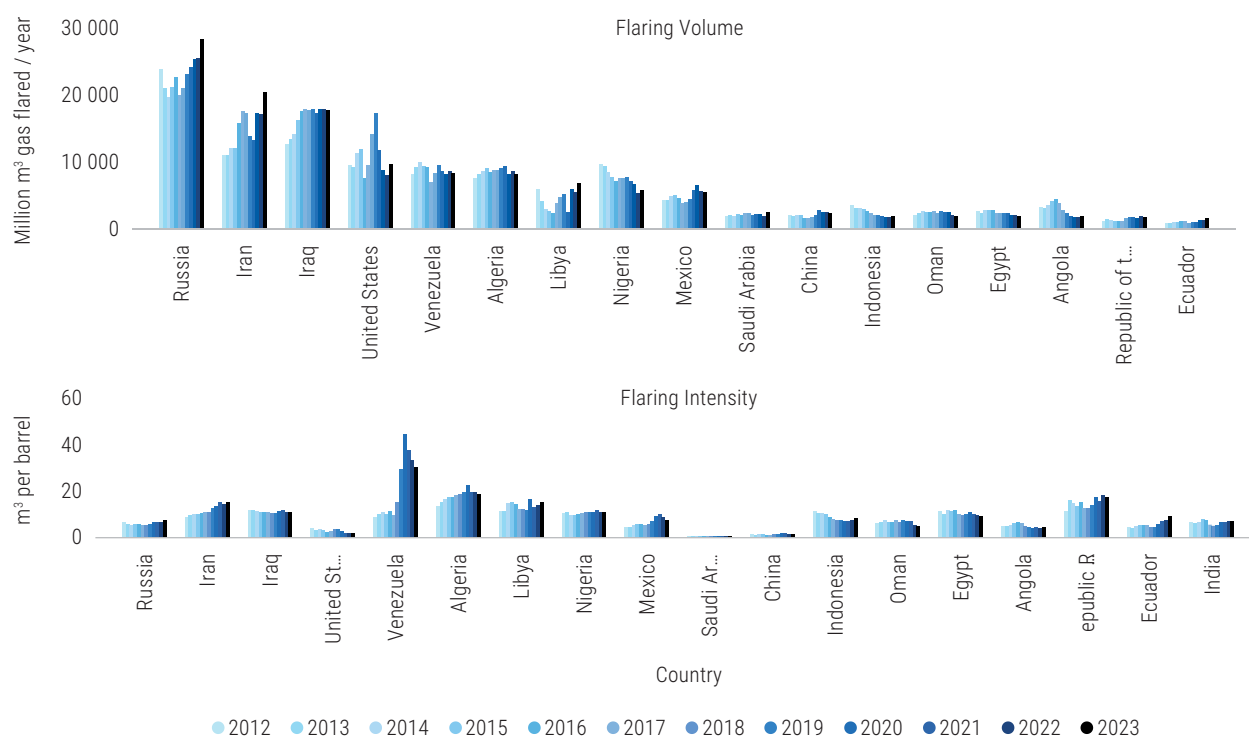
расхода энергии, но уже не в сопоставимых условиях. Баланс этих двух тенденций неясен. В расчетах принято допущение, что BAT_{ru} равно среднему значению для России в 2022 г. – 88,9 кг/т. То есть $POT_{ru} = 0$. При принятых допущениях потенциал экономии энергии при переработке нефти и газового конденсата равен (в млн тут): $POT_{global} = 5,6$; $POT_{nosanctions} = 2,8$ (см. табл. 1).

Сжигание попутного газа в факелах

Объемы сжигания попутного газа в факелах в 2020-х годах удвоились по сравнению с 2015-2017 гг. В последние годы (2020-2023 гг.) в России добывается 101-105 млрд м³ попутного нефтяного газа (ПНГ), или немногим больше 20 м³/т сырой нефти (без газового конденсата). По закону не более 5% [42] из них должно сжигаться, то есть не более 5,25 млрд м³. По данным Росстата, в 2022 г. было сожжено 22,1 млрд м³ (22,3%), а в 2023 г. – 21,8 млрд м³ (20,8%) (см. рис. 4).

Россия занимает первое место в мире по объемам сжигания попутного газа в факелах. Этот вывод справедлив как при использовании данных Росстата, так и при использовании данных Всемирного банка (см. рис. 5). По данным Всемирного банка, в 2022 г. в России было сожжено в факелах 25,5 млрд м³ (25,3%), то есть на 15-20% выше нормативного требования. За это нефтяные компании должны уплатить большие штрафы. За Россией следуют Ирак, Иран и Алжир. В расчете на баррель добытой нефти в России ситуация лучше, чем в этих странах, но хуже, чем в США или в Китае.

Рис. 5. Динамика сжигания попутного газа в факелах по странам



Источник: Global Gas Flaring Data (worldbank.org)

Рост объемов и доли сжигания газа в факелах начался задолго до СВО – в 2018 г. и особенно интенсивно в 2019 г. Одним из объяснений роста доли сжигания ПНГ со стороны нефтяных компаний в 2022 г. служит снижение его использования для производства сжиженных углеводородных газов (СУГ), поскольку их экспорт резко сократился после начала военного конфликта на Украине. Стоящий на страже их интересов РСПП даже предлагает увеличить действующий норматив сжигания попутного газа без штрафов с 5% до 30% [43]. Но все же это, скорее, лукавое объяснение. В 2012-2015 гг. удалось увеличить уровень утилизации ПНГ на 13% [44], а затем прогресс сначала полностью остановился, а затем развернулся вспять. Прирост сжигания ПНГ в 2017-2019 гг. составил 9,3 млрд м³, а в 2021-2023 гг. – еще 3 млрд м³. То есть основной прирост имел место еще до начала СВО. Данные Всемирного Банка показывают минимальный прирост сжигания в 2022 г. (только на 0,09 млрд м³). Заметные объемы производства СУГ приходились в основном на «Лукойл» и «Газпром нефть» [45].

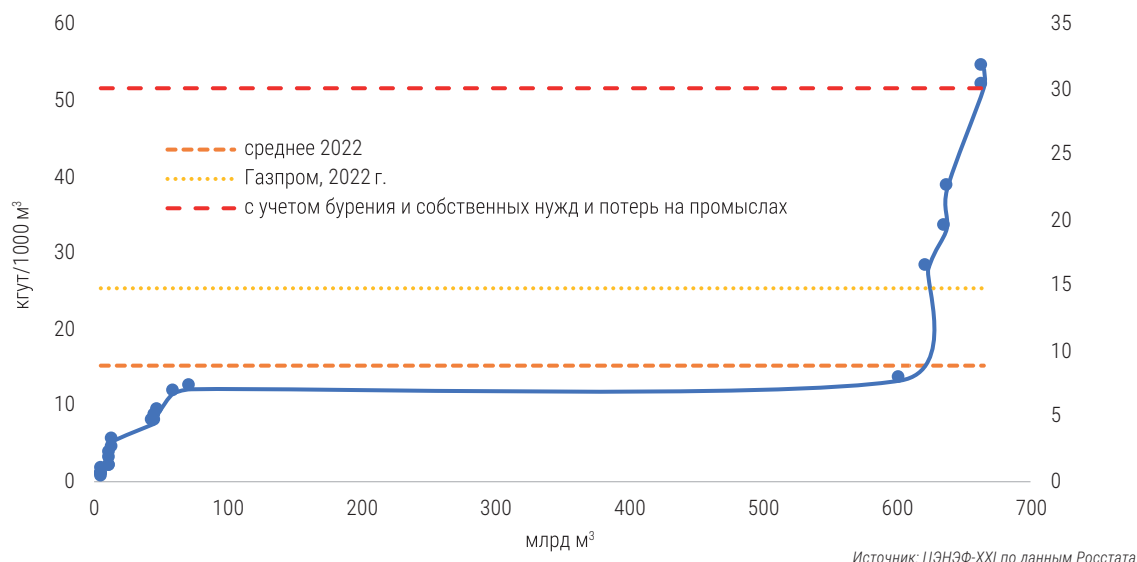
В качестве BAT_{global} для доли сжигания ПНГ выбран показатель 99,5%. Этот уровень уже был достигнут «Сургутнефтегаз». Он ниже 100%, поскольку помимо рутинного есть еще аварийное сжигание ПНГ. В 2020 г. доля сжигания ПНГ в факелах для крупнейших российских компаний составляла: «Сургутнефтегаз» – 99,5%; «Лукойл» –

97,7%; «Татнефть» – 96%; «Газпром нефть» – 91,1%. Общую картину портила «Роснефть» с 74,8% [46]. Для «Лукойла» показатель снизился до 97,4% в 2021 г. и до 84,6% в 2022 г [47].

Отношение сжигания ПНГ в факелах к добыче нефти становится существенным маркетинговым параметром при определении выбросов ПГ по охвату 3. Всемирный банк использует Индекс сжигания импортируемого газа (Imported Flare Gas Index, IFGI) для стран-импортеров нефти, который рассчитывается по формуле: Σ доля импорта сырой нефти из страны Y * интенсивность сжигания в стране Y [48]. Инициатива Обнуление рутинного сжигания газа к 2030 году была запущена в 2015 г. В соответствии с ней правительства и нефтегазовые компании берут обязательства по прекращению регулярного сжигания газа на факелах не позднее 2030 г. Инициатива поддержана компаниями, ныне сжигающими 60% ПНГ в мире [49]. Ее поддерживают и российские компании. Одна из климатических целей ПАО «НК «Роснефть» – достижение нулевого рутинного сжигания ПНГ к 2030 году [50].

Потенциал сокращения сжигания ПНГ в основном определяется технологическими возможностями и экономической целесообразностью, включая уплату штрафов. В части перерабатываемого ПНГ доля импортного оборудования примерно такая же, как и при переработке газа: 30-70%. Точно оценить $BAT_{nosanctions}$ сложно. Принято

Рис. 6. Распределение добычи природного газа в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по данным Росстата

допущение, что при опоре только на технологии стран, которые не вводили санкции, можно снизить долю сжигания ПНГ до 95%, а при опоре только на российское оборудование – до 90%. При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче газа равен (в млн тут): $POT_{global} = 24,6$; $POT_{nosanctions} = 19,2$, а $POT_{ru} = 13,1$ (см. табл. 1).

Добыча природного газа

Как и с добычей нефти, удельные расходы энергии на добычу 1000 м³ природного газа заметно различаются в зависимости от охвата процессов, условий и технологий добычи. По данным Росстата, в 2022 г. удельный расход в среднем по России составил 15 кг/т/1000 м³ (см. рис. 6). Основная доля газа добывается в ЯНАО с удельными расходами энергии 13,2 кг/т/1000 м³. На Сахалине удельный расход равен 51,6 кг/т/1000 м³. Однако после 2015 г. Росстат не дает данные по расходам энергии на бурение разведочных и эксплуатационных газовых скважин, а также по расходам на собственные нужды и потери на промыслах при добыче газа (без дожимных компрессорных станций). Эти энергоемкие процессы дают почти удвоение потребления энергии, а средний удельный расход энергии, по оценке ЦЭНЭФ-XXI, повышается до 30 кг/т/1000 м³.

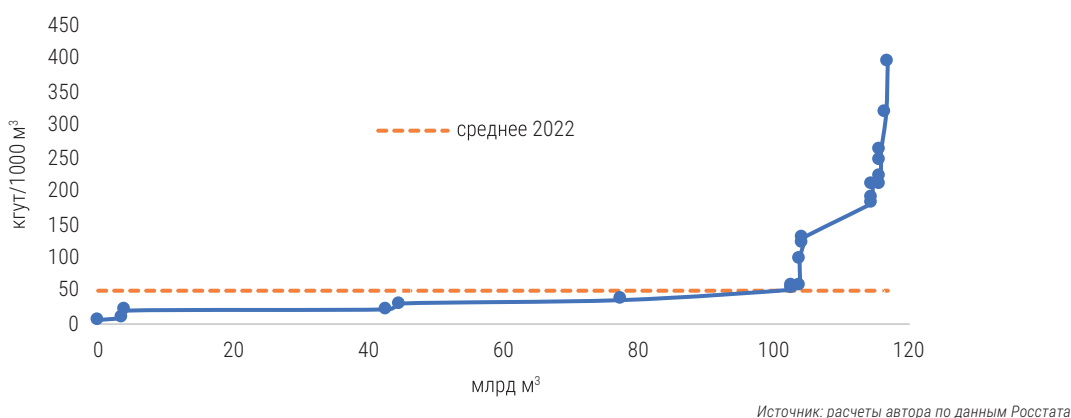
По данным «Газпрома», удельный расход энергии в 2002-2010 гг. вырос на 10% [51] и составил 16,28 кг/т/1000 м³, в 2015 г. – 17,81 кг/т/1000 м³, в 2020 г. – 20,99 кг/т/1000 м³, в 2021 г. – 23,13 кг/т/1000 м³, в 2022 г. – 25,12 кг/т/1000 м³. За 20 лет он вырос почти на 60%, за последние 12 лет – на 54%, а за последние 3 года – на 20% [52]. Рост ускорился. Он объясняется как

снижением добычи, так и снижением пластового давления при вступлении месторождений Западной Сибири, на которые приходится более 90% добычи «Газпрома», в стадию падающей добычи [53]. НОВАТЭК в годовом отчете об устойчивом развитии не приводит данных об удельном расходе энергии на добычу газа [54]. Основная часть газовых компаний (Chevron, bp, Qatar Energy LNG, Shell, CNPC, NIGC, SOCAR, TurkmenGaz) также не указывают удельный расход энергии именно на добычу газа, а показывают его в расчете на добычу всех углеводородов [55]. Поэтому оценить BAT_{global} на основе зарубежных аналогов невозможно.

Справочник ИТС 29–2017 «Добыча природного газа» признает за НДТ фактические показатели удельных расходов энергии. Было принято допущение, что BAT_{global} составляет 75% от уровня среднего показателя по России за 2022 г., $BAT_{nosanctions} = 85\%$, а $BAT_{ru} = 95\%$. При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче газа равен (в млн тут): $POT_{global} = 2,4$; $POT_{nosanctions} = 1,4$, а $POT_{ru} = 0,5$ (см. табл. 1).

Ухудшение финансового состояния российских газовых компаний заметно осложнит возможности реализации этого потенциала. Более низкое значение BAT_{ru} для России определяется относительно низким уровнем локализации. По данным Ассоциации производителей оборудования для газовой промышленности, в 2020 году доля отечественного оборудования для добычи газа составляла 55%. В 2014 году она была 40% [56]. Наблюдается определенный прогресс, но простая экстраполяция показывает, что для достижения абсолютной самодостаточности может потребоваться четверть века ($>45\% / (55\% - 40\%) \cdot 6$ лет), и достижение этой цели маловероятно.

Рис. 7. Распределение переработки природного газа в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



В производстве СПГ зависимость от импорта составляет 70-80% [57], в операциях на шельфе – 85%, по буровому оборудованию – 80% [58]. В России нет своих технологий для производства крупнотоннажного СПГ, поэтому все крупные проекты находятся в критической зависимости от иностранных технологий. После введения первых санкций в 2014 году российское правительство в 2018 году разработало дорожную карту локализации оборудования для производства СПГ. В 2020 году была принята долгосрочная программа развития производства СПГ, включавшая список оборудования. В 2021 году Минпромторг России принял программу локализации оборудования для проектов СПГ в России до 2030 года, которая устанавливала следующие цели: довести долю российского оборудования в проектах СПГ по крайней мере до 40% к 2024 году и до 80% к 2030 году.

Достигнут определенный прогресс в отношении локализации производства оборудования для малотоннажного СПГ: доля российского оборудования составляет 90% (Арктический каскад). Однако средне- и крупнотоннажное производство находится в начале большого пути. Между тем ограничение доступа к технологиям препятствует участию иностранных компаний в проекте «Арктик – СПГ-2». Technip Energies (проектирование и поставка оборудования, материалов и комплектующих, строительство и ввод в эксплуатацию), Siemens (поставки компрессоров), Baker Hughes (турбины), Linde (теплообменники), Royal Boskalis Westminster (ведущий мировой поставщик услуг по дноуглублению, морской энергетике и наземной инфраструктуре) – все они вышли из этого и других проектов [59]. Linde уведомила «Газпром» о выходе из проекта по строительству терминала СПГ в Усть-Луге и вышла из совместного предприятия с «Северсталью» по производству спирально-навитых криогенных теплообменников для переработки газа и производства СПГ. Baker Hughes объявила о прекращении обслуживания всех российских проектов СПГ и отгрузки оборудования

для «Арктик – СПГ-2», прежде всего газовых турбин. Из-за санкций принадлежащий «Новатэку» Совкомфлот не смог оплатить Южной Корее строительство трех танкеров для перевозки СПГ [60].

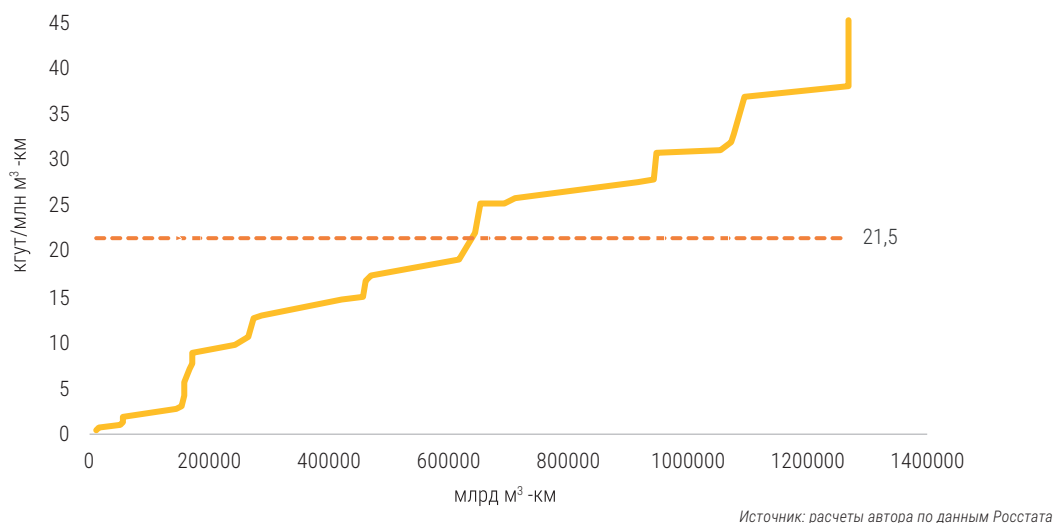
Переработка природного газа

Переработке подвергается только часть природного газа, на сам этот процесс более энергоемкий, чем его добыча. По данным Росстата за 2022 г., удельный расход в среднем по России составил 49,4 кгут/1000 м³ (см. рис. 7). Он снизился с 63,4 кгут/1000 м³ в 2017 г. По данным Газпрома, удельный расход энергии вырос с 45,9 кгут/1000 м³ в 2016 г. до 50,5 кгут/1000 м³ в 2020 и затем снизился до 47,2 кгут/1000 м³ в 2022 г [61]. Различия удельных расходов по субъектам РФ довольно велики и в значительной степени связаны с составом перерабатываемого газа (содержанием серы, гелия, газового конденсата и других компонентов). Поэтому они не могут служить основой для определения ВАТ. Справочник ИТС 50–2017 «Переработка природного и попутного газа» дает диапазон удельных расходов энергии для разных процессов переработки газа. Удельный расход энергии зависит от набора этих технологий. Так, в Астраханской области в 2022 г. он был в 5,3 раза выше, чем в Оренбургской.

Опыт реализации проектов переработки природного газа показывает, что снижение удельного расхода энергии может составить 13% за 6 лет (ОАЭ) [62]. «Газпром» сократил удельный расход за два года на 3,1% [63]. Переход от поэлементной оптимизации потребления энергии к интегральной на всей системе переработки нефти и газа позволяет сократить потребление природного газа и электроэнергии на 75% и 98% соответственно [64]. В другом исследовании потенциал оценен равным 20% [65].

Большая часть ГПЗ построена более 20-30 лет назад и оснащена морально и физически устаревшим оборудованием на многих технологических процессах [66]. Доля

Рис. 8. Распределение объемов работы по транспортировке природного газа в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



импортного оборудования, используемого при модернизации ГПЗ, равна 30-70% [67]. Поэтому так же, как и для добычи газа, было принято допущение, что BAT_{global} равен 75% от уровня среднего показателя по России за 2022 г., а $BAT_{nosanctions} = 85\%$. При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче газа равен (в млн т): $POT_{global} = 1,4$; $POT_{nosanctions} = 0,9$, а $POT_{ru} = 0,3$ (см. табл. 1).

Газопроводный транспорт

Удельные расходы энергии на транспорт природного газа заметно различаются по регионам России (см. рис. 8). Причинами таких значительных различий могут быть как особенности статистической отчетности (по месту нахождения газотранспортных компаний), так и географическое расположение газовых сетей и ГПА. Очевидно, что эти данные не могут использоваться для оценки потенциала экономии энергии на базе бенчмаркинга. В 2013 г. в США удельный расход энергии был равен 25,9 кг/т/млн м³-км (1640 Btu/ton-mile) [68]. «Газпром» достиг такого уровня в 2020 г.

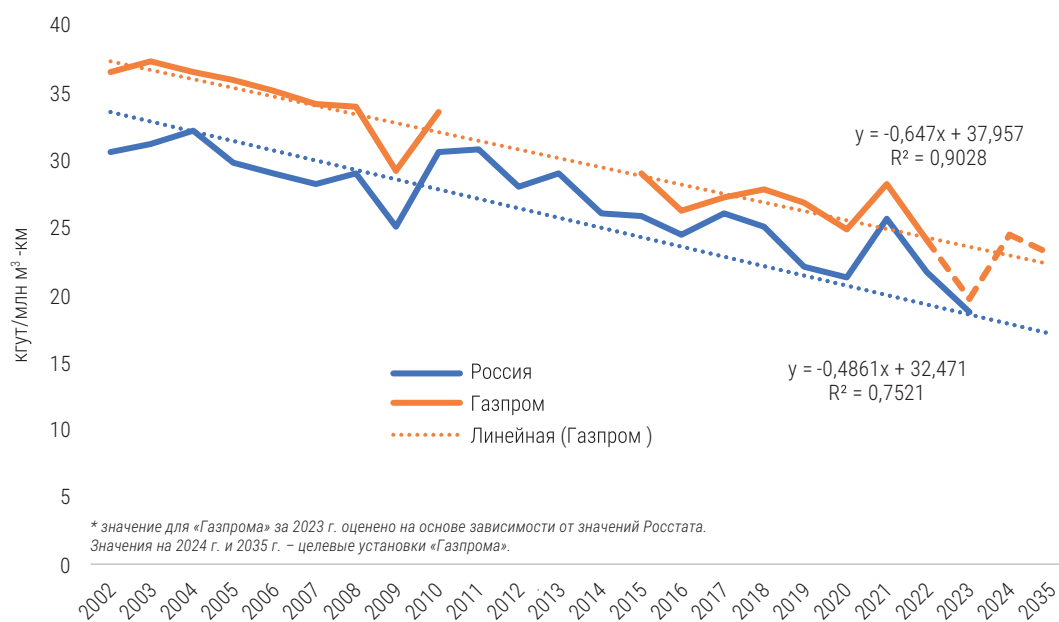
В Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011-2020 гг. потенциал энергосбережения в магистральном транспорте газа был оценен в 20,8 млн т.у.т. Анализ итогов работы за 2011-2016 гг. показал, что он реализован на 62,2% и оставшаяся его часть равна 8 млн т.у.т [69]. Данные «Газпрома» за 2002-2022 гг. показывают тренд к снижению энергоемкости на 0,6 кг/т/млн м³-км в год (см. рис. 9). Однако целевая установка «Газпрома» на 2035 г. более скромная: снижение удельного расхода

на 4% от уровня 2022 г., или до 23,12 кг/т/млн м³-км, или только на 0,074 кг/т/млн м³-км в год от уровня 2022 г. Она отражает современное видение «Газпромом» потенциала экономии энергии. Оценки удельных расходов энергии Росстата по России в целом ниже оценок «Газпрома» и также показывают тенденцию к снижению в среднем на 0,49 кг/т/млн м³-км в год в 2000-2023 гг.

Как уже было сказано, «Газпром» оценивает потенциал снижения удельного расхода энергии до 2025 г. равным только 4%. Росстат показал существенное снижение удельного расхода в 2023 г. По-видимому, это результат снижения давления в трубопроводах при падении объемов транспортировки газа. Поскольку в магистральном транспорте газа доминирует «Газпром», это значит, что у него удельный расход также снизился и оказался ниже целевого значения на 2035 г. (см. рис. 9).

В США в 2023 г. потенциал экономии энергии на газопроводах был оценен равным 10% до 2030 г. и 20% до 2050 г [70]. Даже в специальных публикациях, посвященных оценке потенциала экономии энергии в газотранспортных системах, сложно найти его количественные оценки [71]. В работе Tractebel Engineering и Econfys (2015) дано значение 30%. В 2015-2022 гг. удельный расход энергии на транспорт газа у «Газпрома» снизился на 17%. Тогда от потенциала 2015 г. осталось 13%, или снижение относительно 2022 г. должно составить 16%. В 2017 г. были сделаны оценки экономии энергии за счет широкого перечня мер. На их основе потенциал экономии можно оценить равным 30-40% [72]. С учетом уже реализованной с 2017 г. его доли оставшуюся часть можно оценить равной 20% от уровня 2022 г. В плане энергоэффективности электропривод и газотурбинный привод

Рис. 9. Динамика удельного расхода энергии на магистральный транспорт газа



Источник: ЦЭНЭФ-ХХI по данным Росстата и «Газпрома»: Аксютин О.Е., А.Г. Ишков, Г.А. Хворов, Г.С. Аколова. 2017. РЕАЛИЗАЦИЯ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ПАО «ГАЗПРОМ». ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СПЕЦВЫПУСК № 1 / 750 / 2017 г.; 6.2. Combating Climate Change | Gazprom Group's Sustainability Report; 4.3. Меры по сохранению климата | Отчет об устойчивом развитии ПАО «Газпром» (gazpromreport.ru); 5.3. Энергосбережение | Отчет о социальной деятельности Группы Газпром (gazpromreport.ru); <https://noyabrsk-dobycha.gazprom.ru/d/textpage/12/18/kontseptsiya-ehnergobere>

ГПА практически равны, если электроэнергия производится на КЭС. Если же она производится на базе ВИЭ, то применение электропривода дает значимый выигрыш в эффективности [73].

Санкции в отношении импорта газовых турбин Siemens и Baker Hughes создают проблемы с поставкой оборудования для новых насосных станций и для поддержания работоспособности действующих, включая «Турецкий поток» и «Силу Сибири». Есть возможность импортировать газовые турбины из Ирана. По поводу уровня локализации оборудования для газотранспортной системы оценки заметно различаются. По одним данным, системы транспортировки газа в последние 10-15 лет в основном используют российское оборудование [74]. Согласно другим источникам, в 2020 г. 40-45% компрессорного оборудования импортировалось [75]. Турбины мощностью 6, 22/25 и 32 МВт локализованы. Единственный газоперекачивающий агрегат мощностью 32 МВт, производимый на «Невском заводе», это ГПА-32 «Ладога» с КПД 36-37%, который выпускается по лицензии GE Oil & Gas. Уровень его локализации равен 87%, а к концу 2024 г. предполагается довести его до 100% [76].

Проведенный анализ позволяет принять допущение, что $BAT_{global} = BAT_{nosanctions} = BAT_{ru} = 17,38$ кгУТ/м³-км. Тогда потенциал экономии энергии на газопроводном транспорте равен (в млн тУТ): $POT_{global} = POT_{nosanctions} = POT_{ru} = 5,2$ (см. табл. 1).

Нефтепроводный транспорт

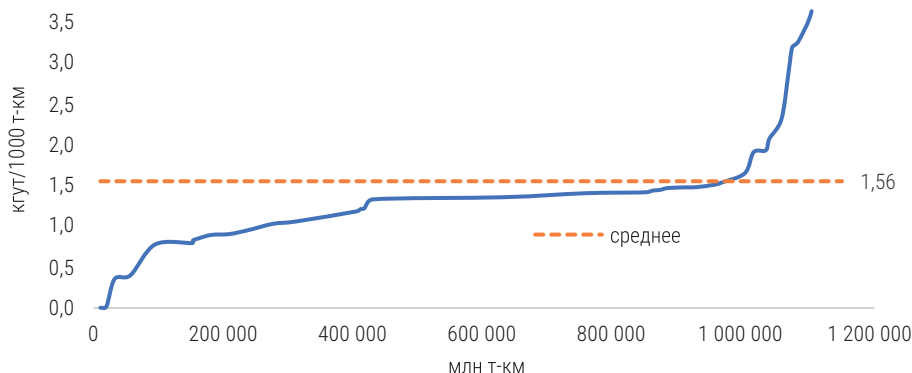
В статистике Росстата удельные расходы энергии на транспорт нефти по регионам России различаются на порядки (см. рис. 10). Как и во многих других случаях, эти данные не могут использоваться для оценки потенциала экономии энергии на базе бенчмаркинга.

Динамика удельного расхода энергии на транспорт нефти имеет тренд к снижению, а по нефтепродуктам – к росту (см. рис. 11). Данные «Транснефти» существенно ближе к данным Росстата по нефти (10,59 кВт-ч/1000 т-км, по данным «Транснефти», против 11,52 кВт-ч/1000 т-км, по данным Росстата, в 2020 г.), чем по нефтепродуктам (12,96 кВт-ч/1000 т-км «Транснефть» против 17,33 кВт-ч/1000 т-км Росстат). Данные Росстата шире по охвату компаний. Удельный расход энергии для компании «Шеврон» в 2020-2022 гг. был равен 10 BTU/boe-mile [77], или 13,41 кВт-ч/1000 т-км, или 1,65 кгУТ/т-км.

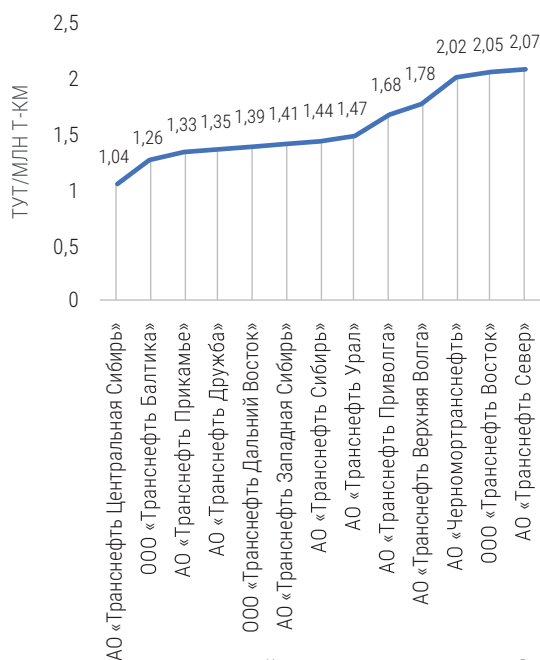
На основе данных о стоимости потребляемой энергии КПМГ провела сравнение показателей энергоэффективности 15 мировых трубопроводных компаний и пришла к выводу, что удельное потребление электроэнергии при транспортировке нефти для ПАО «Транснефть» было ниже медианного значения на 25,4% (11,90 кВт-ч/1000 т-км в 2019 г. против 15,96 кВт-ч/1000 т-км). Для нефтепродуктов результат обратный: показатель для ПАО «Транснефть» в 2019 г. был выше медианного значения на 10,4%

Рис. 10. Распределение объемов работы по транспортировке нефти в России в 2022 г. по удельным расходам энергии

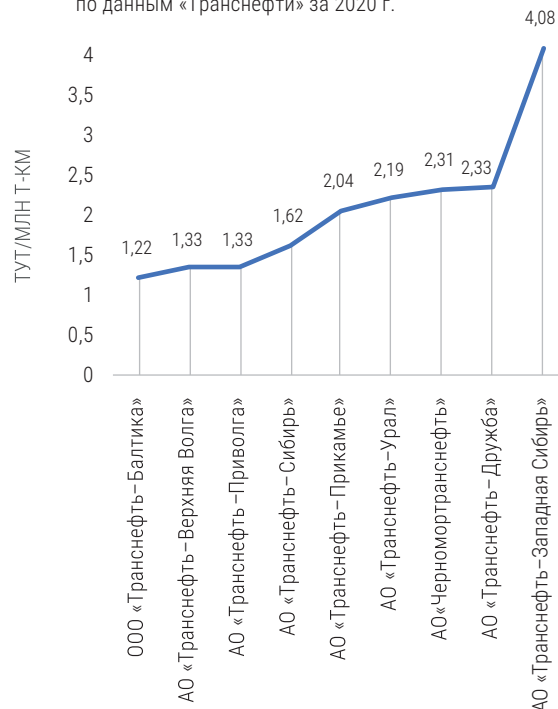
а) Транспортировка нефти, по данным Росстата за 2022 г.



б) Транспортировка нефти, по данным «Транснефти» за 2020 г.



в) транспортировка нефтепродуктов, по данным «Транснефти» за 2020 г.



Источник: расчеты автора по данным Росстата для субъектов РФ и по данным «Транснефти» ПАО «Транснефть» ОУП 2020.pdf (rspp.ru)

(11,28 и 10,11 кВт-ч/1000 т-км соответственно). Эти результаты не дают сравнения с лучшими удельными расходами, поэтому для целей бенчмаркинга использовались данные «Транснефти» по ее подразделениям (см. рис. 10б и 10в). Если взять за эталонное значение показатель для ООО «Транснефть-Балтика» (1,26 т-ч/млн т-км), то получается, что потенциал экономии при транспортировке нефти равен 19% (1,56-1,26/1,56). Для транспортировки нефтепродуктов в качестве эталона использовалось значение для «Транснефть-Верхняя Волга» – 1,33 т-ч/млн т-км. Среднее по России значение за 2022 г. составило 1,67 т-ч/млн т-км. Тогда потенциал экономии при транспортировке нефтепродуктов равен 20% (1,67-1,33/1,67).

Доля импортного оборудования для транспортировки нефти, включая насосы большой мощности, приводную технику, запорную, защитную, предохранительную и регулирующую арматуру (в т.ч. сильфонную для агрессивных сред и высоких температур), оборудование для диагностики трубопроводов, поршневые компрессоры и др., составляет около 50% [78]. На внешних рынках российская продукция мало конкурентоспособна. Например, центробежные многоступенчатые насосы являются одними из самых востребованных импортных насосов. В 2015-2021 гг. их импорт составил 425,5 млн долл., а экспорт – только 33,5 млн долл. Основными поставщиками были страны, которые ввели санкции: Германия (33%),

Рис. 11. Динамика удельного расхода энергии на транспорт нефти и нефтепродуктов



Источник: ЦЭНЭФ-ХХI по данным Росстата и «Транснефти» ПАО «Транснефть» ОУР 2020.pdf (rsp.ru)

Украина (28%), Франция (19%) и Италия (12%) [79]. Эти цифры показывают, что российское производство способно лишь частично заместить импортное оборудование. Среди стран лидером поставок в Россию по всем позициям насосного оборудования является Китай (29,1%), но 67% пришлось на страны, приостановившие поставки из-за санкций [80].

Оборудование, производимое на российских предприятиях (по оценкам, до 70%), производится по устаревшим технологиям на изношенном оборудовании [81]. Поэтому маловероятно, что на нем можно достичь высоких параметров энергоэффективности. Проведенный анализ позволяет принять допущение, что для транспорта нефти $BAT_{global} = BAT_{nosanctions} = 1,26$ тут/млн т·км, а $BAT_{ru} = 1,4$ тут/млн т·км. Для транспорта нефтепродуктов соответственно $BAT_{global} = BAT_{nosanctions} = 1,33$ тут/млн т·км, а $BAT_{ru} = 1,5$ тут/млн т·км. Тогда потенциал экономии энергии для транспорта нефти равен (в млн тут): $POT_{global} = 1,99$, $POT_{nosanctions} = POT_{ru} = 1,6$ (см. табл. 1). а для транспорта нефтепродуктов (в млн тут): $POT_{global} = 1,99$, $POT_{nosanctions} = POT_{ru} = 1,6$ (см. табл. 1).

Список литературы

1. Энергоэффективность в России: скрытый резерв. Группа Всемирного банка и ЦЭНЭФ. М., 2008; I. Bashmakov, K. Borisov, M. Dzedzichuk, A. Lunin, I. Gritsevich. Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs and benefits, CENEF. 2008, www.cenef.ru; Energy technology perspectives 2010. Scenarios and strategies to 2050. IEA/OECD. Paris. 2010; Energy technology transitions for industry. Strategies for the next industrial revolution. IEA/OECD. Paris. 2009.
2. Бенчмаркинг – сопоставительный анализ с эталонными показателями для определения возможностей по-

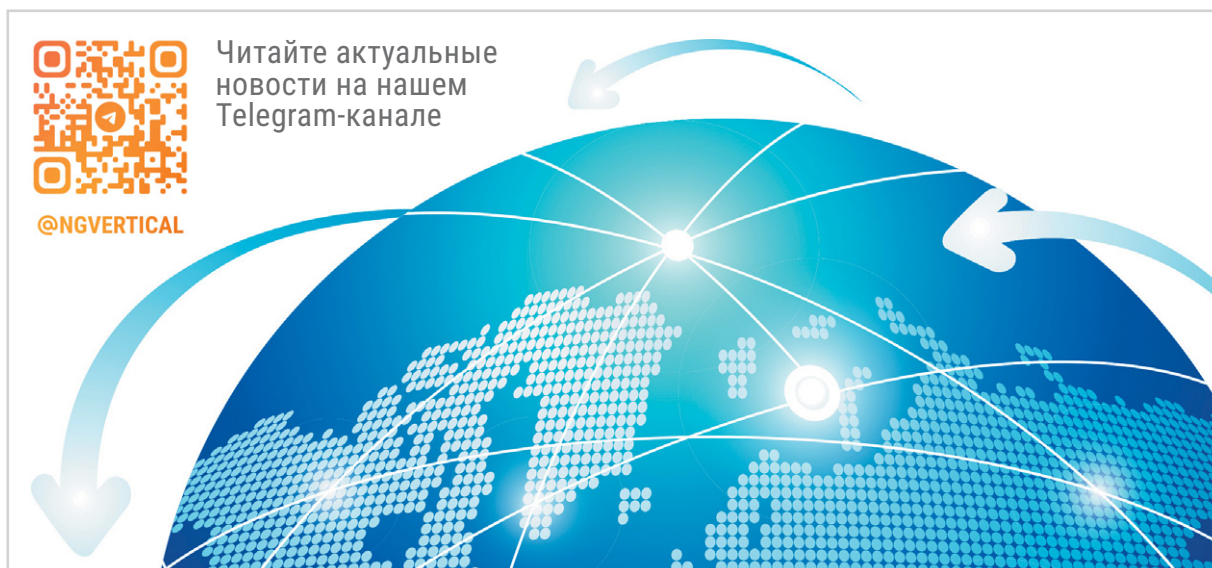
вышения эффективности собственной работы. Бенчмаркинг широко используется для оценки конкурентных позиций по отдельным показателям за счет сопоставления с конкурентами; оценки потенциала повышения эффективности (сравнение с эталонами, т.е. лучшими практиками или стандартами); выявления слабых мест и возможностей для улучшения, регулирования, планирования и определения целевых заданий. См. Башмаков И. А., Скобелев Д. О., Борисов К. Б., Гусева Т. В. (2021). Системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ в черной металлургии // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. Т. 77, № 9. С. 1071–1086.

3. Башмаков И.А. Использование бенчмаркинга и калькуляторов при экспресс-оценке потенциала энергосбережения в зданиях. Энергосбережение, № 8'2020.
4. Тарасов В.И., М.Н. Каверин, С.Б. Якимов. 2012. Сравнение энергопотребления при различных способах механизированной добычи по ряду предприятий ОАО «НК «Роснефть». Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 49-52. attach_3-2014.pdf (rosneft.ru)
5. Energy efficiency in our operations – Shell Sustainability Report 2019
6. Efficiency among energy abundance | Aramco India; Final Report_English.pdf (aramco.com)
7. Chart Generator – Chevron
8. 2022esgen.pdf (petrochina.com.cn)
9. bp ESG datasheet 2023
10. Отчет об устойчивом развитии Группы «ЛУКОЙЛ» 2022.pdf
11. Ресурсоэффективность (tatneft.ru)
12. Например, для Колумбийской нефтяной промышленности потенциал экономии энергии оценен равным 25%.

- Yanez Angarita, E. E., Ramirez, A., Uribe, A., Castillo, E., & Faaij, A. (2018). Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry. *Journal of Cleaner Production*, 176(1), 604-628. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.085>
13. Бурите отечественным – Газета Коммерсантъ № 231 (5016) от 06.12.2012 (kommersant.ru)
14. План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации, Минпромторг России. URL: www.minpromtorg.ru/; Бажанов В. А., Амосёнок Э. П. Оценка возможностей развития отечественного производства продукции нефтегазового машиностроения // Мир экономики и управления. 2018. Т. 18, № 1. С. 30–41, otsenka-vozmozhnostey-razvitiya-otechestvennogo-proizvodstva-produktsii-neftegazovogo-mashinostroeniya.pdf
15. Доля импорта оборудования в 2014 г. и 2020 г. по широкому набору такого оборудования дана в: Энергоэффективные и энергосберегающие технологии в нефтегазовой отрасли (tpru.ru)
16. zhdaneev_statya_62.pdf (spmi.ru)
17. ТЭК России | Ориентир на отечественное оборудование (cdu.ru)
18. Волошин В.И. Технологический фактор развития российского нефтегазового комплекса. Российский внешнеэкономический вестник. № 7 – 2023. tehnologicheskii-faktor-razvitiya-rossiyskogo-neftegazovogo-kompleksa.pdf
19. Правительство РФ определило приоритетные направления проектов технологического суверенитета в нефтегазе и не только (neftegaz.ru)
20. Гидроразрыв пласта по-русски: зачем нам свой флот – Ведомости. Промышленность (vedomosti.ru)
21. Li Y., Li H., Tan J. 2022. Technological catch-up and innovations of China's offshore oil and gas equipment-manufacturing industry: The role of the supply chain and government policy. *Journal of Cleaner Production*. Volume 365, 10 September 2022, 13268. Technological catch-up and innovations of China's offshore oil and gas equipment-manufacturing industry: The role of the supply chain and government policy – ScienceDirect
22. Лебедева Н.Е. 2019. Тенденции развития нефтегазового машиностроения РФ в условиях реализации политики импортозамещения. Инновации и инвестиции. № 11. 2019. tendentsii-razvitiya-neftegazovogo-mashinostroeniya-rf-v-usloviyah-realizatsii-politiki-importozamescheniya.pdf
23. Бажанов В. А., Амосёнок Э. П. Оценка возможностей развития отечественного производства продукции нефтегазового машиностроения // Мир экономики и управления. 2018. Т. 18, № 1. С. 30–41, otsenka-vozmozhnostey-razvitiya-otechestvennogo-proizvodstva-produktsii-neftegazovogo-mashinostroeniya.pdf
24. Цыпленков С.В., Агафонов Е.Д. Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 180-196. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196. Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти | Цыпленков | Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ (energyret.ru)
25. Midor, K.; Ivanova, T.N.; Molenda, M.; Bialy, W.; Zakharov, O.V. Aspects of Energy Saving of Oil-Producing Enterprises. *Energies* 2022, 15, 259. <https://doi.org/10.3390/en15010259>; Техническая политика Группы «ЛУКОЙЛ» в области энергетической эффективности и сокращения выбросов парниковых газов в России Техническая политика ЛУКОЙЛ (1).pdf; «ЛУКОЙЛ». 2023. Годовой отчет ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2022 год [google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjX-N339qqFAxVtLhAIHZ_tD3o4FBAWegQIBRAB&url=https%3A%2F%2Fwww.e-disclosure.ru%2Fportal%2FFileLoad.ashx%3FFileid%3D1795143&usq=A0vVaw3_7dvX7k0hGtYE_FrbkeME&opi=89978449](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjX-N339qqFAxVtLhAIHZ_tD3o4FBAWegQIBRAB&url=https%3A%2F%2Fwww.e-disclosure.ru%2Fportal%2FFileLoad.ashx%3FFileid%3D1795143&usq=A0vVaw3_7dvX7k0hGtYE_FrbkeME&opi=89978449)
26. «Татнефть» снизит почти вдвое удельный расход электроэнергии в ППД к 2030 году | Добыча нефти и газа – НАНГС (nangs.org)
27. От 6 до 45 на российских НПЗ. ИТС 30-2021. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ. Бюро НДТ. Москва. 2021.
28. Широков В.А. и Сурков В.В. 2018. Совершенствование топливно-энергетического баланса нефтеперерабатывающих предприятий «Neftegaz.RU» (№4, Апрель 2018). Совершенствование топливно-энергетического баланса нефтеперерабатывающих предприятий – Переработка – Статьи журнала (neftegaz.ru)
29. Ресурсоэффективность (tatneft.ru)
30. <https://lukoil.ru/Sustainability/SustainabilityReport>
31. GB 30251-2013 English PDF (GB30251-2013) (chineses-standard.net)
32. Kostov K.V., I.I. Ivanov, K.T. Atanasov. 2023. The analysis of the energy index and the application of equivalent distillation productivity as criteria for identification of the energy efficiency of a petroleum refinery. *POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL* 2023. Volume 26. Issue 1. 133–144. DOI: 10.33223/epj/161625
33. 2022 Corporate Sustainability Report (chevron.com); opd-our-performance-data-shell-sr23.pdf; bp ESG data-sheet 2022
34. <https://lukoil.ru/Sustainability/SustainabilityReport>
35. Соркин Л.Р., Шишорин Ю.Р., Цодиков Ю.М. 2019. Повышение энергоэффективности при разработке и реализации программ долгосрочного развития и повышение операционной эффективности предприятий нефтепереработки и нефтехимии. В Управление развитием крупномасштабных систем. MLSD'2019. 139-153.pdf (ipu.ru), Материалы двенадцатой международной конференции. Научное электронное издание. Под общей

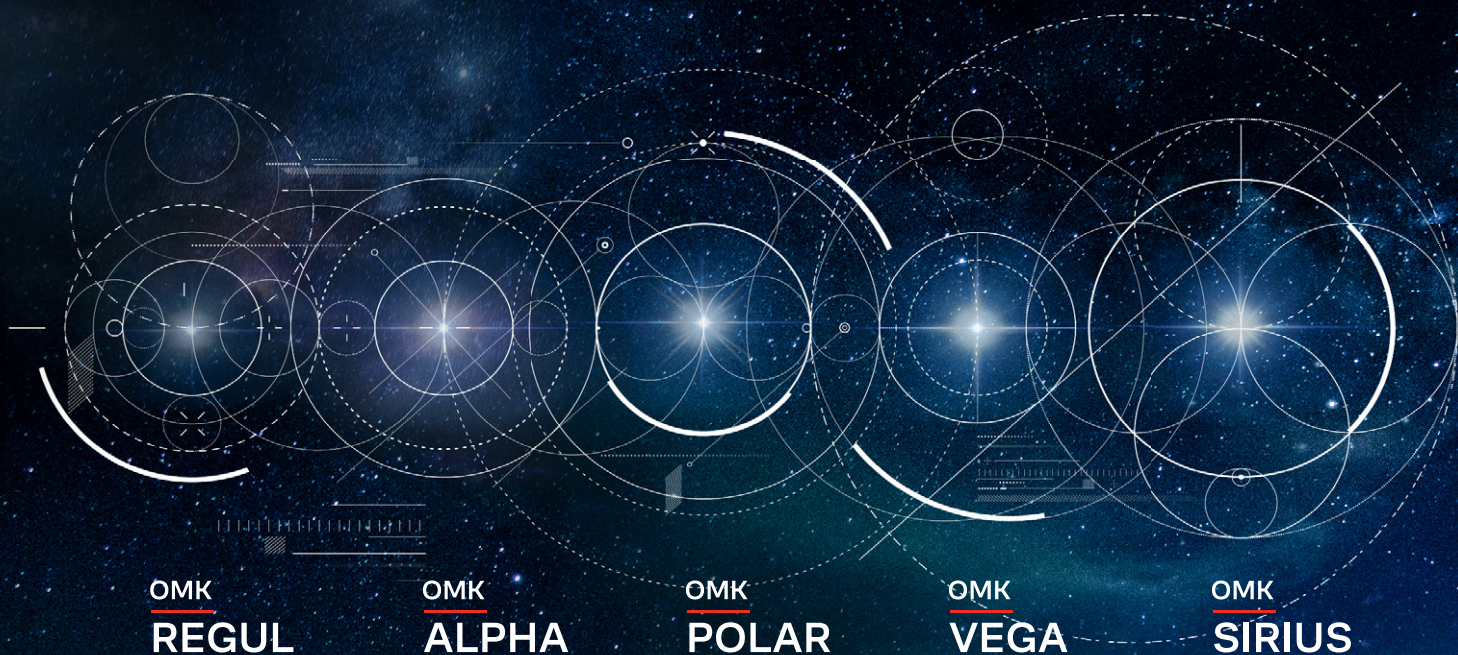
- ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. 2019. Издательство: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН (Москва)
36. Российская нефтепереработка на современном этапе развития (ngv.ru)
 37. Правительство РФ определило приоритетные направления проектов технологического суверенитета в нефтегазе и не только (neftegaz.ru)
 38. Российские нефтеперерабатывающие заводы под угрозой: слишком много иностранного оборудования (mashnews.ru)
 39. Li Y., Li H., Tan J. 2022. Technological catch-up and innovations of China's offshore oil and gas equipment-manufacturing industry: The role of the supply chain and government policy. *Journal of Cleaner Production*. Volume 365, 10 September 2022, 13268
 40. Владимир Капустин: «Самое время сейчас обратиться к российским разработкам» – Ведомости (vedomosti.ru)
 41. Российские нефтеперерабатывающие заводы под угрозой: слишком много иностранного оборудования (mashnews.ru)
 42. Принятое в 2009 г. Постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
 43. Экспорт СУГ снижается, сжигание попутного газа растет – ROGTEC (rogtecmagazine.com)
 44. Там же
 45. Рядинская А.П., Череповицына А. А. 2022. Утилизация попутного нефтяного газа в России: методы и перспективы производства продуктов газохимии. Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. № 2. С. 19–34. [СиР_2_2022-20-35.pdf \(kolasc.net.ru\)](#)
 46. Рядинская А.П., Череповицына А. А. 2022. Утилизация попутного нефтяного газа в России: методы и перспективы производства продуктов газохимии. Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. № 2. С. 19–34. [СиР_2_2022-20-35.pdf \(kolasc.net.ru\)](#)
 47. Экспорт СУГ снижается, сжигание попутного газа растет – ROGTEC (rogtecmagazine.com)
 48. Global Gas Flaring Tracker Report. MARCH 2023. 2023 Global Gas Flaring Tracker Report (worldbank.org)
 49. About the ZRF (worldbank.org)
 50. «Роснефть». Отчеты в области устойчивого развития (rosneft.ru)
 51. [kontseptsiya-ehnergoberezheniya-oao-gazprom.pdf](#)
 52. Степанов С. Е. и О. В. Крюков. Энергоэффективность технологических объектов добычи газа на примере оценки энергоемкости газового промысла. СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ | 4/2023 (91). Энергоэффективность технологических объектов добычи газа на примере оценки энергоемкости газового промысла (xn--80aaigboe2bzaiqs7i.xn--p1ai); [gazprom-sustainability-report-ru-2022.pdf](#)
 53. Воронцов М.А., Г.А. Хворов, С.А. Нурдинова, В.А. Маришкин. 2017. Методические подходы к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа. Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе. Спецвыпуск. Научно-технический сборник. ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. 2017. [metodicheskie-podhody-k-otsenke-energoeffektivnosti-tehnologicheskikh-protsessov-dobyichi-gaza.pdf](#)
 54. [NOVATEK_SR_2022_RUS.pdf](#)
 55. 2022 Corporate Sustainability Report (chevron.com)
 56. Ускорение локализации – Коммерсантъ – Санкт-Петербург (kommersant.ru).
 57. Технологическая независимость как основа устойчивого присутствия России на мировом рынке СПГ – Информационно-аналитическая система Росконгресс (roscongress.org)
 58. Зависимость России от западных технологий переработки углеводородов зашкаливает (expert-ural.com); ЦДУ ТЭК | Фокус на отечественное оборудование (cdu.ru)
 59. Там же.
 60. Там же.
 61. [kontseptsiya-ehnergoberezheniya-oao-gazprom.pdf 6.2: Combating Climate Change | Gazprom Group's Sustainability Report \(gazpromreport.ru\)](#)
 62. ISO 50001 Energy Management System – Case Study: ADNOC Gas Processing (United Arab Emirates) (cleanenergyministerial.org)
 63. [kontseptsiya-ehnergoberezheniya-oao-gazprom..pdf](#)
 64. Arriola-Medellín A.M., L.F. López-Cisneros, A. Aragón-Aguilar, C.A. Romo-Millares, and M.F. Fernández-Montiel. 2019. Energy efficiency to increase production and quality of products in industrial processes: case study oil and gas processing center. *Energy Efficiency* (2019) 12:1619–1634 <https://doi.org/10.1007/s12053-019-09803-0>
 65. Nguyen, T-V., Voldsund, M., Breuhaus, P., & Elmegaard, B. (2016). Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. *Energy*, 117(2), 325–340. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.061>
 66. Газопереработка: перезагрузка – Переработка – Статьи журнала (neftegaz.ru)
 67. Энергоэффективные и энергосберегающие технологии в нефтегазовой отрасли (tpu.ru)
 68. ICF Resources, Inc. 2024. Impact of Electrifying Natural Gas Transmission Compression. [Impact-of-Electrifying-Natural-Gas-Compression_rev1_n.pdf \(ingaa.org\)](#); Dunn J.B., A. Elgowainy, A. Vyas, P. Lu, J. Han, M. Wang, A. Alexander, R. Baker, R. Billings, S. Fincher, J. Huckaby, S. McClutchey. 2013. Update to Transportation Parameters in GREETM. Argonne National Laboratory and Systems Assessment Group. October 7, 2013. [Updates to TD Parameters in GREET1_2013.pdf](#)

69. Аксютин О.Е., А.Г. Ишков, Г.А. Хворов, Г.С. Акопова. 2017. Реализация потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «ГАЗПРОМ». Газовая промышленность. Спецвыпуск № 1 | 750 | 2017 г.
70. Commercial trucks, aviation, marine modes, railroads, pipelines, off-road equipment. Potential for Energy Efficiency Improvement. Beyond the Light-Duty-Vehicle Sector. Argonne National Laboratory. February 2013. Transportation Energy Futures Series: Potential for Energy Efficiency Improvement Beyond the Light-Duty-Vehicle Sector (nrel.gov)
71. Tractebel Engineering, Ecofys (2015), Identifying Energy Efficiency Improvements and Saving Potential in Energy Networks, Including Analysis of the Value Of Demand Response, Study in support of the implementation of Article 15 of the Energy Efficiency Directive (2012/27/EU), European Commission, DG Energy GRIDEE_4NT_364174_000_01_TOTALDOC%20-%2018-1-2016_0.pdf (europa.eu); Ascari, S., Ribeiro Serrenho, T. and Bertoldi, P. Towards a regulatory methodology for energy efficiency in gas networks, EUR 30386 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-22432-7 (online), doi:10.2760/727483 (online), JRC121752. jrc121752_art_15(2a)-gas-final_(2) (1).pdf
72. Колотиллов Ю.В., С.В. Китаев, Н.М. Дарсалия, О.В. Смородова. 2017. Системный анализ оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов для установления приоритетов эффективного использования энергетических ресурсов. Нефть и газ № 3, 2017.
73. Shpilevoy V., A. Zakirzakov, and A. Shabarov. Comparison of Electric and Gas Turbine Drive Types at Pump Stations. DOI: 10.1051/01011 (2016), matecconf/2016MATEC Web of Conferences 7301011 (17) (PDF) Comparison of Electric and Gas Turbine Drive Types at Pump Stations (researchgate.net)
74. Ускорение локализации – Коммерсантъ Санкт-Петербург (kommersant.ru)
75. Чухарева Н.В. «Энергоэффективность как фактор развития нефтегазовых технологий». Энергоэффективные и энергосберегающие технологии в нефтегазовой отрасли (tpu.ru)
76. Локализация производства газотурбинных установок Т-32 ГПА-32 «Ладога» завершится до конца 2024 года (gasworld.ru)
77. 2022 Corporate Sustainability Report (chevron.com)
78. Молодцов К. Российское вместо импорта. Импортозамещение в нефтегазовой промышленности. Совместный проект Национального нефтегазового форума и выставки «Нефтегаз» 2018. Neftegaz_Digest_2018.04.pdf
79. Ковалев Т.С. Необходимость развития импортозамещения нефтегазового оборудования в условиях кризиса 2022 г. / Т.С. Ковалев, В.Е. Шкурко. – Текст: непосредственный // Стратегии развития социальных общностей, институтов и территорий: материалы VIII Международной научно-практической конференции (Екатеринбург, 18-19 апреля 2022 г.) в двух томах. – Издательство Уральского университета: Екатеринбург, 2022. – Том 1. – С. 28-33. Необходимость развития импортозамещения нефтегазового оборудования в условиях кризиса 2022 г. (urfu.ru)
80. Там же.
81. Марюнина И. Н. Управление процессом импортозамещения в нефтегазовой отрасли России в условиях санкций. Государственное и муниципальное управление. Ученые записки. 2020. № 4 DOI: 10.22394/2079-1690-2020-1-4-35-4135-41-3.pdf (ranepa.ru).





Звездная линейка премиальных резьбовых соединений OMK



OMK
REGUL

OMK
ALPHA

OMK
POLAR

OMK
VEGA

OMK
SIRIUS



Совершенство
продуманных
решений

Контакты

T (495) 231-77-71

@ premium@omk.ru

W premium.omk.ru



Реклама



НОВАЯ ЛОВУШКА ДЛЯ РОССИИ

Часть 3

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Проф., д.э.н

Поставки углеводородов в Китай – уже идут по аналогии с многолетним сценарием экспорта на Запад, побочкой чего стала частичная зависимость от технологий и оборудования. Можно ли выйти из этой колеи?

Кто и на чем попал в китайскую ловушку – и как нам не попасть

В основе «китайской долговой ловушки» – связанные дешевые китайские кредиты, китайское оборудование и рабочая сила, наводнение рынка дешевыми китайскими потребительскими товарами, угнетение отечественной промышленности в принимающей стране и т.п. То есть

это отчасти китайский аналог англо-саксонской ловушки «плана Маршалла»/Эксимбанка США, ловушки зависимого развития. При этом, отмечу, что Китай зачастую умеет ее захлопывать много быстрее, чем англосаксы.

Примеры стран, попавших в ловушку китайской модели сотрудничества, широко известны – Туркмения (с освоением газовых ресурсов страны), Пакистан [1-3] (в рамках «Китайско-Пакистанского экономического

Рис. 1. Новый шелковый путь: основные экономические коридоры Китая в рамках программы «Один пояс – один путь» (ОПОП)



(1) Экономический коридор Китай – Монголия – Россия; (2) Новый экономический коридор «Новый Евразийский сухопутный мост»; (3) Экономический коридор Китай – Центральная Азия – Западная Азия; (4) Экономический коридор Китай-Пакистан; (5) Экономический коридор Бангладеш – Китай – Индия – Мьянма; (6) Экономический коридор Китай – Индокитай; (7) Морской Шелковый Путь 21-го века

Источник карты: <https://i.pinimg.com/originals/9b/69/5f/9b695f5a17fd1c24718252fb22cdf696.jpg>

коридора», КПЭК, – обозначен цифрой 4 на рис. 1), Шри-Ланка [4] (в рамках «Морского Шелкового Пути 21-го века» – обозначен цифрой 7 на рис. 1), Замбия, Малайзия, Мьянма, Киргизия и многие другие (по оценке Фабьена Босарта, главы аналитического Центра политических и иностранных дел (CPFA), – более 40 [4], причем 23 испытывают серьезные проблемы с обслуживанием китайского заемного финансирования [1]). Все страны – активные участники проектов с китайским участием и финансированием в рамках инициативы 2013 г. председателя КНР Си Цзиньпина «Один пояс – один путь» (ОПОП). Все они так или иначе столкнулись с проблемой обслуживания долга по связанным инвестиционным кредитам, полученным в рамках ОПОП для создания инфраструктурных мегапроектов на своей территории [5].

Значительная часть этих стран – реципиентов китайского финансирования в рамках ОПОП – государства с низкими или отсутствующими кредитными рейтингами. Для вторых на традиционном рынке международного финансирования вообще недоступны коммерческие кредиты (для их получения странам-получателям необходимо иметь кредитный рейтинг от двух международных признанных кредитных рейтинговых агентств из трех – S&P, Moody's, Fitch). Для первых, находящихся в зоне спекулятивных рейтингов (ниже уровня BBB на кредитной шкале), особенно в нижней его части, такое кредитование будет

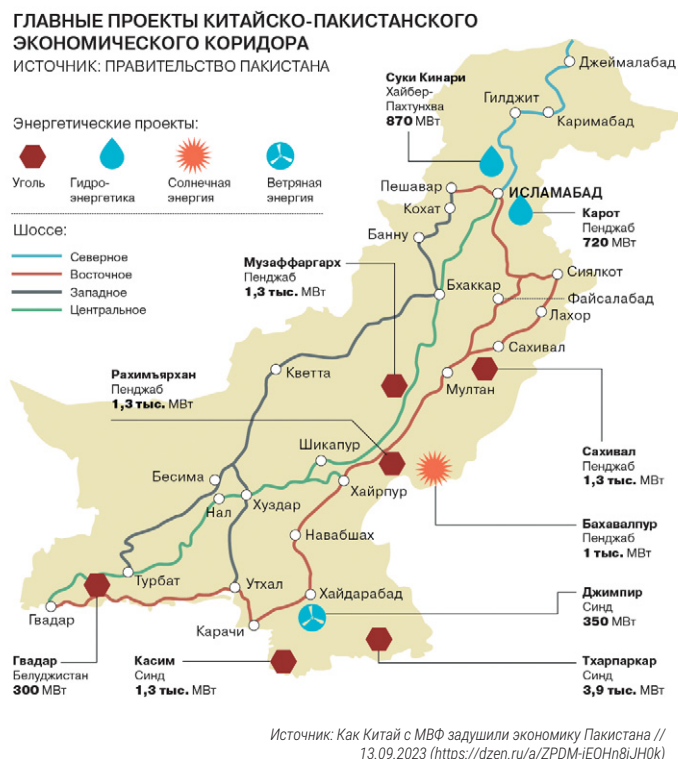
запретительно дорогим, поскольку по мере сползания заемщика вниз по рейтинговой шкале от AAA (высшая степень надежности заемщика) к D (высшая степень его ненадежности – дефолт), стоимость заемного финансирования растет опережающими темпами, так как растут риски невозврата выданных кредитов. А среди государств-реципиентов китайского финансирования в рамках инициативы ОПОП в 2018 г., по данным ОЭСР, лишь 17 имели инвестиционные рейтинги (уровень BBB и выше), 29 – имели спекулятивные рейтинги (ниже уровня BBB), 14 вообще не имели кредитного рейтинга [1].

Наиболее известными примерами «китайской долговой ловушки» стали Пакистанский и Шри-Ланкийский кейсы.

Китайская долговая ловушка – пример Пакистана и Шри Ланки

Пакистан возглавляет перечень стран-получателей финансового участия Китая в рамках ОПОП по масштабам финансирования. Механизм китайской долговой ловушки хорошо виден на примере китайско-пакистанского экономического коридора (КПЭК), который соединяет Синцзян-Уйгурский автономный район КНР с глубоководным портом Гвадар в пакистанской провинции Белуджистан и является наиболее развитой частью ОПОП

Рис. 2. Главные проекты Китайско-Пакистанского экономического коридора (КПЭК) – одного из элементов китайской инициативы «Один пояс – один путь»



(см. рис. 2). КПЭК часто сравнивают с американским «планом Маршалла» для послевоенной Западной Европы.

Пакистан идеально подходит для торговых путей в обход не очень дружественной Китаю Индии. Это прямой выход в Индийский океан, минуя Малаккский пролив, который исторически являлся вторым по грузообороту из узких мест на морских путях мировой торговли, а для Китая – первым по значимости, и легко мог быть заблокирован, поскольку «практически все без исключения страны ЮВА – либо потенциально враждебны Поднебесной, либо соблюдают в отношении Пекина настороженный нейтралитет, отдавая предпочтение более дружественным и тесным связям с США, особенно в случае обострения ситуации» [6]. После начала СВО и введения антироссийских санкций западными странами, изменившими логистику мировой торговли жидким топливом (переброска попавшего под санкции российского экспорта нефти с Европы на Индию-Китай), значимость Малаккского пролива резко возросла. Объем грузооборота через него увеличился, и сегодня Малаккский пролив вышел на первое место по объему проходящих через него потоков нефти, опередив Ормузский пролив, грузооборот через который, наоборот, сократился [7] (одна из причин – сокращение поставок саудовской нефти в Китай, которая, считается на рынке, стала проигры-

вать «скидочную» конкуренцию российской, поставляемой в Индию и Китай с вынужденным санкционным дисконтом, а также идущей через Малайзию в Китай нефти Ирана и Венесуэлы, которая тоже продается с ценовыми скидками [8]). Рост загруженности Малаккского пролива означает возрастание роли КПАК для Китая.

В 2013 г. Китай предложил Пакистану сделать транспортную инфраструктуру через всю страну с выходом в Аравийское море. Масштабный инфраструктурный проект – это большая стройка, большое количество рабочих мест, в том числе не требующих высококвалифицированной рабочей силы, которой в изобилии в Пакистане. Но, как пишет уже упомянутый выше Ф.Босарт, стройкой занимались преимущественно сами китайцы (доля пакистанских рабочих не превышала 30%) [2]. Значит, эффект мультипликатора занятости (доходы от зарплаты) формировался в основном за пределами Китая, куда китайские рабочие переводили значительную часть своей пакистанской зарплаты.

Транспортная инфраструктура открыла доступ к дешёвым китайским товарам, из-за чего многие пакистанские предприятия были вынуждены закрыться.

Из 26 инвестпроектов КПЭК (завершенных или в стадии строительства) восемь – проекты электроэнергетические, предусматривающие строительство около дюжины электростанций, но на них приходится две трети инвестиций в КПЭК (22 из 33 млрд долл. США) [9]. В результате их строительства (на китайские кредиты, на китайском оборудовании, китайскими рабочими) дефицит электроэнергии в Пакистане сменился с 2020 г. существенным ее избытком (50% в 2023 г. [10]). Это привело к снижению цен на электроэнергию (при том, что недоинвестирование менее прибыльного сетевого хозяйства сохраняет перебои с электричеством в стране).

Официальные данные, с которыми ознакомилась Wall Street Journal, свидетельствуют, что китайским строителям электростанций были обещаны гарантированные правительством Пакистана доходы от инвестиций до 34% в долларах в течение 30 лет [3]. Это значит, что в рамках энергетических проектов КПЭК в стране работает хорошо известная по практике ЕС схема «контрактов на разницу цен» (contracts for difference – CFD). В рамках CFD правительство Пакистана, под госгарантию которого заключались контракты на строительство электростанций, выплачивает китайскому кредитору, на деньги которого были построены электростанции, разницу между упавшей ценой на электроэнергию в результате образовавшегося ее избытка в стране и ценой гарантированной окупаемости с фиксированной нормой рентабельности инвестиций в строительство электростанций в рамках проекта КПЭК инициативы ОПОП.

Государство – монопольный (единственный) покупатель электроэнергии в рамках КПЭК и платит производи-

телям даже тогда, когда электроэнергия не производится (т.н. «плата за мощность» – аналог действующего в 2020-2024 гг. механизма тарифообразования по принципу «качай и/или плати» в рамках транзитного договора российского Газпрома с украинским Нафтогазом – компанией-организатором транзита [11]). Правительство Пакистана уже выплатило частным производителям электроэнергии 2,8 млрд долл. в рамках «контрактов на ценовую разницу» КПЭК [10]. Это составляет одну восьмую от инвестиций в проекты электроэнергетики в рамках КПЭК.

Аналогичная история с компенсационными выплатами принимающего государства инвестору в рамках контрактов на ценовую разницу произошла в ЕС. Применение CFD в странах ЕС как меры государственного стимулирования производства ВИЭ привело к многочисленным судебным искам, на основании положений ст. 26 Договора к Энергетической хартии (ДЭХ) о разрешении споров между инвестором и государством, инвесторов из стран-членов ДЭХ против принимающих государств ЕС. Особо известными стали кейсы Испании и Италии после массового одностороннего пересмотра этими двумя государствами положений CFD либо отказа от них до завершения сроков действия заключенных с инвесторами соглашений, то есть до завершения срока окупаемости осуществленных инвестиций [12]. При этом большая часть исков – были иски инвесторов из стран-членов ЕС против принимающих государств ЕС. Вряд ли такое развитие событий (правительства Пакистана по отношению к китайским инвесторам) возможно в рамках КПЭК.

Контракты на проекты развития в рамках КПЭК получают китайские государственные компании. Все китайские кредиты гарантированы денежным депозитом стран-получателей на банковских эскроу-счетах, подконтрольных кредитору. То есть Китай имеет право снять необходимую сумму с банковского эскроу-счета, если страна-получатель задерживается с обслуживанием долга – не выплачивает проценты или не погашает кредит. Кроме того, Китай нацелен либо на страны, которые сталкиваются с финансовыми проблемами, что вызывает понижение их кредитных рейтингов (надежности как заемщиков) рейтинговыми агентствами из зоны инвестиционный рейтингов в зону спекулятивных рейтингов (ниже уровня BBB на рейтинговой шкале), что затрудняет получение кредитов от других финансовых институтов и делает кредит более дорогим, либо на страны, которые вообще не имеют кредитных рейтингов, и тогда для них международные коммерческие кредиты становятся просто невозможными (для их получения нужно иметь рейтинг как минимум от двух международных признанных рейтинговых агентств из трех – Moody's, Fitch, S&P).

Типичный кредит от китайских финансовых институтов в рамках инициативы ОПОП выдается под 4,2% годовых (что вполне себе коммерческая ставка для ки-

тайских реалий – базисная кредитная ставка (Loan Prime Rate) Народного Банка Китая устойчиво снижается с мая 2014 г., в конце октября 2019 г. ушла под планку 4,2%, с 20.08.24 составляет 3,35% [13]) с периодом выплаты долга менее 10 лет. Но процент по кредиту в рамках ОПОП может быть и выше – для проекта ГЭС Кэрот в Пакистане он составлял 5,1%. Для сравнения: Германия, Франция или Япония через международный консорциум финансовых доноров Комитета поддержки развития ОЭСР предоставляют «кредиты экономического развития» по ставке 1,1% со сроком погашения 28 лет [1]. Для справки: на ту же дату ключевая ставка ЦБ составляет 19% с ожиданием дальнейшего повышения до 20% [14] – о каком «экономическом развитии» может идти речь при такой ставке?

Официальные лица обеих стран и/или китайские государственные СМИ рисуют картину участия государств в проектах программы «Один пояс – один путь» только в позитивном ключе (например, описывая состояние и перспективы КПЭК устами посла Пакистана в Китае в государственном китайском издании «Китай сегодня» [15]). В отличие от оценок в международной [1, 5, 9] или российской [2-4] деловой прессе или, что неудивительно, от официальной оценки США – основного конкурента Китая не только в регионе, но и в борьбе за ускользающее американское мировое экономическое господство (см. первую часть статьи). Так, еще в 2019 г. тогдашний помощник госсекретаря США по делам Южной Азии Элис Уэллс предупредила Пакистан об опасности долговой ловушки, в которую страна может попасть из-за КПЭК [16], годом ранее об этом же говорил вице-президент США Майк Пенс [1], каковую критику Китай, естественно, отвергает [9, 15].

Несколько геополитических экспертов в качестве примера китайской «дипломатии стратегической ловушки» или «дипломатии долговой ловушки» приводят также кредитную ситуацию со Шри-Ланкой [4]. Президент страны Махинда Раджапакса подписал соглашение о порте Хамбантота в 2007 г. – по соглашению Китай должен был помочь с реконструкцией порта, работы выполняли китайские же подрядчики. Когда принимающая страна не смогла выплатить проценты и погасить долг, у нее не было другого выбора, кроме как передать в 2017 г. китайской фирме China Merchants порт Хамбантота в аренду на 99 лет. В обмен на дополнительные кредиты, сумма которых, по некоторым оценкам, дошла уже до 12 млрд долл. – причем первый кредит был всего в один миллиард [4].

В Дели и Вашингтоне давно считали, что Китай хочет создать там базу ВМФ (Пекин это отрицает). Теперь там подозревают, что Китай попытается таким же образом получить порт в Гвадаре на пакистанском побережье Аравийского моря [3] в рамках КПЭК. То есть, что в основе

ОПОП лежит не экономика, но геополитика и стремление Поднебесной расширить свои сферы влияния в макрорегионе и за его пределами. Инструментом чего служит дипломатия китайской долговой ловушки.

Как Туркмения избежала англо-саксонской ловушки из-за неповоротливости ЕС, но попала в китайскую

Китаю удалось заманить в долговую ловушку Туркмению с ее богатейшими ресурсами газа, привязав страну к себе многониточным мегапроектом газопровода Туркменистан-Китай (сегодня обсуждается строительство уже четвертой его нитки, которая должна будет довести общую пропускную способность системы до 65 млрд м³/год). Китай смог опередить в этом ЕС, который сам претендовал на то, чтобы направить газовые ресурсы Туркменистана в Европу в 1990-е гг. – сначала через российскую газотранспортную систему, а когда это не получилось – в обход России через Южный газовый коридор, который должен был начинаться, по изначальной задумке ЕС, на восточном берегу Каспийского моря, стартуя от гигантских туркменских газовых месторождений на юге страны. Оттуда по транскаспийскому газопроводу мощностью 30 млрд м³/год туркменский газ должен был попасть на западный берег Каспия и, совместно с газом азербайджанского месторождения Шах-Дениз, стать сырьевой основой (обеспечить эффект масштаба) для газопровода NABUCCO (мощностью 26-32 млрд м³/год), проходящего через Азербайджан-Грузию-Турцию (отдав часть газа в Турцию) и далее через Болгарию-Румынию-Венгрию на Баумгартен на словацко-австрийской границе. Это было время, когда профессиональные энергетические круги и мировая деловая пресса говорили о «золотом веке газа». Правилами регулирования ЕС спонсорам проекта NABUCCO разрешено было зарезервировать лишь половину его пропускной способности, а на вторые 50% проектной мощности газопровода они не смогли найти необходимое количество внешних грузоотправителей, которые были бы готовы подписать юридически обязывающие долгосрочные контракты (ДСК) на прокачку газа по трубопроводу. Эти ДСК с продолжительностью, превышающей срок окупаемости инвестиций в строительство NABUCCO, должны были бы являться обеспечением под привлечение проектного финансирования в проект. Это была первая причина, почему NABUCCO, рассчитанный на ресурсы Туркменистана и Азербайджана, не состоялся. Транскаспийский газопровод, в свою очередь, не был построен из-за долгих споров прикаспийских государств о правовом статусе Каспийского моря. В итоге проект NABUCCO в его первоначальном варианте – от Туркмении до ЕС – не состоялся (ресурсная база Туркменистана оказалась для него недоступной), и газовые ре-

сурсы Туркменистана, на которые рассчитывал ЕС, были перенаправлены на Китай.

Так что, избежав англо-саксонской ловушки из-за неповоротливости европейцев, Туркменистан попал в аналогичную китайскую, состоящую из тех же ингредиентов, что и вышеописанная пакистанская.

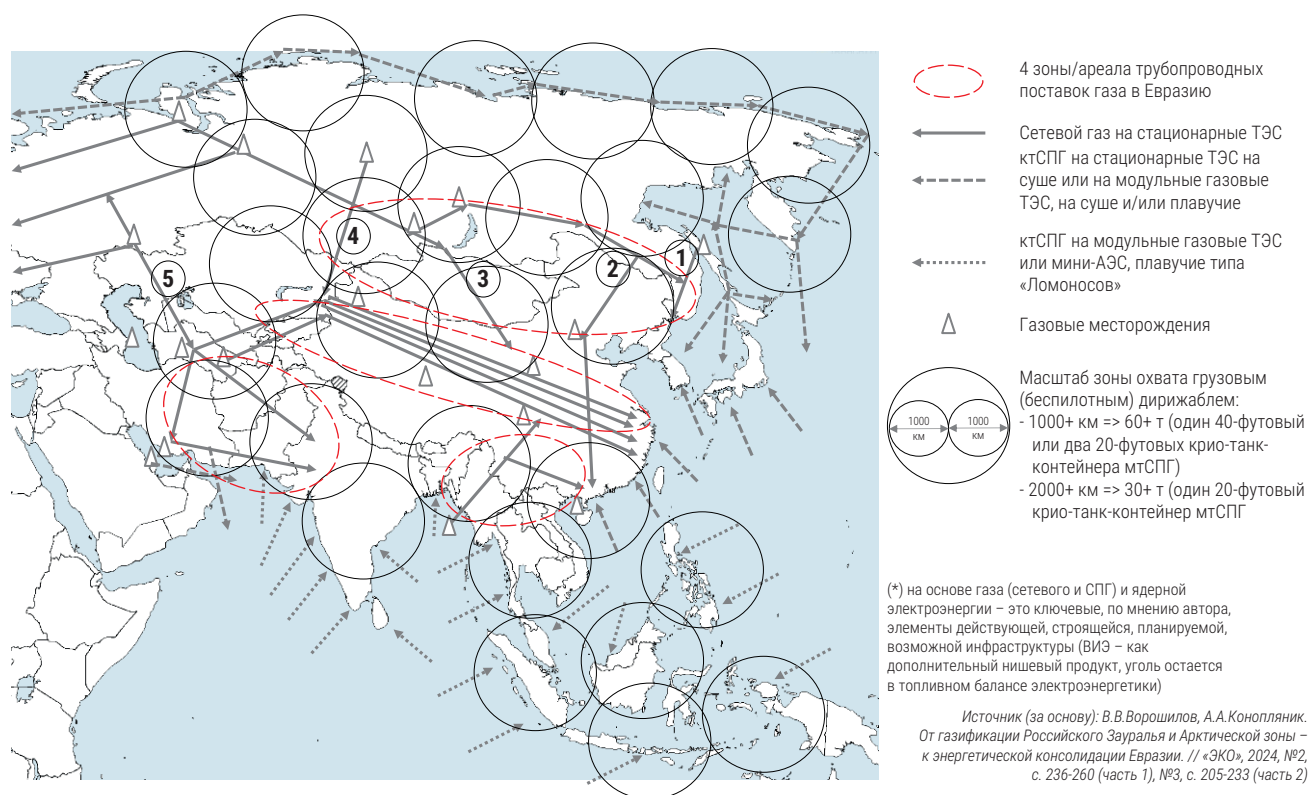
Энергетический срез евразийской интеграции

Если на смену «долгому» веку США идет «век Китая», то в условиях западных антироссийских санкций (к 02.08.2024 их число достигло 22230 [17] с 2014 г.) для моей страны существует риск замены англо-саксонской ловушки на китайскую. Такой риск для РФ объективно существует после 2014 г., но особенно усилился после 2022 г. (об этом убедительно говорит уже цитировавшийся Алексей Маслов) [18]. Достаточно взглянуть на то, как изменился парк иностранных автомобилей на улицах крупных российских городов. Уже происходит замещение англо-саксонского оборудования и финансирования китайским, что допустимо, на мой взгляд, как временное краткосрочное решение, но велик риск его превращения в долгосрочную зависимость. Риск всех ловушек один – избыточная зависимость от одного товара, покупателя, продавца – отсутствие их диверсификации, множественности выбора, конкуренции. Отсюда следует зависимое (подчиненное) развитие, утрата суверенного выбора. Возникает конфликт между сиюминутным удобством отдельных бизнесов и долгосрочными интересами страны.

Удастся ли избежать китайской ловушки? Есть ли ей альтернативы? На мой взгляд, есть. Решение проблемы непопадания в указанные ловушки – только внутри страны. Это обретение технологического, финансового, интеллектуального суверенитета, что в итоге даст возможность обрести реальный суверенитет над своими природными ресурсами [19] (оставляю за пределами данной статьи дискуссию о контрпродуктивной для обретения всех видов суверенитета политике Центробанка в отношении учетной ставки – свое мнение по этому поводу я высказывал ранее [20-21]). А также диверсифицировать свою внешнюю экономическую политику за счет перехода от сырьевой привязки по традиционной модели, через мегапроекты, к одному-двум основным экспортным рынкам (в случае нефти – рынкам Китая и Индии, в случае газа – к рынку Китая) к новой модели энерготехнологического сотрудничества с большим числом дружественных или нейтральных государств Глобального Юга (Евразии, Африки, Латинской Америки)

Логика энергетической консолидации Евразии на основе борьбы с энергетической бедностью (см. часть 2 статьи) опирается на предложенную автором (совместно с В.В.Ворошиловым), в качестве одного из возможных

Рис. 3. От мтСПГ-газификации пилотного(ых) региона(ов) РФ => к 100%-ной газификации России => к энергетической консолидации Евразии (*)



решений (и в дополнение к другим, если таковые есть/будут), концепцию газификации удаленных районов Зауралья и Арктической зоны России на основе малотоннажного СПГ (мтСПГ), перевозимого в криогенных цистернах стандартными 20-ти и 40-футовыми танк-контейнерами с помощью беспилотных грузовых дирижаблей (БГД) на территориях, где отсутствует стационарная круглогодичная всепогодная транспортная инфраструктура. Концепция предлагает создание серии модульных газовых энергоустановок для электро- и теплоснабжения и криоАЭС для топливоснабжения на основе мтСПГ удаленных объектов с разным объемом и режимом потребления; флота гелиевых БГД на основе оригинальной российской разработки «Вертикаль-4А» [22], работающих в режиме отсутствия холостых пробегов – туда БГД несет полный танк-контейнер, обратно забирает порожний, на загрузку; инфраструктурных мощностей – типовых мини-заводов по производству и расфасовке мтСПГ в возвратные криоцистерны, логистических узловых площадок для оптимизации оборота криоцистерн, совмещенных с площадками базирования (погрузки-разгрузки) БГД [23].

Эта же модель после апробации в российских условиях (сначала в рамках пилотного(ых) региона(ов), затем на всем пространстве российского Зауралья и в Арктической зоне) может быть использована для энергообеспечения обширных территорий Евразии, дополняя и ин-

тегрируя сеть существующих и проектируемых газопроводов и портовых терминалов крупнотоннажного СПГ (ктСПГ), формируя тем самым Большое Евразийское Энергетическое Пространство (БЕЭП) (см. часть 2 статьи) (см. рис. 3).

Этот проект может стать основой для интеграции и консолидации усилий стран Евразии (а затем и Африки, Латинской Америки – в рамках расширяющегося БРИКС) по преодолению энергетической бедности, ищущих надежные источники устойчивого низкоэмиссионного энергоснабжения для экономического роста [24] (см. рис. 4).

В нашей с В.В.Ворошиловым модели три основных элемента: мтСПГ, БГД и модульность. Они переводят энергетическое сотрудничество (за пределами и в дополнение к высокотехнологичной российской ядерной энергетике) из преимущественно экспорта сырья в сотрудничество с более высокой добавленной стоимостью – в энерготехнологическое сотрудничество. Последний элемент триады (модульность) особенно важен – это создание дискретного ряда энергоустановок – как энергопроизводящих, так и энергопотребляющих, позволяющих формировать локальные системы энергоснабжения на основе мтСПГ и газовых турбин малой мощности, собираемых по принципу ЛЕГО в оптимальные конфигурации для населенных пунктов разной крупности с разной энергетической нагрузкой.

Рис. 4. Логика развития концепции «мтСПГ + БГД + модульность» для обеспечения эффекта масштаба (принцип матрешки): (1) пилотный(ые) регион(ы) => (2) Россия к востоку от Урала и Арктическая зона => (3) Зарубежная Евразия => (4-5) Африка, Латинская Америка



Источник: А.Конопляник, ИККА РАН-МГИМО, 26.06.2027

Для реализации эффекта масштаба, расширения потенциального спроса на предложенную энерготехнологическую триаду, повышения ее конкурентоспособности наша концепция предусматривает взаимосвязанную трехходовку по ее применению: первоначальную отработку предложенной триады на уровне пилотных регионов российского Зауралья и Арктической зоны (сегодня на эту роль претендуют Якутия и Иркутская область), затем тиражирование отработанных технических и управленческих решений на уровень страны, наконец, вывод отработанных энерготехнологических решений на международный уровень – если в Евразии, то через взаимодействие в рамках формирующегося БЕЭП (см. часть 2 статьи), если шире, в масштабах всего Глобального Юга (включая Африку и Латинскую Америку), то в рамках расширяющегося БРИКС-плюс.

На старте внутрироссийской апробации триады, на мой взгляд, потребуется подготовить генсхемы размещения по российским регионам:

- действующих и потенциальных объектов производства мтСПГ в криоцистернах и стандартных 20-футовых и 40-футовых танк-контейнерах и баз хранения мтСПГ, совмещенных с базами размещения БГД на внешнем контуре доставки мтСПГ и внутри этого контура [24]. При этом на северном и восточном внешнем контуре базами хранения танк-контейнеров с мтСПГ и размещения БГД будут порты по трассе Севморпути, на западном и южном контуре – компрессорные станции

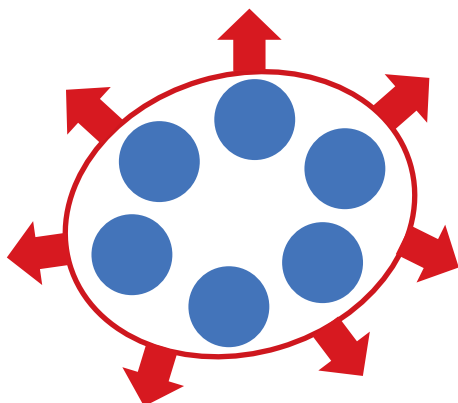
газопроводов «Сила Сибири-1 и 2» и Дальневосточного маршрута, внутри контура – очаги газодобычи, оторванные от ЕСГ России. Серьезная основа для подготовки такой генсхемы имеется – это ежегодная карта российской СПГ отрасли и справочные материалы к ней, регулярно обновляемые командой экспертов под руководством Александра Климентьева [25];

- объектов потребления мтСПГ – реестр населенных пунктов с распределением по крупности и энергетической нагрузке (как электрической, так и тепловой) для определения оптимального нишевого диапазона населенных пунктов для энергоснабжения на основе мтСПГ (минимальная-максимальная энергетическая нагрузка) для выбора оптимального дискретного ряда модульных энергоустановок (пакетируемые в блоки разной крупности газовые турбины и криоАЗС) для индивидуализированного децентрализованного энергоснабжения этих населенных пунктов. Такую работу могут выполнить институты Российской академии наук, в том числе ее Сибирского отделения и региональных подразделений в соответствующих субъектах Федерации.

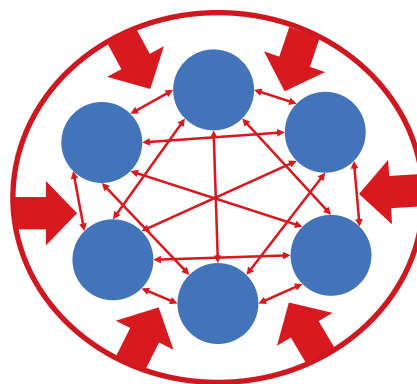
Решение транспортной задачи (определение плотности грузопотоков и потребного парка БГД и их оптимизация) осуществляется, исходя из того, что там, где к этим населенным пунктам существует круглогодичная транспортная инфраструктура, позволяющая доставлять танк-контейнеры с криоцистернами (железная дорога, автома-

Рис. 5. Две модели интеграции: (1) против общих внешних угроз, (2) для достижения общих внутренних целей

Интеграция 1: против общих внешних угроз



Интеграция 2: для достижения общих внутренних целей



Источник: А.Конопляник

гистраль с твердым покрытием), они исключаются из зоны доставки БГД. Во всех остальных случаях безальтернативным решением является БГД, причем выступает он в двух ипостасях: и как транспортное средство, и как транспортная инфраструктура [24].

Представляется, что данная концепция могла бы войти составной частью в нацпроект «Энергетика», который министр энергетики Цивилев был намерен представить в ходе «Российской энергетической недели» в конце сентября. Либо стать самостоятельным нацпроектом, принимая во внимание тот факт, что 09.12.2023 Правительство РФ утвердило распоряжение № 3534-р25, которым внесло изменения в свое распоряжение от 15.04.2021 № 996-р, дополнив его позицией 102–5 «Подготовка предложений по разработке и реализации проектов в интересах создания дирижабельных средств транспортировки грузов массой 30–200 тонн в труднодоступных районах Арктической зоны» [26]. Ежегодно в IV квартале начиная с 2024 г. предусмотрена подготовка соответствующего доклада в Правительство РФ. То есть в конце нынешнего года такой первый доклад должен увидеть свет.

Либо, используя председательство в этом году России в БРИКС, моя страна может предложить эту концепцию (философию) в качестве программы действий для БРИКС-плюс. И тогда, нанизывая на компрессорные станции на магистральных газопроводах, пересекающих Евразию к северу и югу от Гималаев (см. рис. 3), установки по производству мТСПГ и затем дирижаблями развозя этот мТСПГ в криоцистернах и танк-контейнерах по обширному и покрытому лишь редкой сеткой транспортной инфраструктуры и не столь плотно населенному, как прибрежные территории, пространству континентальной Евразии, мы тем самым переходим в разряд энерготехнологического сотрудничества. И не только (или не столько) с одним Китаем, сколько со всем сообществом азиатских стран евразийского континента.

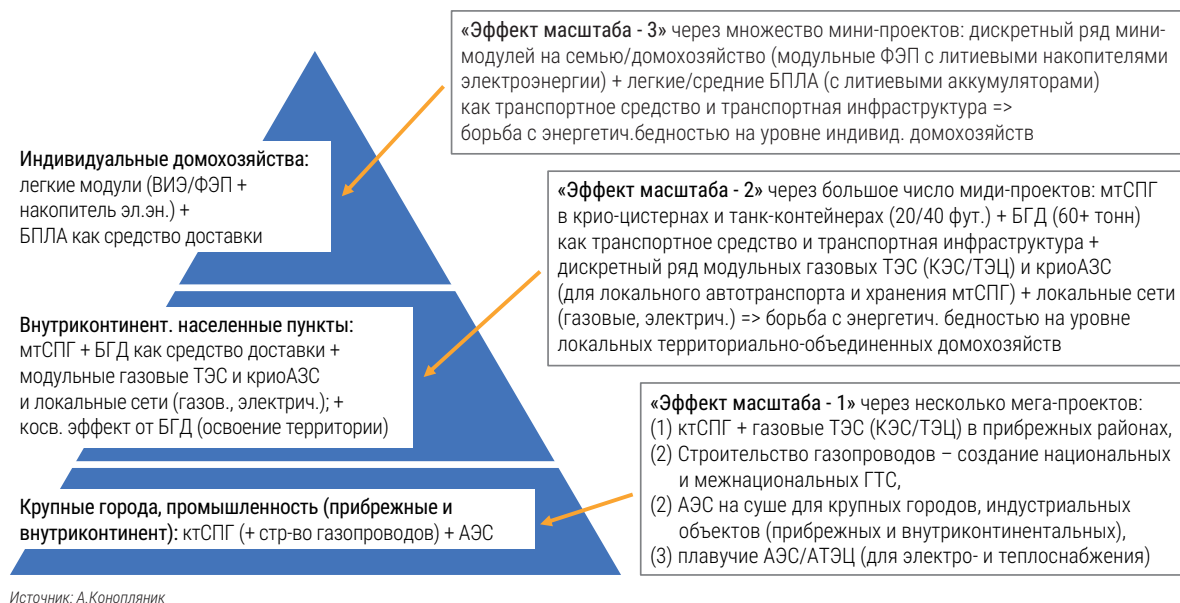
При этом важным элементом предлагаемой модели сотрудничества будет являться то, что в дополнение к доминирующим сегодня механизмам консолидации Россией государств Глобального Юга преимущественно против общих внешних угроз в военно-политической сфере («против кого дружим, ребята...»), появляется понятный и осязаемый механизм экономической интеграции для достижения общих внутренних целей, одинаково значимых для ВСЕХ государств Глобального Юга (Россия с низким уровнем газификации Зауралья и Арктики, с оторванностью этих территорий от доступного устойчивого энергоснабжения не является исключением). Такая интеграция намного теснее связывает вовлеченные в нее государства (см. рис. 5).

Энергетическая консолидация Евразии

В итоге все государства Евразии будут связаны между собой трансграничной, стационарной (но и мобильной), протяженной, капиталоемкой, разветвленной, масштабной инфраструктурой. На основе такой разветвленной инфраструктуры начинает развиваться сетевая структура поставок – по принципу заполнения сосуда камнями: сначала в сосуд кидаются камни крупные (единичные мегапроекты) – между ними остаются свободные пространства, пустоты; начинают затем добавляться камни более мелкие (большее число мидипроектов) – они заполняют часть пустот, но все равно в сосуде остаются свободные, незаполненные пространства; в самом конце начинают засыпать песок (множество минипроектов), который, наконец, заполняет сосуд полностью.

То же и с энергетической инфраструктурой в международном сотрудничестве (см. рис. 6): сначала формируются единичные мегапроекты, которые формируют скелет (инфраструктурную основу) будущего единого энергетического пространства, затем на этом скелете из мегапроектов начинает выстраиваться диверсифицированная

Рис. 6. Три уровня энергетической интеграции в рамках БРИКС+ (Евразия, Африка, Латинская Америка) => пирамида энерго-технологической кооперации для России со странами Глобального Юга => как обеспечить эффект масштаба для достижения конкурентоспособности



сетевая инфраструктура поставок из миди- и минипроект-ов. Так происходило в свое время формирование БЭЕ, равно так же будет происходить процесс формирования БЕЭП, которое сегодня характеризуется в основном линейной структурой поставок в рамках четырех зон/ареалов существующих и планируемых трубопроводных поставок газа в Евразию – трансграничных мегапроектов (см. рис. 3):

- (1) Восточные регионы России – северо-восток Китая. Это магистрали «Сила Сибири» (38 млрд м³/год), «Союз-Восток (Сила Сибири-2)» (50 млрд м³/год), «Дальневосточный маршрут (Сила Сибири-3)» (10 млрд м³/год). К ним может добавиться еще одна входная магистраль в Китай как продление трассы поставок российского газа для энергоснабжения северо-восточных районов Казахстана – в рамках плана сотрудничества в газовой отрасли между двумя странами (протокол о сотрудничестве в газовой отрасли на 2023-2024 годы был подписан правительством Казахстана и ПАО «Газпром» в марте 2023 г.). В соответствии с ним прорабатывается возможность строительства международного газопровода Россия-Казахстан-КНР [27];
- (2) Средняя Азия – юго-восток Китая. Это серия газопроводов «Запад-Восток» (к северу от Гималаев) на основе китайского газа Таримского бассейна («Запад-Восток-1», 12 млрд м³/год) и газа из Средней Азии (газопровод Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай, три нитки общей мощностью 50 млрд м³/год; после запуска четвертой линии из Туркмении через Киргизию и Таджикистан общая мощность поставок в Китай по этому маршруту составит 65 млрд м³/год). В эту систе-

му может реверсом входить российский газ через систему магистральных газопроводов «Средняя Азия-Центр» (САР) – в октябре 2023 г. «Газпром» начал реверсивные поставки газа в Узбекистан по специально выделенному маршруту на базе САР через территорию Казахстана [28].

Понятно, что у нас высвободились значительные объемы свободного газа (доступного для реализации на внутреннем и экспортных рынках вне ЕС) вследствие схлопывания европейского рынка газа – к 2027 г. ЕС намерен обнулить импорт российских энергоресурсов, а на пике экспорта в 2019 г. мы поставляли в ЕС порядка 200 млрд м³/год газа. Понятно также, что в связи с проблемами внутреннего энергоснабжения Узбекистана и Казахстана (рост населения, экономический рост, холодные зимы, ограничения по ресурсной базе и др.), обусловившие реверсные поставки российского газа в эти страны, транспортные коридоры из Средней Азии в Китай могут постепенно превращаться, в том числе, и в транзитные коридоры для поставок российского газа в Китай, только не на северо-восток страны, куда нацелены все российские газопроводы, перечисленные в п.(1) выше, а на юго-восток, в район Шанхая, где заканчивается действующая многониточная газотранспортная система (ГТС) «Запад-Восток» Китая. По мере истощения месторождений Таримского бассейна (запывают первую нитку этой ГТС) и уже наблюдающегося дефицита газа в Узбекистане и Казахстане для исполнения своих контрактных обязательств по газопроводу Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай, в

этих двух ГТС будут образовываться свободные мощности (пропускные способности) для потенциального заполнения их российским газом наращиванием реверса через систему CAP. Проблема ресурсной обеспеченности таких компенсационных поставок не стоит, речь может идти о договороспособности наших партнеров с точки зрения баланса интересов сторон;

- (3) Юго-западный коридор (к югу от Гималаев). Включает многократно откладывавшиеся проекты двух газопроводов: трансафганского (ТАПИ – Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия, 33 млрд м³/год, формальная церемония начала строительства состоялась в Туркменинии в 2015 г.) и/или трансиранского (ИПИ – Иран-Пакистан-Индия, 7,8 млрд м³/год, соглашение о поставках между сторонами было подписано еще в 2009 г.), судьба которых долгое время была не вполне ясна. Однако 11.09.2024 Туркменистан и Афганистан приступили наконец к строительству ключевого участка газопровода ТАПИ [29]. А в феврале 2024 г. Федеральное правительство Пакистана одобрило наконец (под угрозой штрафа в 18 млрд долл. иранской стороны к Пакистану о невыполнении условий соглашения сторон) ратификацию решения комитета по энергетике о строительстве пакистанского участка газопровода из Ирана (из-за антииранских санкций Пакистан даже не начинал строительство газопровода, в то время как иранские компании уложили 900 километров из 1050 км своего участка) [30];
- (4) Южный. Газопровод мощностью 12 млрд м³/год от морских месторождений Мьянмы на юго-восток Китая.

На основе этой существующей и формируемой базисной («скелетной») инфраструктуры будут далее развиваться ее диверсифицированные, как кровеносная система, разветвления. Будет происходить диверсификация инфраструктуры с использованием как традиционных (стационарных капиталоемких сетевых) технологий, так и новых технических решений (альтернативных стационарной инфраструктуре) – особенно в тех многочисленных регионах Евразии и других континентов Глобального Юга (Африка, Латинская Америка), где на их обширных территориях с низкой плотностью населения, характеризующегося повышенным уровнем энергетической бедности, то есть испытывающего повышенную, опережающую потребность в энергоснабжении, не могут применяться традиционные сетевые технологии по экономическим соображениям – отсутствует эффект масштаба по доставке традиционных энергоресурсов традиционными (сетевыми/трубопроводными) техническими решениями от отдельных месторождения либо от импортных терминалов на побережье соответствующих континентов до многочисленных относительно небольших потребителей.

Мое видение энергетической консолидации Евразии на основе ее газификации, электрификации, борьбы с

энергетической бедностью, подъема жизненного уровня населения (для реализации ЦУР ООН 1-10) было представлено в [31, часть 4]. Ее краткое изложение – предложение к обсуждению – сводится к формированию БЕЭП, которое может состоять из следующих компонентов (в дополнение к сохраняющимся угольным и нефтяным сегментам):

- сегмент трубопроводного газа: четыре вышеперечисленных континентальных ареала поставок из РФ, Средней Азии, Ирана, Мьянмы, в том числе из РФ через Среднюю Азию;
- сегмент ктСПГ: поставки в прибрежные районы танкерами-метановозами;
- сегмент мтСПГ в криоцистернах и танк-контейнерах (20/40 футовых): поставки в прибрежные районы судами-контейнеровозами и/или в континентальных районах железнодорожным и/или автотранспортом, а при их отсутствии – используя БГД. Источник поставок – установки мтСПГ на КС трубопроводов и/или на регазификационных терминалах ктСПГ. Получатель – модульные децентрализованные криоАЭС и газовые электростанции с соответствующими мощностями хранения, запитываемые дискретными поставками мтСПГ. Возможна работа в связке с децентрализованными же источниками электроэнергии ВИЭ (солнечная, ветровая);
- сегмент электроэнергии АЭС: традиционные АЭС на суше, плюс мини-АЭС на суше, плюс мини-АЭС плавучие типа «Ломоносов» в прибрежных районах и островных экономиках;
- сегмент электроэнергии ВИЭ: нишевый продукт, преимущественно для покрытия децентрализованного и индивидуализированного спроса на электроэнергию отдельных домохозяйств;
- опционно (но маловероятно – не тот уровень экономического и технологического развития принимающих государств, это же относится и к п.7 ниже): сегмент водорода из природного газа, производимого в прибрежных (на основе ктСПГ) и/или континентальных (на основе сетевого газа) районах, в местах его потребления (по аналогии с европейскими «водородными долинами»), технологиями парового риформинга метана с улавливанием и захоронением CO₂ (при наличии вблизи подходящих для этого геологических формаций) и/или технологиями пиролиза метана без выбросов CO₂;
- опционно (но также маловероятно): сегмент электролизного водорода – в континентальных водоизбыточных (а есть ли такие в Евразии?) районах на основе электроэнергии АЭС или ВИЭ, в прибрежных районах на основе плавучих мини-АЭС. ❗

...окончание следует.

Список литературы

1. Fabien Baussart. China snares Pakistan in BRI debt trap. // «The Times of Israel», 21.03.2022 (<https://blogs.timesofisrael.com/chinese-debt-trap-fuels-sri-lanka-pakistan-crises/>).
2. Как Китай с МВФ задушили экономику Пакистана. // Дзен, 13.09.2023 (<https://dzen.ru/a/ZPDM-jEQHn8iJH0k>).
3. Как Китай подтолкнул Пакистан к кризису. // «Ведомости», 30.07.2018 (<https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2018/07/31/776943-kitai-podtolknul-pakistan>).
4. Китайская «долговая ловушка» подпитывает кризисы в Шри-Ланке и Пакистане – эксперт. // «Комсомольская правда», 11.04.2022 (<https://www.kp.kg/daily/27377/4570922/>).
5. Chinese firms are growing rapidly in the global south. Western firms beware. // «The Economist», 01.08.2024 (<https://www.economist.com/briefing/2024/08/01/chinese-firms-are-growing-rapidly-in-the-global-south>).
6. Транзитные войны 2013: Часть 3 – США против Китая. Малаккский пролив. // 28.06.2013 (<https://etoruskiy.livejournal.com/43363.html>).
7. Малаккский пролив стал крупнейшей транспортной артерией нефтяного рынка. // «Глобальная энергия», 28.06.2024 (<https://globalenergyprize.org/ru/2024/06/28/malakskij-proliv-stal-kрупnejšej-transportnoj-arteriej-neftjanogo-rynka/>).
8. Китай в августе на четверть увеличил закупки российской нефти. // «Нефть и капитал», 21.09.2024 (<https://oilcapital.ru/news/2024-09-21/kitay-v-avguste-na-chetvert-velichil-zakupki-rossijskoj-nefti-5200829>).
9. Pakistan to Seek Debt Relief From China Belt and Road Loan. // Bloomberg, 09.02.2021 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-02-09/pakistan-to-seek-debt-relief-from-china-belt-and-road-loan>).
10. Nation Plagued by Power Shortages Suddenly Has Too Much Electricity. // Bloomberg, 27.01.2021 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-01-27/pakistan-struggles-to-tackle-an-unfamiliar-glut-of-electricity>).
11. А.Конопляник. Клубок посттранзитных интересов: рубить нельзя развязывать... // «Нефтегазовая Вертикаль», 2024, №3, с.18-29 (часть 1). №4, с.48-59 (часть 2).
12. A.Konoplyanik. The role of the ECT in EU–Russia energy relations: from its high importance in relations to the fall of relations itself and to withdrawal from the ECT by both. (Chapter 10, pp. 157-223) – in: Research Handbook on EU Energy Law and Policy / ed. by Rafael Leal-Arcas, 2nd edition, Edward Elgar Publishing, September 2024, 512 pp.
13. Китай – процентная ставка. // Trading Economics (<https://ru.tradingeconomics.com/china/interest-rate>).
14. Спрогнозировано, поднимется ли ключевая ставка выше 20% в этом году. // Banki.ru, 19.09.2024 (<https://www.banki.ru/news/lenta/?id=11006797>).
15. Китайско-пакистанский экономический коридор будет продвигаться вперед, несмотря на пандемию COVID-19. // «PRC today», 05.01.2021 (<https://prc.today/kitajsko-pakistanskij-ekonomicheskij-koridor-budet-prodvigatsya-vperyod-nesmotrya-na-pandemiyu-covid-19/>).
16. Как Китай с МВФ задушили экономику Пакистана. // Дзен, 13.09.2023 (<https://dzen.ru/a/ZPDM-jEQHn8iJH0k>).
17. Russia Sanctions Dashboard, current as of 2 August 2024 (<https://www.castellum.ai/russia-sanctions-dashboard>).
18. Алексей Маслов: Китай, Россия, Путин и Си Цзиньпин. // Эмпатия Мануччи, 23.05.2024 (<https://rutube.ru/video/c574ffc3d0fab2510080f3489009edaa/>).
19. Андрей Конопляник: «В основе технологий лежит интеллект». Член научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике о «дереве суверенитетов». // «Ведомости», 08.02.2023.
20. А.Конопляник. Текущий уровень ключевой ставки программирует технологическое отставание. В царской России 13% по займу считалось уголовно наказуемым ростовщичеством. // «Независимая газета – ежемесячное приложение «НГ-Энергия», 10.10.2023, с.11.
21. А.Конопляник. Ключевая ставка и экономический рост. // «Ведомости», 20.09.2023, с.12.
22. ООО «Бэдфорд Групп». Вертикаль-4А: Обоснование технического облика демонстратора перспективного ветроустойчивого летательного аппарата с аэростатической разгрузкой. // Презентация для Фонда перспективных исследований, Москва, 25.01.2023, 30 с.
23. В.В.Ворошилов, А.А.Конопляник. Как нам обустроить Россию к востоку от Урала? Один из вариантов – использование малотоннажного СПГ и грузовых дирижаблей. // «Нефтегазовая Вертикаль», 2021. №17-18, с. 16-24 (часть 1); №19-20, с. 24-35 (часть 2).
24. В.Ворошилов, А.А.Конопляник. От газификации Российского Зауралья и Арктической зоны – к энергетической консолидации Евразии. // «ЭКО», 2024, №2, с. 236-260 (часть 1), №3, с. 205-233 (часть 2).
25. СПГ карта России / Справочные материалы СПГ карты России. // www.agaz.ru.
26. Распоряжение Правительства РФ от 9 декабря 2023 г. № 3534-р (<http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202312110022>).
27. «Газпром» планирует в июле завершить разработку ПТЭО газификации в Казахстане. // ТАСС, 28.06.2023 (<https://tass.ru/ekonomika/18134659>).
28. «Газпром» последовательно расширяет взаимодействие со странами Средней Азии. (<https://www.gazprom.ru/press/news/2024/march/article573023/>).
29. Туркменистан и Афганистан приступили к строительству ключевого участка газопровода ТАПИ. // Neftegaz.ru, 12.09.2024 (<https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/854656-turkmenistan-i-afganistan-pristupili-k-stroitelstvu-klyuchevogo-uchastka-gazoprovoda-tapi/>).
30. Пакистан решил на газопровод из Ирана: штраф испугал больше, чем санкции. // EurAsia Daily, 27/02/2024 (<https://eadaily.com/ru/news/2024/02/27/pakistan-reshilsyana-gazoprovod-iz-irana-shtraf-ispugal-bolshe-chem-sankcii>).
31. А.Конопляник. Год великого перелома в мировой энергетике: 2022-й как новый 1973-й. О некоторых новых глобальных вызовах и путях их преодоления в России. // «Нефтегазовая Вертикаль», 2023, №3, с. 62-69 (часть 1); №4, с.72-86 (часть 2); №5, с.66-75 (часть 3); №6, с.48-61 (часть 4).

GasSuf

22—24 октября 2024

Россия, Москва, Крокус Экспо

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

LNG
CNG
LPG

GAS



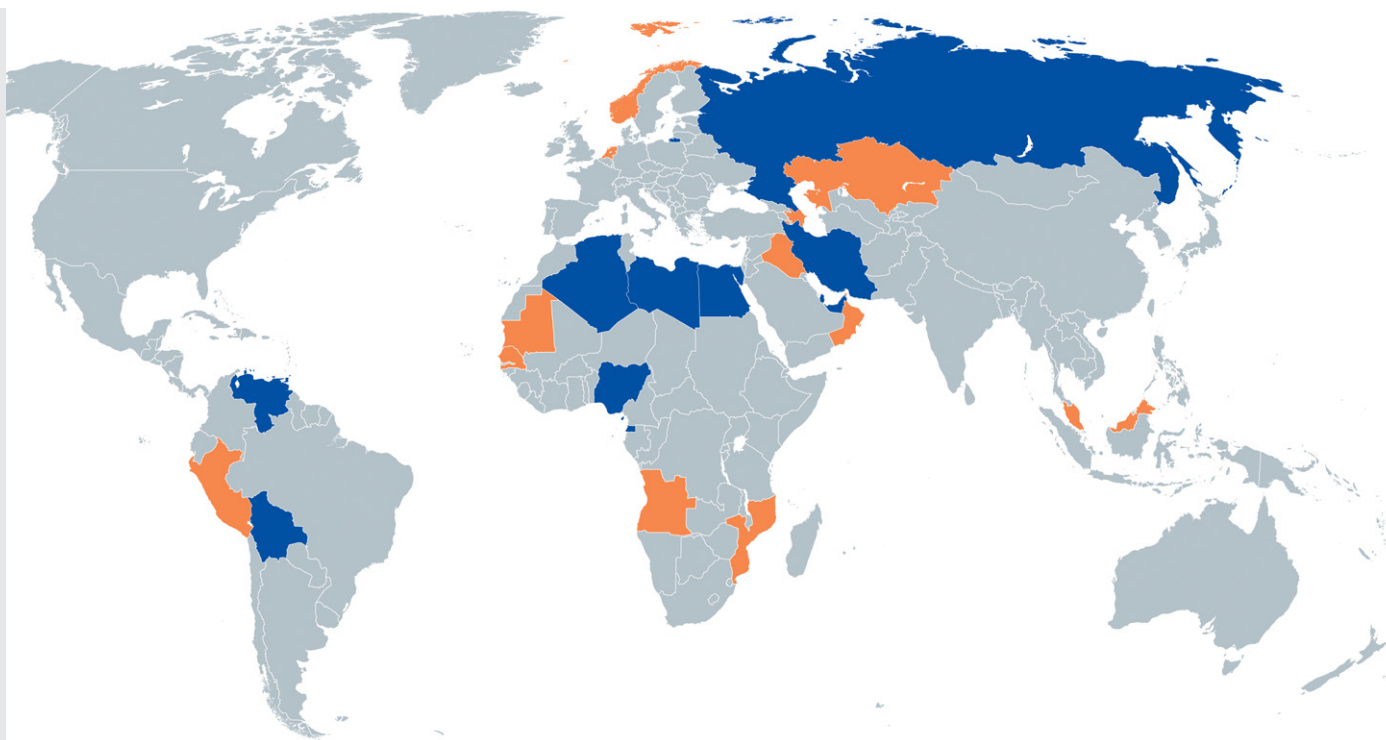
Забронируйте
стенд
www.gassuf.ru

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

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



ГАЗ-2050: ВЕРСИЯ ФСЭГ

ЮРИЙ МОСКВИТИН

Независимый эксперт

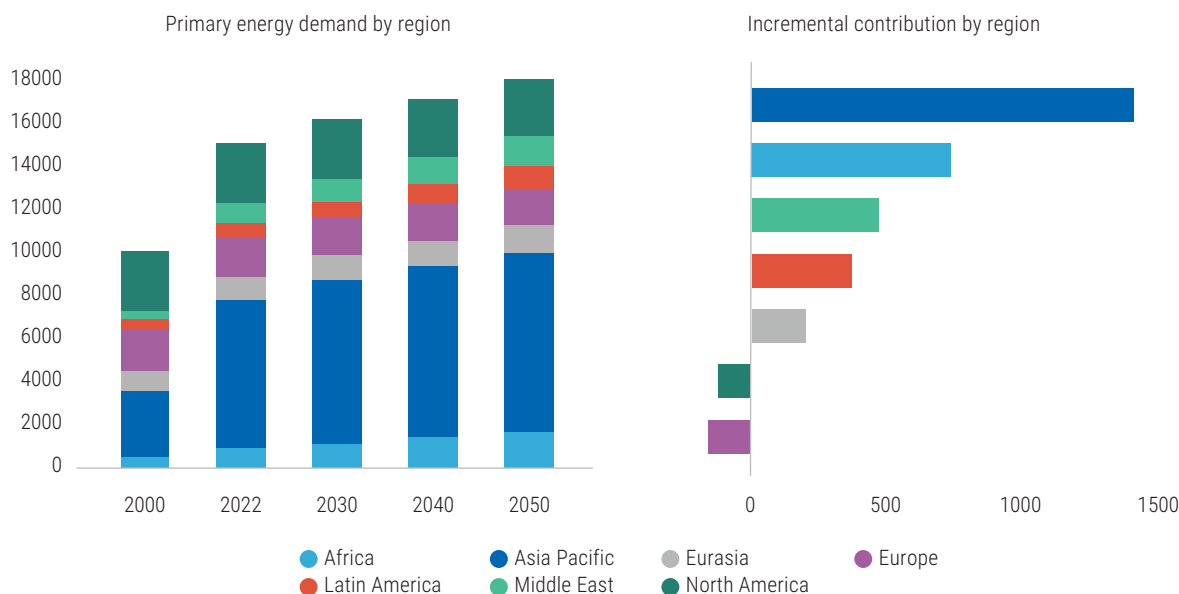
Предположение о том, что в 2030-е годы потребление газа в мире выйдет на пик и на горизонте 2050 года начнет снижаться – безосновательно, все будет ровно наоборот: спрос будет стабильно расти. Так считают в Форуме стран-экспортеров газа (ФСЭГ). Газ продолжит замещать уголь в энергетике и останется главным сырьем для производства удобрений и водорода. Прогноз заслуживает доверия хотя бы потому, что страны Форума заинтересованы в максимально четкой оценке будущего газа, поскольку от нее зависит их благосостояние.

Взгляд на 25 лет вперед – возможен ли?

Комментарии прогноза рынка газа ФСЭГ логично начать с дисклеймера, поскольку любой документ подобного рода – лишь мнение или сумма мнений. Все прогнозы, сделанные до 2020 года, перечеркнула пандемия. Правда, энергетические рынки с тех пор восстановились, но коррекция реальных цифр и фактов оказалась тогда серьезной.

Свое видение будущего энергетики публикуют и мейджоры, и аналитические агентства, и организации вроде МЭА и ОПЕК. Очевидно, что чем короче горизонт, тем прогноз объективно будет более достоверным, т.к. ТЭК чувствителен к меняющейся геополитической ситуации и к форс-мажорам вроде возможной новой пандемии. Обычно прогнозы покрывают период на 5-10 лет вперед. В этом году исключением стал документ Rystad Energy, агентство опубликовало прогноз по рынку нефти до 2050 года

Рис. 1. Спрос на первичную энергию по регионам, млн тонн нефтяного эквивалента



Source: GECF Secretariat based on data from GGM 2023

Long-Term Oil MacroScenarios (Долгосрочные нефтяные макроэкономические сценарии). Для рынка газа ФСЭГ ежегодно представляет прогноз до 2050 года, таким образом, ежегодно горизонт сокращается на год. Форум смотрит на будущее газового рынка в контексте демографических и экономических изменений, которые с высокой долей вероятности могут произойти на планете. При этом две тенденции сохраняются – рост населения планеты и ее экономики.

Единственная поправка, которую делает ФСЭГ в своем прогнозе, – вариативность потребления газа по секторам и по регионам в зависимости от того, в какой степени мировая экономика будет соответствовать одному из двух климатических сценариев.

Демография и экономика

Спрос на энергоносители напрямую зависит от количества людей на планете, уверены авторы документа ФСЭГ. Они ожидают, что к 2050 году на планете будет 9,7 млрд жителей против восьми млрд в 2022 году. 90% прироста дадут страны Азиатско-Тихоокеанского региона и Африки. Уровень урбанизации в среднем по миру достигнет 65%. Население африканских стран будет самым молодым на планете и наименее урбанизированным. Всего же население континента составит 2,5 млрд человек. Количество трудоспособного населения планеты выйдет к 2026 году на пик и составит 68% от общего. Людей в Африке в возрасте, позволяющем работать, к 2040 году станет больше, чем в Европе, а к 2050 году больше, чем в Се-

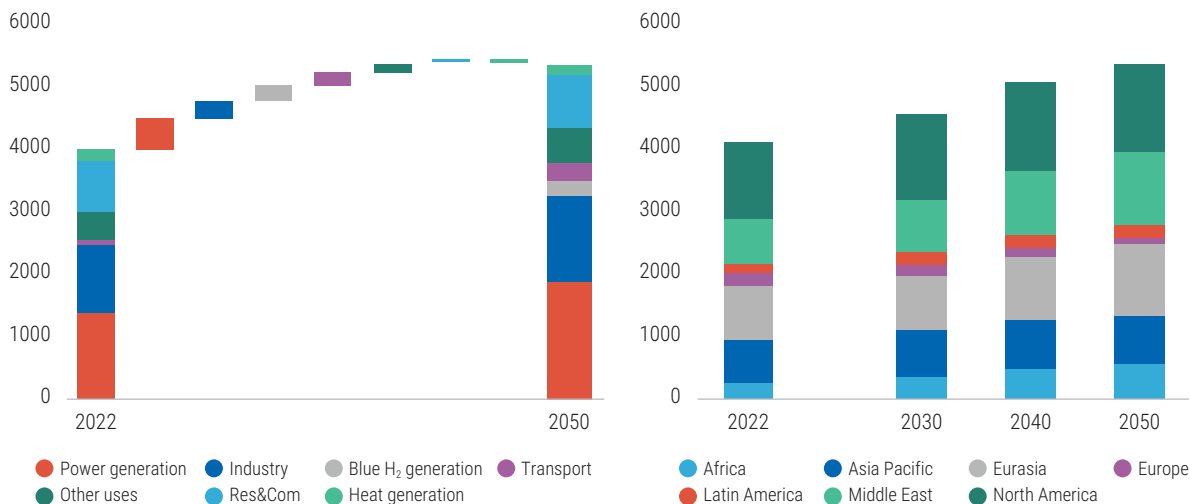
верной Америке. Количество людей в одной семье к 2050 году сократится с нынешних 3,5 человек до 3,2.

Рост глобальной экономики ФСЭГ оценивает в ближайшие два с половиной десятилетия в среднем по 2,6% в год. Таким образом, к 2050 году ее объем удвоится. Наибольший рост будет в странах АТР – 3,5% и Африки – 3,4%. В странах, не входящих в ОЭСР, объем экономики к 2040 году будет больше, чем в ОЭСР. Индекс Джини (Gini index, показатель, отражающий степень неравенства в распределении доходов внутри групп населения: 0 – полное равенство, 1 – полное неравенство, промежутки измеряются в процентах) составит в 2050 году 59% против 62% в 2022 году. Преодоление неравенства в доходах населения будет одним из главных вызовов для правительств всех стран.

До 2050 года добыча газа на шельфе будет расти на 1,6% в год, а на суше вдвое меньшими темпами – на 0,8%

В результате как роста самого населения, так и уровня его жизни, будет расти и спрос на первичную энергию. В 2050 году он составит 17925 млн тонн нефтяного эквивалента, т.е. на 20% больше, чем в 2022 году при ежегодном увеличении спроса в этом периоде по 0,6%. Половину роста обеспечат страны АТР, еще четверть Африка.

Рис. 2. Слева: чистый импорт (+) и чистый экспорт (–) по регионам в 2022–2050 годах, млрд м³.
Справа: необходимые затраты в upstream по регионам (традиционного и нетрадиционного газа, \$млрд)



Source: GECF Secretariat based on data from GGM 2023

Энергоэффективность будет расти по 2,5% каждый год в период с 2022 по 2050 год. Азиатский регион превзойдет среднемировые показатели и к 2050 году достигнет повышения энергоэффективности на 3,3%. Глобальные выбросы в атмосферу, связанные с энергетикой, в 2025 году вырастут на 18% и выйдут на пик, а затем будут снижаться и к 2050 году составят 32,1 гигатонн CO₂ в год против текущих 39,3 гигатонн. Этому поспособствует сокращение выбросов на транспорте и в электроэнергетике в частности, в рамках инициатив по вытеснению в ней угля газом. Доля ископаемых топлив в энергобалансе планеты снизится с 80% в 2022 году до 63% в 2050, а доля ВИЭ вырастет с 3% до 17% (см. рис. 1).

Никаких пиков. Потребление газа будет расти

Рост спроса на газ в рассматриваемом периоде ожидается на уровне 1% в год. В генерации газ и ВИЭ составят около 68% от общих поставок электроэнергии. Благодаря распространению установок по улавливанию и захоронению углерода (CCUS) именно энергетика внесет наибольший вклад в сокращение выбросов парниковых газов.

Спрос на водород утроится с примерно 100 млн тонн в год в 2022 году до почти 300 млн тонн в год к 2050 году. Страны АТР и Европа могут стать ведущими центрами спроса, на долю которых придется более 70% растущего рынка. По прогнозу, к 2050 году доля водорода, вырабатываемого из природного газа, составит

43% от общего объема его производства, при этом более 85% будет производиться из природного газа методом риформинга с утилизацией CO₂, т.е. это будет голубой водород.

Спрос на газ в мире вырастет с 4015 млрд кубометров в 2022 году до 5360 млрд в 2050, т.е. на 34%. ФСЭГ не ожидает газового пика в рассматриваемом периоде.

Спрос на первичную энергию в 2050 году вырастет на 20%

Газ, по мнению ФСЭГ, – это второй после ВИЭ фактор, позволяющий снизить выбросы в атмосферу. Если его использовать в паре с установками CCUS, то спрос на него будет и дальше расти. Кроме генерации, газ будет все больше использоваться на установках по производству голубого водорода, что ускорит декарбонизацию энергетического сектора и всей экономики в целом.

Спрос на газ в основном будет увеличиваться в электроэнергетике, прирост составит около 500 млрд кубометров, или 37% от общего увеличения его потребления. Рост объясняется ускоренной электрификацией транспорта и политикой, направленной на постепенное сокращение угольных мощностей. ВИЭ не мешают росту потребления газа, поскольку он будет играть все более важную роль в обеспечении гибкости солнечной и ветряной генерации и их резервную поддержку.

В период с 2022 по 2050 год спрос на газ в промышленном секторе увеличится еще на 275 млрд кубометров, или на 20%. Он сохранит свою значимость в качестве основного топлива для среднетемпературных и высокотемпературных промышленных процессов. Кроме того, вырастет его использование в качестве сырья, что обусловлено растущим спросом на продукты нефте- и газохимии и на удобрения, которые способствуют повышению продовольственной безопасности.

Среди других секторов экономики, в которых будет расти потребление газа, – производство водорода и перевод автомобилей и судов на СПГ. Рынок бункеровки сжиженным газом увеличится примерно на 220 млрд кубометров. В использовании газа на автотранспорте в виде КППГ и СПГ тоже ожидается рост, хоть и в меньшем объеме, чем на морском.

В региональном разрезе ожидается, что основной рост спроса на газ обеспечат быстрорастущие рынки стран АТР и богатые углеводородами страны Ближнего Востока и Африки. Только в АТР объем потребления газа увеличится почти на 700 млрд кубометров, что составит 52% от общемирового роста, при этом лидировать будут Китай и Индия. Ожидается, что региональная структура добычи газа претерпит значительные изменения: к 2050 году в мировой добыче газа доля Африки увеличится до 10%, Евразии – до 22%, Ближнего Востока тоже до 22%. В то же время доля Северной Америки сократится до 26% (см. рис. 2).

Удовлетворение спроса на газ потребует инвестиций в разведку и разработку новых месторождений, поскольку только 20% добычи в 2050 году будет приходиться на зрелые к тому году месторождения. Соответственно, будет расти добыча газа в море и в удаленных регионах, в частности в Арктике. Добыча газа на шельфе уже сейчас растет более быстрыми темпами, чем добыча на суше. В течение прогнозируемого периода добыча в море будет расти в среднем на 1,6% в год и достигнет 1,8 трлн кубометров в 2050 году. Производство газа на суше будет расти более скромными темпами – на 0,8% в год.

Добыча нетрадиционного газа (сланцевого и метана угольных пластов) сохранит тенденцию к росту и достигнет к концу рассматриваемого периода 1,4 трлн кубометров, или 27% мировой. Однако, несмотря на этот значительный рост, ожидается, что его общая доля в мировой добыче газа сократится на 1,3 процентных пункта. В то же время добыча из традиционных источников будет расти быстрее, чем из нетрадиционных, и достигнет 3,9 трлн кубометров в 2050 году.

К 2050 году на долю новых проектов традиционного и нетрадиционного газа будет приходиться 55% мировой добычи, что компенсирует ее падение на существующих месторождениях. Вместе с еще не найденными ресурсами (YTF, yet to find) эти источники должны обеспечить

Энергетики считают прибыль

Форум стран-экспортеров газа (ФСЭГ, Gas Exporting Countries Forum (GECF) – межправительственная организация, основанная как добровольный союз в 2001 году, в 2008 году получила юридический статус. Штаб-квартира находится в Дохе, Катар. По состоянию на 2024 год ФСЭГ состоит из 12 полноправных участников: Алжир, Боливия, Венесуэла, Египет, Иран, Нигерия, Катар, Ливия, ОАЭ, Россия, Тринидад и Тобаго и Экваториальная Гвинея. Еще восемь стран имеют статус наблюдателей.

У ФСЭГ, в отличие от ОПЕК, нет цели регулировать рынок при помощи квот, Форум – это площадка для обмена мнениями его участников и информирования всех заинтересованных сторон о состоянии газовой отрасли и ценовых тенденциях. Для этого ФСЭГ с 2016 года выпускает прогнозы по рынку газа, они находятся в открытом доступе на сайте организации GECF.ORG

Документы ФСЭГ в 2016-18 годах охватывали перспективу до 2040 года, с 2019 года – до 2050 года.

80% мирового производства газа к середине столетия. Новые проекты появятся на Ближнем Востоке, в Африке и по всей Евразии, возможно, и в обеих Америках.

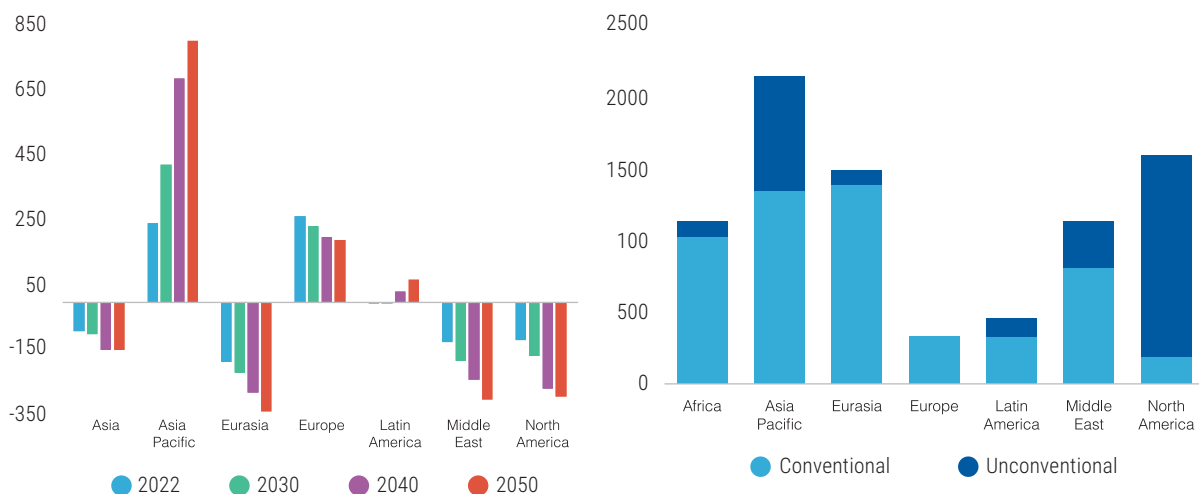
СПГ – главный товар на газовом рынке

Сжиженный газ будет преобладать в газовой торговле. Ожидается, что к 2026 году объем СПГ превысит объем поставок по трубопроводам, а к 2050 году увеличится более чем вдвое и достигнет 805 млн тонн (1110 млрд кубометров), что составит 64% от общего объема торговли газом. Основным центром потребления СПГ останется Юго-Восточная Азия. В текущем десятилетии основные объемы сжиженного газа продолжит потреблять Китай, но после 2030 года он может уступить роль лидера Индии.

США к 2050 году увеличат мощности по сжижению газа до 240 млн тонн в год и станут экспортером СПГ №1 в мире, а Ближний Восток нарастит производство до 130 млн и займет второе место

Доля СПГ в газовом импорте ЕС вырастет с 24% в 2022 году до 46% к 2030 году. ЕС намерен расширять мощности по приему газа, в частности, использовать плавучие установки регазификации (FSRU). Однако по регазификации лидером останется азиатский регион,

Рис. 3. Слева: спрос на газ в 2022-2050 годах по секторам экономики, млрд м³. Справа: производство газа по регионам в 2022-2050 годах, млрд м³



Source: GECF Secretariat based on data from GGM 2023

к 2050 году мощности удвоятся и составят 580 млн тонн в год. Мировые мощности по сжижению газа превысят 1000 млн тонн в 2050 году по сравнению с 476 млн тонн в 2022 году, при этом уровень их использования составит около 80% на протяжении всего прогнозируемого периода.

Глобальный спрос на газ к 2050 году увеличится на 34%, до 5 трлн 360 млрд кубометров

Россия по-прежнему останется доминирующей в экспорте из Евразийского региона, благодаря проектам по строительству трубопроводов, таким как Дальневосточный (Сахалин–Хабаровск–Владивосток с ответвлением в Китай) мощностью 5,5 млрд кубометров в год с ростом до 10 млрд и возможный проект «Сила Сибири-2» мощностью 50 млрд кубометров в год. По нему планируется поставлять в Китай газ с крупнейших месторождений Ямала. Также Россия имеет потенциал по экспорту СПГ, но с этим связаны неопределенности в связи с санкциями. У Туркменистана тоже большой потенциал экспорта в Китай. С расширением ветки D он может увеличить трубопроводные поставки на 30 млрд кубометров. Ближний Восток способен показать рост поставок СПГ до 130 млн кубометров в год, главным образом за счет расширения мощностей в Катар.

В Латинской Америке СПГ останется главным энергетическим товаром, который поддержит развитие ВИЭ

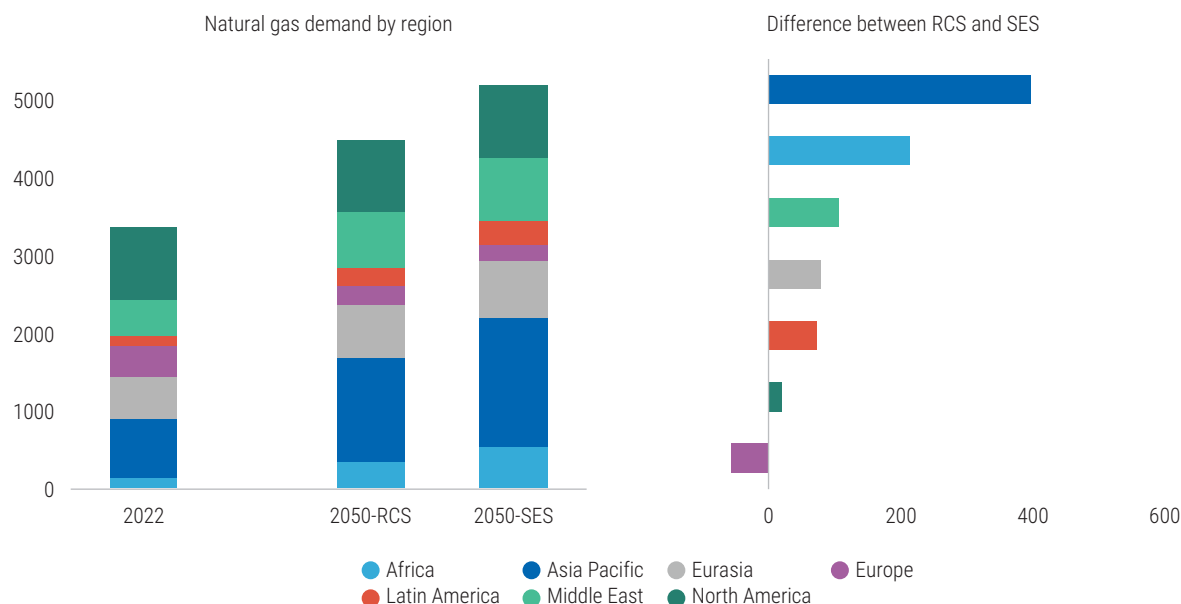
и гидроэнергетики, а также программы по замещению нефти, нефтепродуктов и биомассы газом.

В Африке к 2050 году на долю СПГ будет приходиться 70% экспорта газа, а с начала 2030-х годов Мозамбик станет крупнейшим игроком на этом рынке на континенте. Северная Америка готова к дальнейшему росту экспорта СПГ, если его не будут сдерживать политики. Вероятно, в ближайшие годы заработают проекты в Канаде, возможно, и в Мексике, а США укрепят свои позиции в качестве ведущего мирового экспортера сжиженного газа в период с 2023 по 2050 год, достигнув рекордной мощности по сжижению в 240 млн тонн в год.

Совокупные глобальные инвестиции в ТЭК, необходимые в период до 2050 года, составят \$8,9 трлн, при этом наибольшая доля будет приходиться на добычу углеводородов. Недавний энергетический кризис, вызванный сначала коронавирусом, а затем конфликтом России с Украиной, побудил к глобальному пересмотру энергетической безопасности. Это привело к значительному увеличению инвестиций в добычу нефти и газа – на 22% по итогам постпандемийного 2022 года (см. рис. 3). Как говорится в поговорках большинства языков мира, нет худа без добра, не было бы проблем – не было бы и инвестиций. Это знаменует собой кардинальный сдвиг после почти десятилетия, характеризовавшегося хроническим недофинансированием ТЭК.

В связи с энергетическим кризисом 2000-22 годов нефтегазовая отрасль претерпела существенные структурные изменения. Это выразилось в повышенной ценовой эластичности спроса и предложения, а также сдвига в сторону устойчивости производителей к низким ценам. Правда, это касается поставок на коротких циклах. Эта тенденция, за-

Рис. 4. Сверху: спрос на газ по сценариям SES и RCS (млрд кубометров) Снизу: различие SES и RCS по регионам



родившаяся еще до COVID-19, продолжает определять реакцию отрасли на меняющиеся рыночные условия. Инвестиции в upstream в секторе традиционного газа к 2050 году суммарно составят \$5,3 трлн, а нетрадиционного – 2,8 трлн. Инвестиции в midstream к этому сроку составят 740 млрд, в том числе на сжижение газа будет направлено примерно 438 млрд. Страны ATP потратят на создание газовой инфраструктуры (терминалы, трубопроводы, хранилища) 203 млрд или 28% от общих инвестиций в midstream.

Климатические поправки

ФСЭГ рассматривает два возможных варианта развития газовой отрасли в контексте ее влияния на климат. Сценарий устойчивой энергетики (Sustainable Energy Scenario, SES) – это реалистичный энергетический вариант, который предполагает, что к 2050 году доход населения во всех странах превысит уровень среднего в 2022 году, обеспечивая при этом существенное сокращение выбросов парниковых газов в энергетическом секторе. Глобальный спрос на первичную энергию увеличится на 23% в период с 2022 по 2050 год и в итоге достигнет 18478 млн тонн нефтяного эквивалента, превысив оценки базового сценария (Reference Case Scenario, RCS) на 555 млн тонн к 2050 году.

В рамках SES природный газ будет играть решающую роль, превосходя по значению как нефть, так и уголь. К 2050 году его доля в мировом энергетическом балансе составит 29%. В странах ATP при реализации сценария

SES потребление газа будет на 405 млрд кубометров больше, чем по сценарию RCS (см. рис. 4). Азиатско-Тихоокеанский регион становится основным фактором роста спроса на газ. Этому способствует замещение им угля для производства электроэнергии.

СПГ к 2050 году будет доминировать на глобальном газовом рынке с долей 64%

Количество голубого водорода, получаемого из газа, увеличится с незначительного в 2022 году до 147,5 млн тонн в год к 2050 году, т.е. по SES превысит прогнозы RCS примерно на 90 млн тонн в год.

По SES выбросы парниковых газов, связанные с энергетикой, сократятся до 22,6 гигатонн в эквиваленте CO₂ к 2050 году. Эта цифра сильно отличается от сценария RCS. SES предполагает снижение выбросов к 2050 году на 42% от уровня 2022 года, в то время как при RCS будет более скромное снижение – на 18%. Ускоренное внедрение технологий CCUS – главный фактор снижения выбросов в сценарии SES.

При любом сценарии снижение потребления газа не предполагается. Газовый пик, по мнению ФСЭГ, – это фикция. По крайней мере, до 2050 года газ заменить просто будет нечем. 



РОЛЬ НЕФТИ И ГАЗА В ТРАНСФОРМАЦИИ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

ВАЛЕРИЙ БЕССЕЛЬ

К.т.н., доцент, профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; исполнительный вице-президент ООО «НьюТек Сервисез»

АЛЕКСЕЙ ЛОПАТИН

Д.т.н., профессор, заведующий кафедрой термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ВИКТОР МАРТЫНОВ

Академик РАО, д.э.н., профессор, ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

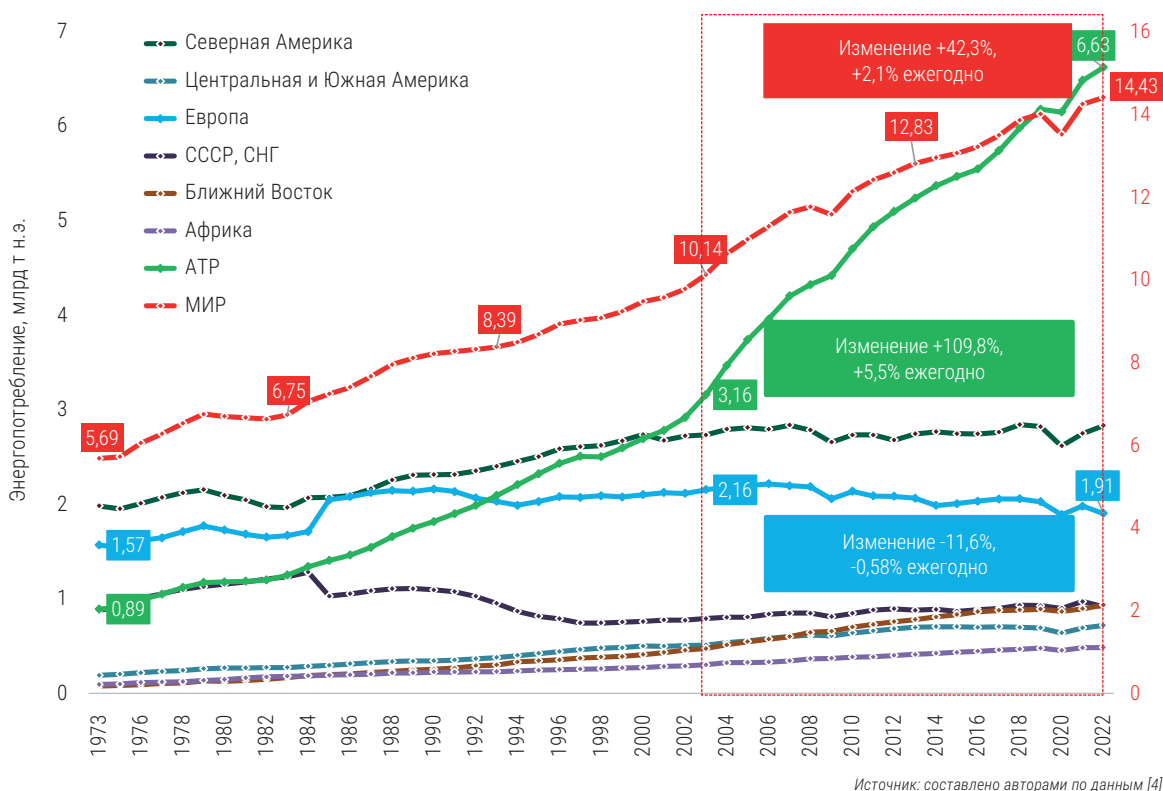
РЕНАТА МИНГАЛЕЕВА

Старший преподаватель кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В единицу производимой энергии из возобновляемых источников по сравнению с тепловой энергетикой вкладываются значительные инвестиции. Но ВИЭ не смогут в ближайшие десятилетия удовлетворить потребности энергетики в мире. Поэтому газ, нефть и уголь останутся основными источниками энергии в среднесрочной перспективе.

Как должна проходить трансформация глобальной энергетики?

Рис. 1. Динамика энергопотребления в мире и по регионам в период 1973-2022 гг., млрд т н.э.



Современные тенденции развития мировой энергетики

Рост производства и потребления энергии, с одной стороны, является ключевым условием и индикатором экономического развития, а с другой, не может не вызывать беспокойства в силу роста нагрузки на окружающую среду, рисков дефицита энергетических ресурсов и наблюдающегося уже в настоящее время дефицита энергии во многих регионах мира, что существенно тормозит их развитие и создает множество серьезных проблем. Обеспокоенность вызывает также и то, что многие эксперты муссируют проблему скорого отказа от органического топлива, углеводородного сырья и перехода к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), прежде всего энергии солнца и ветра [1-3].

Подробный анализ ретроспективных данных о глобальном потреблении энергии показывает поспешность и необоснованность такого рода утверждений. На рис. 1 показана динамика потребления энергии в период с 1973 по 2022 гг. в мире в целом и по регионам.

Как следует из диаграммы, за последние 50 лет потребление энергии в мире выросло в ~2,54 раза, с 5,69 млрд т н.э. в 1973 году до 14,43 млрд т н.э. в 2022 году. Основной причиной столь существенного роста мирового

энергопотребления явился опережающий рост потребления энергии в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), где рост составил ~7,45 раза, с 0,89 млрд т н.э. в 1973 году до 6,63 млрд т н.э. в 2022 году.

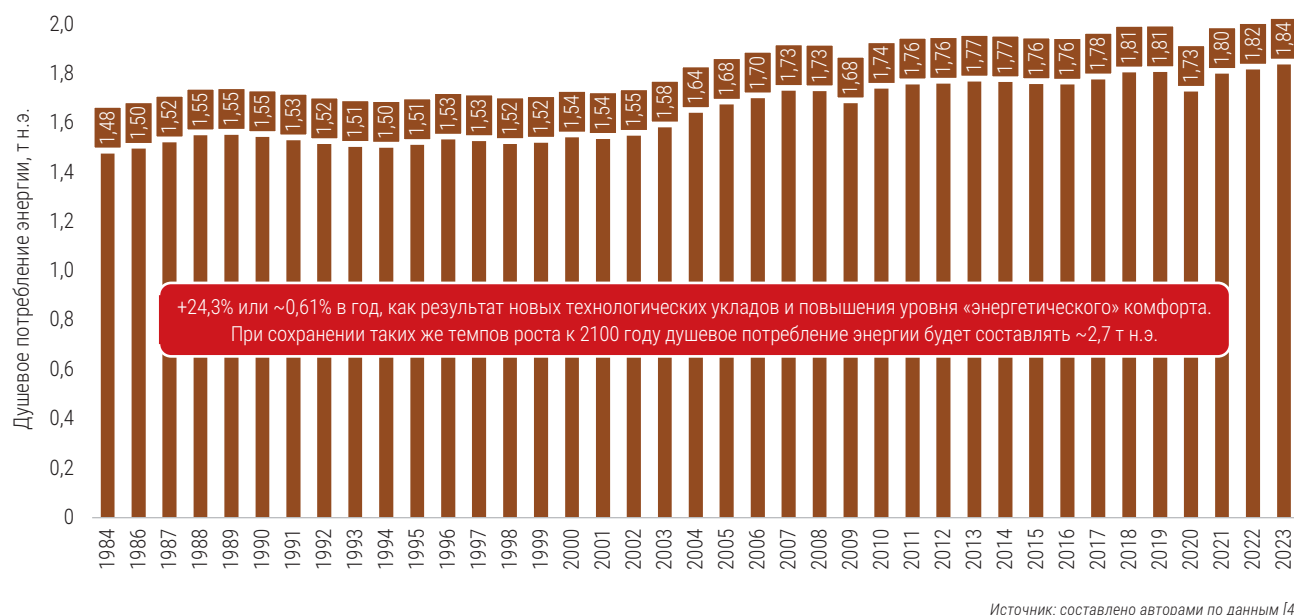
Если проанализировать рост потребления энергии за последние 20 лет, в период 2003-2022 гг., то глобальное потребление выросло на 42,3%. Ежегодный рост составил ~2,1%, что в абсолютных цифрах прироста потребления означает ~300 млн т н.э. — такое огромное количество энергии требуется на энергетическом рынке дополнительно каждый год.

В тот же период ежегодный рост потребления энергии в странах АТР составил ~5,5%, а в странах Европы ежегодное снижение потребления энергии составило ~0,6% [4]. Именно эти объективные тенденции в основном явились причиной разворота экспортных потоков углеводородов из России с Запада на Восток [5-8].

Столь существенный рост потребления энергии объясняется двумя факторами — ростом потребления энергии на душу населения и ростом численности населения Земли. Динамика роста душевого потребления энергии за последние 40 лет, в период с 1984 по 2023 гг., показана на рис. 2.

За анализируемые 40 лет душевое потребление энергии выросло на 24,3% (с 1,48 до 1,84 т н.э.), или ~0,6%

Рис. 2. Динамика душевого потребления энергии в период 1984 по 2023 гг., т н.э.



ежегодно, причем устойчивый рост душевого потребления энергии связан прежде всего (за исключением 2009 года – глобального экономического кризиса и 2020 года – массовой эпидемии COVID):

- с формированием новых технологических укладов и особенно глобальными процессами цифровизации экономики;

Рис. 3. Динамика численности населения Земли с 1804 г., млрд чел.

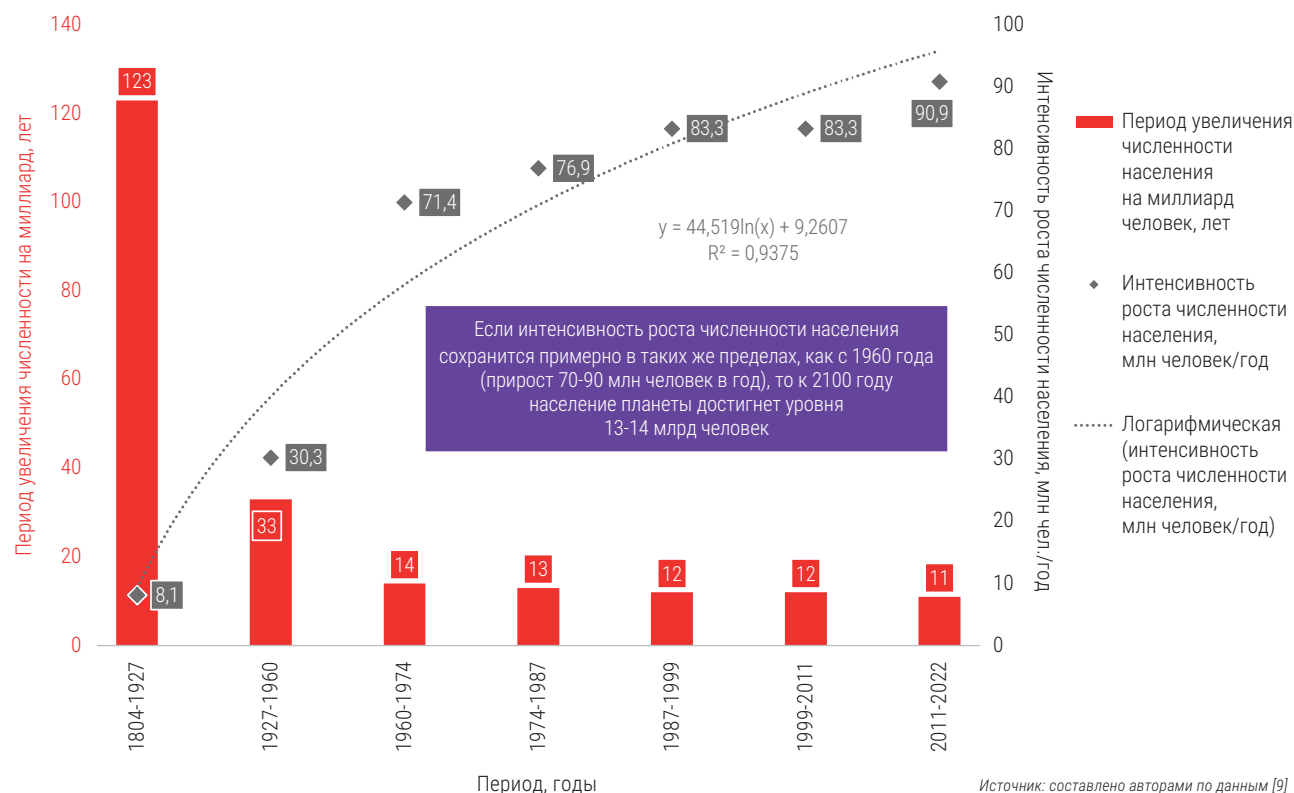
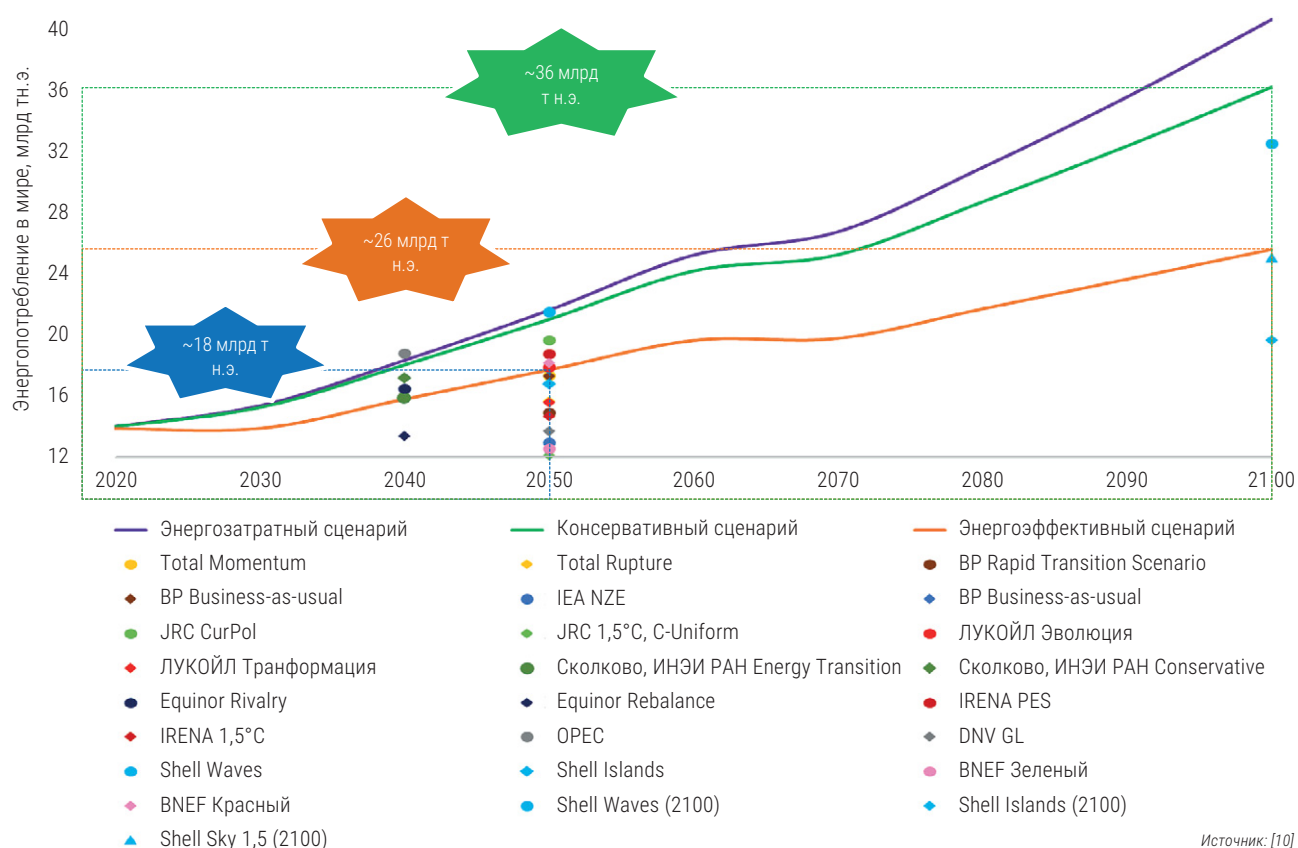


Рис. 4. Прогноз глобального энергопотребления до 2100 г., млрд т н.э.



- с ростом уровня энергетического комфорта, столь удобного нам, но требующего постоянного роста потребления энергии.

Динамика изменения численности населения Земли приведена на рис. 3.

Красными столбцами на графике указано количество лет для прироста численности населения на 1 млрд человек, а синими маркерами показана среднегодовая интенсивность прироста численности населения (млн человек в год), аппроксимация которых кривой логарифмической регрессии:

$$y = 44,52 \ln(x) + 9,26 \quad (1)$$

дает отличный результат с точки зрения коэффициента достоверности ($R^2 \sim 0,9375$).

И если рост численности населения продолжится такими же темпами, как с 1960 года – 70-90 млн человек в год, то можно оценить, что к 2100 году численность населения Земли достигнет 12-14 млрд человек [9].

На основании данных по росту душевого потребления и росту численности населения Земли был сделан прогноз глобального потребления энергии до 2100 года, результаты которого показаны на рис. 4.

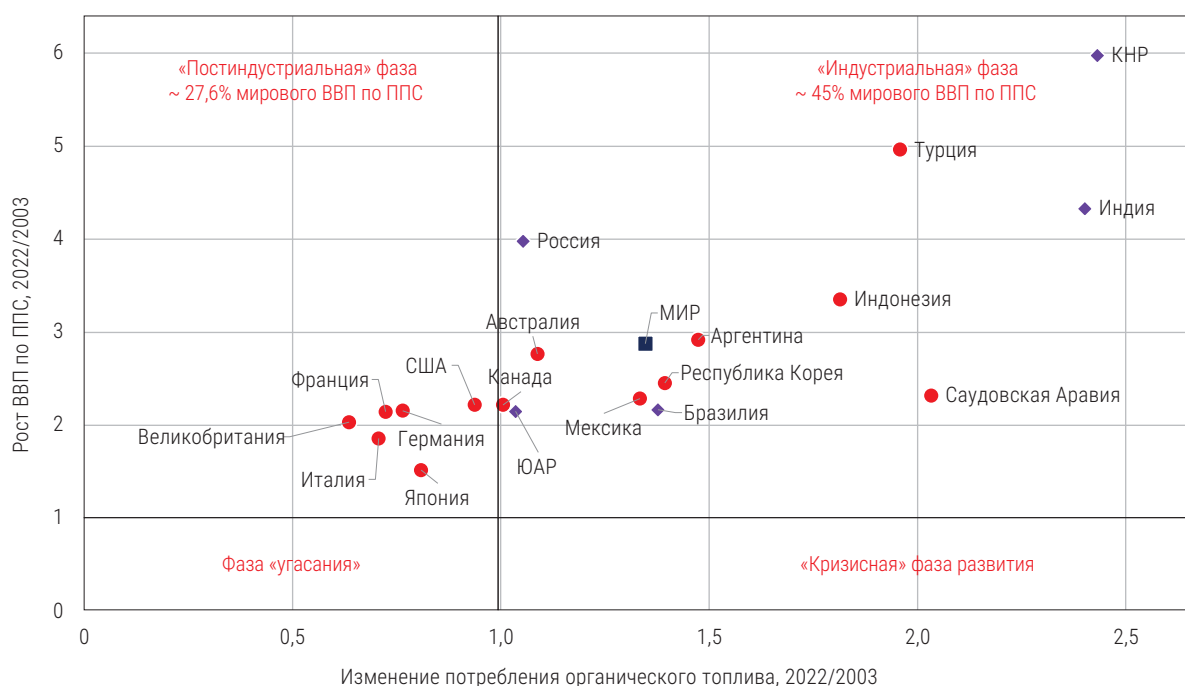
Прогнозные оценки энергопотребления до 2100 года были сделаны по трем возможным сценариям развития глобальной энергетики [10]:

- энергозатратный сценарий, предполагающий, что никаких существенных инфраструктурных изменений в глобальной энергетике не будет;
- консервативный сценарий, предполагающий, что до 15÷20% энергетической инфраструктуры будет модернизировано до современного уровня;
- энергоэффективный сценарий, который предполагает, что до 50% глобальной энергетической инфраструктуры будет модернизировано до современных требований.

Для оценки адекватности полученных прогнозных значений было проведено сравнение с подобными результатами ведущих энергетических компаний и аналитических агентств, которые также указаны на диаграмме рис. 4.

Несмотря на то, что на полученные энергетическими majors оценки колоссальное давление оказывала так называемая зеленая повестка, прогнозы энергопотребления, особенно в 2040-2050 гг., соответствуют энергоэффективному сценарию и достаточно близко подходят к оценкам, сделанным по консервативному сценарию,

Рис. 5. Зависимость темпов роста ВВП по ППС и темпов изменения энергопотребления в мире и в странах G-20 в период 2003-2022 гг.



Источник: составлено авторами по данным [4, 11]

который, как показывает практика жизни, скорее всего и будет реализован на практике [10].

Таким образом, мы можем с достаточной степенью достоверности оценить, что если будет реализован энергоэффективный сценарий (что маловероятно), глобальное энергопотребление к 2050 году вырастет до 16-18 млрд т н.э., а к 2100 году – до 24-26 млрд т н.э. (то есть фактически удвоится к существующему уровню); а при «консервативном сценарии (вероятность реализации которого наибольшая) к 2050 году энергопотребление вырастет до 20-22 млрд т н.э., к 2100 году – до 34-36 млрд т н.э., то есть почти утроится к существующему уровню.

Увеличение глобального энергопотребления в 2-3 раза за оставшиеся до 2100 года 76 лет абсолютно реально с учетом ретроспективного опыта увеличения энергопотребления в ~2,54 раза за прошедшие 50 лет [4]. Это является следствием того, что большинство стран G-20 находятся в так называемой индустриальной фазе своего развития, связанной, прежде всего, с существенным ростом энергопотребления для развития экономики [2], что показано на диаграмме рис. 5, демонстрирующей зависимость роста ВВП по ППС от темпов изменения энергопотребления стран G-20 в период 2003-2022 гг.

Если условно разделить диаграмму на 4 части, то:

- если потребление энергии растет, а ВВП падает, то это кризисная фаза развития – в этой зоне нет стран G-20;
- если потребление энергии и экономика страны растут, то это индустриальная фаза развития – в этой зо-

не находятся как мировая экономика, так и 13 из наиболее быстрорастущих экономик стран G-20, на долю которых приходится ~45% мировой экономики;

- если экономика страны растет, но потребление энергии снижается, то это постиндустриальная фаза развития – в этой зоне находятся шесть стран из G-20 – США, Франция, Германия, Великобритания, Италия и Япония, на долю которых приходится ~27,6% мировой экономики, но это страны с самыми низкими темпами экономического роста из стран G-20 за анализируемый период;
- если и экономика, и потребление энергии снижаются, то это фаза вымирания, в этой зоне нет стран G-20.

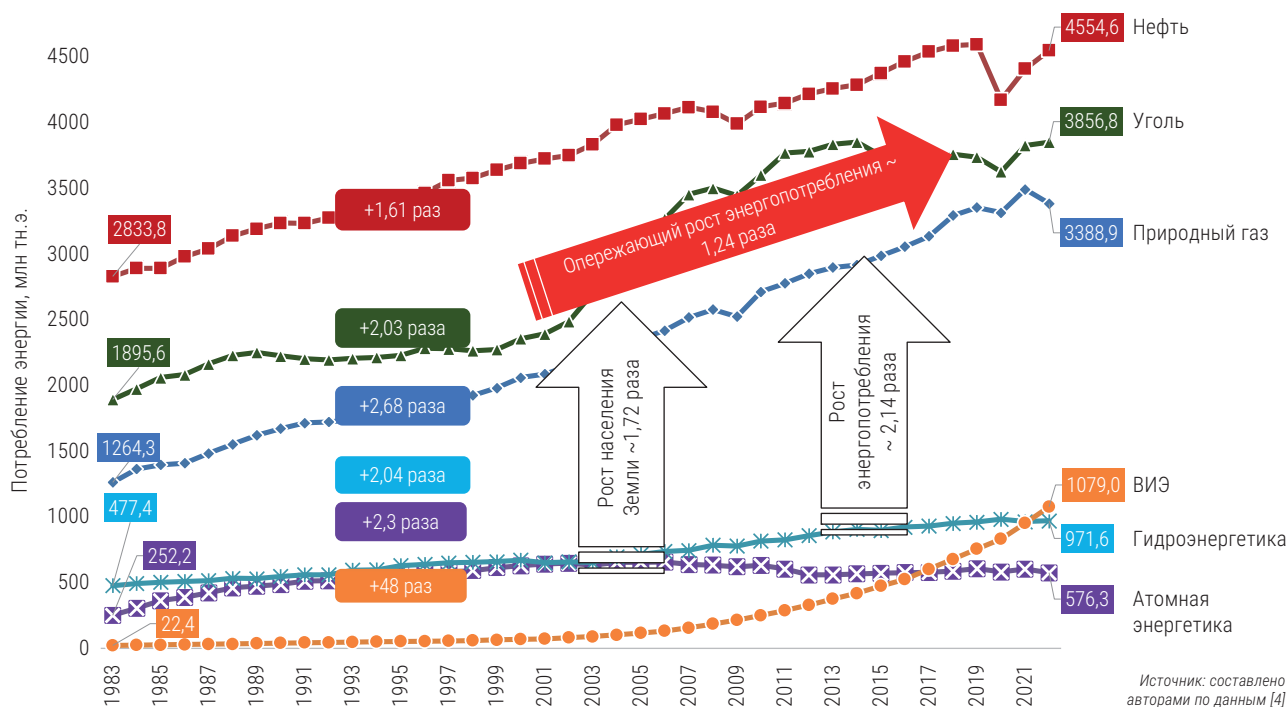
Таким образом, можно сделать очевидный вывод о том, что в настоящее время развитие как глобальной экономики, так и экономик большинства стран G-20 в первую очередь связано с увеличением потребления энергии [2].

Динамика потребления энергии из различных источников в мире в период 1983-2022 гг. показана на рис. 6.

За анализируемый период потребление всех видов топлива и энергии постоянно растет – рост потребления нефти составил ~1,61 раза; угля ~2,03 раза; природного газа ~2,68 раза; гидроэнергетики ~2,04 раза; атомной энергетики ~2,3 раза; ВИЭ ~48 раз [4].

Обращает на себя внимание тот факт, что, если за рассматриваемый период потребление энергии выросло в ~2,14 раза [4], рост численности населения Земли составил только ~1,72 раза [9], то есть рост энергопотребления

Рис. 6. Динамика потребления энергии в мире в период с 1983 по 2022 гг., млн т н.э.



опережает рост численности населения Земли в ~1,24 раза, что еще раз подтверждает устойчивую тенденцию повышения уровня энергетического комфорта за счет изменения технологических укладов.

Анализ качества потребляемой энергии можно сделать на основании динамики баланса энергопотребления за тот же период в глобальном балансе энергопотребления, что показано на рис. 7.

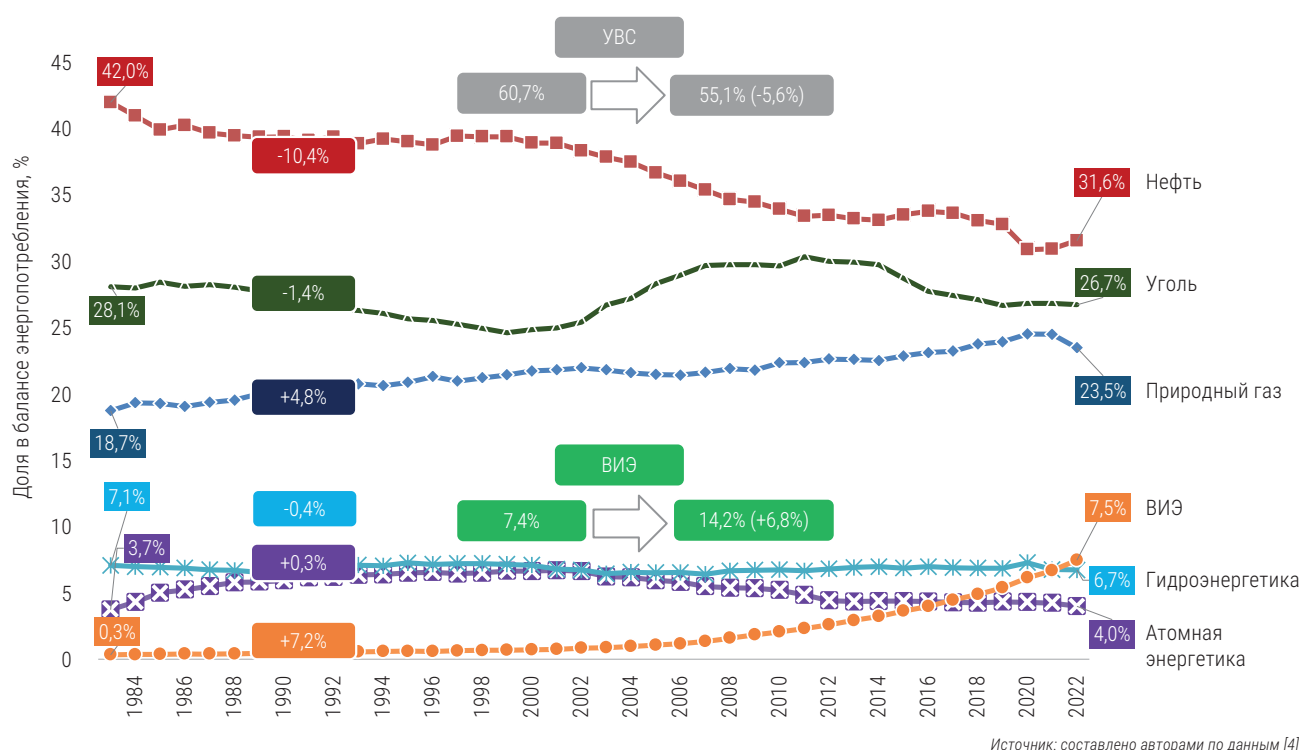
Анализ динамики структуры баланса энергопотребления позволяет выявить весьма важные тенденции развития мировой энергетики:

- доля производства нефти постоянно падает и за последние 40 лет снизилась на 10,4% – с 42% в 1983 году до 31,6% в 2022 году – прежде всего это связано с постоянным снижением потребления нефти в системах централизованной генерации электроэнергии, в основном нефть используется как сырье для получения горюче-смазочных материалов и продуктов нефтехимии [3];
- доля потребления угля отличалась наибольшей волатильностью – в начале 2000-х гг., когда опережающий рост цен на нефть сделал ее ресурсом дорогим и вследствие этого малодоступным для многих стран и отраслей экономики, доля потребления угля устойчиво росла, а после существенного снижения цен на нефть в 2011 году, и, соответственно, с увеличением доли ее потребления, а также опережающим ростом потребления природного газа и ВИЭ, доля потре-

ния угля снова начала падать. Можно с уверенностью утверждать, что уголь является компенсирующим видом органического топлива в силу того, что его можно долгое время хранить в отвалах на поверхности, и если есть дефицит энергии – им пользоваться, если профицит – продолжать добычу, так как остановка добычи связана с огромными трудностями; тем не менее, за прошедшие 40 лет доля потребления угля в мире снизилась незначительно – с 28,1% в 1983 году до 26,7% в 2022 году;

- доля потребления природного газа увеличилась среди всех видов органического топлива на 4,8% – с 18,7% в 1983 году до 23,5% в 2022 году – связано это, прежде всего, с тем, что природный газ – энергетически самое эффективное, а экологически – самое чистое органическое топливо [3, 12]. С 2020 года в связи с беспрецедентными санкционными ограничениями, наложенными на традиционно сложившуюся десятилетиями систему поставок российского газа на рынки стран Европы, доля природного газа несколько снизилась, но эта тенденция будет носить краткосрочный характер, так как на газовом рынке без России свободного газа в достаточном количестве нет [4], тем более, что для потребления газа необходима сложная и разветвленная инфраструктура низконапорного газа, создание которой – дело дорогостоящее, материалоемкое и требующее больших временных затрат. По мере развития такой инфраструктуры в том или ином

Рис. 7. Динамика структуры баланса энергопотребления в период 1983-2022 гг., %



регионе мира газ становится основным, если не главным видом топлива, так как огромные капитальные вложения в развитие инфраструктуры требуются окупать. Это является своего рода гарантией тенденции долгосрочного и устойчивого роста доли потребления природного газа в мировом балансе энергопотребления;

- доля гидроэнергетики снизилась незначительно – с 7,1% в 1983 году до 6,7% в 2022 году, что связано, прежде всего, с ограниченностью ресурса воды в реках, огромной капиталоемкостью этого вида энергетического ресурса и тем, что зачастую основные центры энергопотребления находятся на большом удалении от мощных гидросистем, это требует протяженных высоковольтных сетей для транспортировки электрической энергии на большие расстояния, что сопряжено с большими потерями энергии;
- доля атомной энергетики выросла незначительно – с 3,7% в 1983 году до 4% в 2022 году – в настоящее время ожидать роста доли атомной энергетики весьма проблематично, так как это связано, прежде всего, с ограниченностью запасов изотопа U^{235} , используемого в качестве ядерного топлива, в запасах урановых руд в мире, а так же с политическими факторами (такими, как отказ правительств некоторых стран, в частности Германии, от программ атомной энергетики) и геолого-технологическими факторами (авария на АЭС «Фуку-

сима» в Японии, построенной в регионе с повышенной тектонической активностью, перепугала многих);

- доля энергии, вырабатываемой из возобновляемых источников, прежде всего солнца и ветра, росла наиболее быстрыми темпами среди всех видов используемого топлива и энергии – с 0,3% в 1983 году до 7,5% в 2022 году, что связано с огромным техническим потенциалом и доступностью ВИЭ [13] и опережающим уровнем инвестиций в развитие возобновляемой энергетики [2].

Таким образом, можно констатировать факт, что за последние 40 лет доля углеводородов незначительно снизилась – с 60,7% в 1983 году до 55,1% в 2022 году, а доля ВИЭ (гидроэнергетика, энергия солнца и ветра) выросла – с 7,4% в 1983 году до 14,2% в 2022 году, из чего можно сделать вывод о том, что основным трендом трансформации глобальной энергетики является вовлечение в баланс энергопотребления все больших объемов энергии, вырабатываемых ВИЭ [14].

Роль углеводородного сырья в трансформации глобальной энергетики на современном этапе

Одной из основных причин тенденции снижения доли как органического топлива, так и углеводородов в балансе глобального энергопотребления является то, что несмотря

на научную обоснованность того, что углеводороды являются возобновляемым видом топлива [15], интенсивность их отбора на многие порядки превышает интенсивность возобновления [16], а технические и технологические трудности в настоящий момент делают эксплуатацию глубинных залежей невозможной [17]. Реальные доказанные запасы органического топлива, вероятность извлечения которых на поверхность не менее 90% (по категории подсчета запасов SPE-PRMS [4]), показаны на рис. 8.

На настоящий момент времени запасы органического топлива составляют ~1053 млрд т н.э., углеводородного сырья ~406 млрд т н.э., причем сюда уже включены ~68 млрд т нетрадиционной нефти: битумов битуминоз-

ных песков провинции Альберта (Канада) и высоковязкой тяжелой нефти пояса реки Ориноко (Венесуэла) [4]. Тем не менее, при существующем уровне добычи запасов углеводородов хватит только на 51 год, а запасов органического топлива на 88 лет. Что касается России, эти показатели значительно оптимистичнее – запасов углеводородов нам хватит на 90 лет, а запасов органического топлива – на 213 лет [4]. Тем не менее по меркам истории – это крайне ограниченный период, в течение которого мы можем рассчитывать на промышленное использование органики и углеводородов.

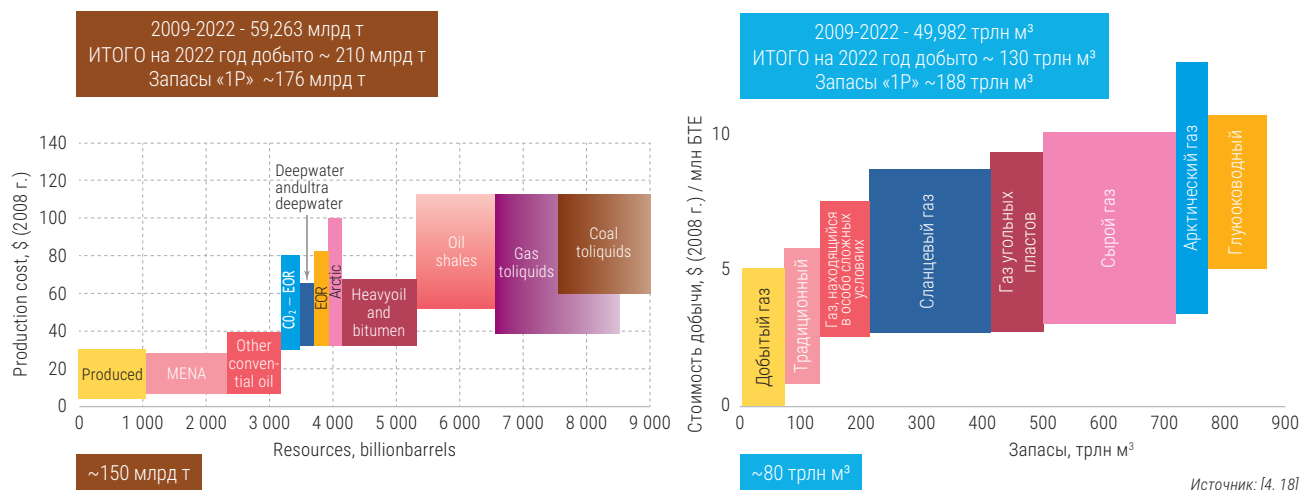
Можно попробовать оценить возможности промышленного использования нефти и газа, опираясь на

Рис. 8. Доказанные извлекаемые запасы органического топлива по состоянию на 2022 г., млрд т н.э.

Страна	ВСЕГО извлекаемые запасы, млрд т н.э.						Население, млн чел.	Удельные запасы, т н.э./чел.		Душевое потребление, т н.э./чел.		R-P-R, лет	
	Нефть	Газ	Суббитуминозный уголь и лигниты	Битуминозный уголь и антрацит	УВС	Органическое топливо		УВС	Органика	УВС	Органика	УВС	Органика
Канада	27,1	2,0	0,7	3,0	29,1	32,8	38	765,4	864,3	5,4	5,7	141	152
США	8,2	10,9	10,0	151,6	19,1	180,7	339	56,2	533,1	4,8	5,5	12	97
Италия	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	59	2,0	2,0	2,0	2,1	1	1
Великобритания	0,3	0,2	0,0	0,0	0,5	0,5	67	7,4	7,6	1,9	2,0	4	4
Германия	0,0	0,0	12,0	0,0	0,0	12,0	84	0,2	143,1	2,0	2,7	0	54
Франция	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	65	0,0	0,0	1,6	1,7	0	0
Япония	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	126	0,0	0,0	1,9	2,9	0	0
G-7	35,7	13,1	22,8	154,7	48,8	226,2	778	62,7	290,8	3,3	3,9	19	75
Бразилия	1,7	0,3	1,7	1,1	2,0	4,8	219	9,3	21,9	0,7	0,7	14	30
Россия	14,8	32,2	30,2	49,7	46,9	126,8	146	321,4	868,8	3,6	4,1	90	213
Индия	0,6	1,1	1,7	73,4	1,7	76,8	1 439	1,2	53,4	0,2	0,5	6	100
КНР	3,5	7,2	2,7	93,6	10,8	107,0	1 464	7,4	73,1	0,7	2,1	11	34
ЮАР	0,0	0,0	0,0	6,9	0,0	6,9	60	0,0	114,2	0,5	1,8	0	63
BRICS старый	20,6	40,8	36,3	224,6	61,5	322,4	3 328	18,5	96,9	0,6	1,4	31	68
Египет	0,4	1,8	0,0	0,0	2,3	2,3	110	20,5	20,5	0,8	0,8	25	25
Иран	21,7	27,6	0,0	0,0	49,3	49,3	87	566,4	566,4	3,3	3,3	173	172
Саудовская Аравия	40,9	5,2	0,0	0,0	46,0	46,0	36	1 279,0	1 279,0	7,6	7,6	168	168
ОАЭ	13,0	5,1	0,0	0,0	18,1	18,1	10	1 808,2	1 808,2	11,2	11,5	161	158
Эфиопия	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0
BRICS новый	75,9	39,7	0,0	0,0	115,7	115,7	343	337,2	337,2	2,2	2,2	152	151
BRICS	96,6	80,5	36,3	224,6	177,1	438,0	3 671	48,2	119,3	0,7	1,5	65	80
МИР	244,4	161,7	107,2	522,0	406,1	1 035,3	8 121	50,0	127,5	1,0	1,5	51	88

Источник: составлено авторами по данным [4]

Рис. 9. Оценка добытых нефти и газа на 2022 г., млрд т н.э.



несколько иной подход, основанный на информации по добытым углеводородам, опубликованной Международным энергетическим агентством в 2009 году [18], наглядно показанный на рис. 9.

На 2008 год в мире было добыто традиционной нефти ~1100 млрд баррелей [18], что при существующей системе перевода [4] составляет ~150 млрд т. В период с 2009 по 2022 гг. было произведено еще ~60 млрд т нефти [4], таким образом мы можем оценить количество произведенной на 2022 год нефти ~210 млрд т, в то время как заявленные на 2022 год извлекаемые запасы составляют 244,4 млрд т, а традиционной нефти, добычей которой мы и занимались, только ~176 млрд т [4]. Таким образом, мы можем констатировать факт, что оставшиеся запасы традиционной нефти составляют только ~80% от уже добытой нефти, то есть пик ее добычи пройден, причем интенсивность добычи только растет [4], что следует из графика на рис. 6.

На 2008 год в мире было добыто ~80 трлн м³ традиционного природного газа [18], в период с 2009 по 2022 гг. было добыто еще ~50 трлн м³ газа [4], таким образом, мы можем оценить количество добытого традиционного газа на 2022 год ~130 трлн м³, в то время как заявленные на 2022 год извлекаемые запасы составляют ~188 трлн м³ [4]. Таким образом, мы можем констатировать факт, что пик добычи газа еще не пройден, но мы подошли к нему очень близко, а интенсивность добычи газа постоянно растет [4], что следует из рис. 6.

Другой причиной является низкая эффективность тепловой энергетики [19] из-за многих контуров преобразования энергии, в каждом из которых существенны энергетические потери. А в случае многоконтурных энергетических систем совокупный коэффициент полезного действия носит мультипликативный эффект. В итоге до потребителя доходит только ~14-24% первоначально за-

траченной энергии, то есть в лучшем случае при сжигании органического топлива в полезную работу преобразуется только каждый 4-5-й кг, все остальное уходит в невосполнимые потери.

Зеленая энергетика в мировом балансе производства энергии

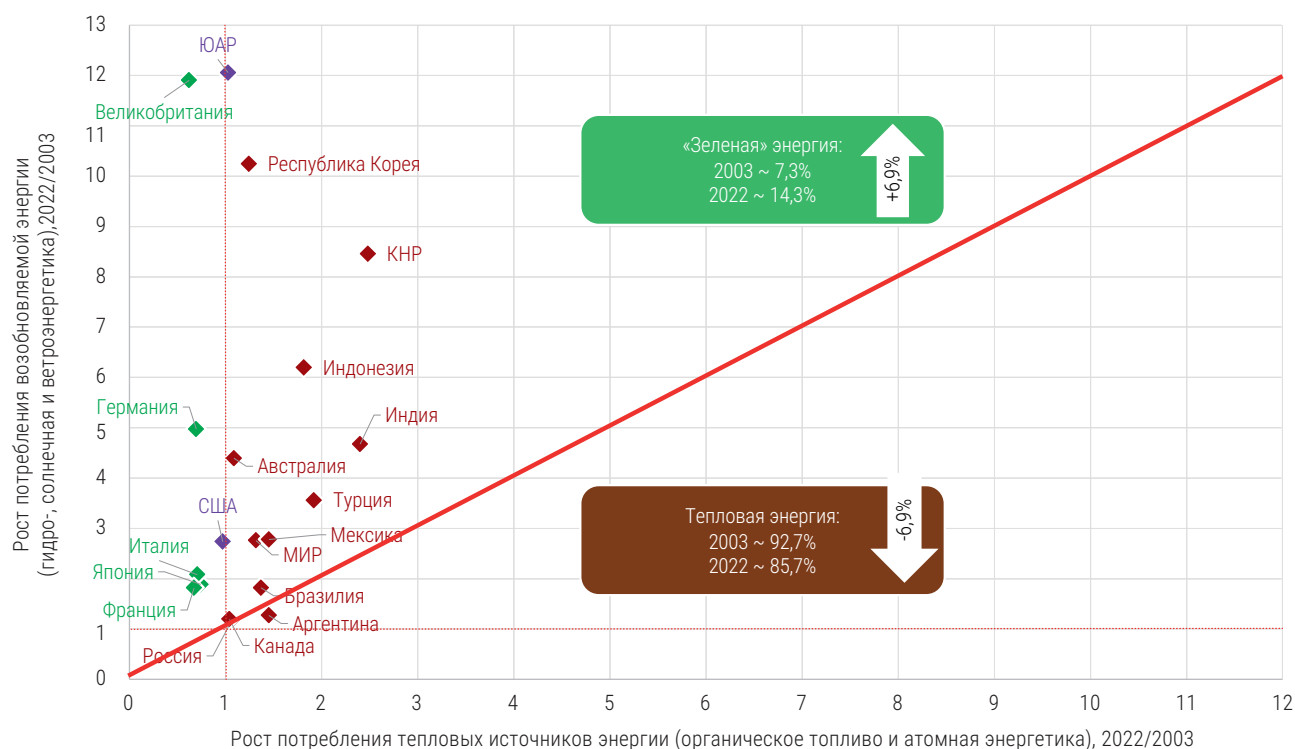
В связи с очевидностью проблем дальнейшего развития энергетики на органическом топливе в мире в целом и практически во всех странах G-20 наметилась устойчивая тенденция опережающего роста потребления энергии из ВИЭ (гидроэнергетика, энергия солнца и ветра), превышающего темпы роста потребления тепловой энергии (сжигание органического топлива и атомная энергетика). На рис. 10 показаны темпы роста потребления тепловой и возобновляемой энергии (кратность) в мире и в странах G-20 в период 2003-2022 гг.

В таких странах, как Великобритания, Германия, Италия, Япония и Франция наблюдалось сокращение потребления тепловой энергии при росте потребления энергии из ВИЭ, в США и ЮАР потребление энергии из тепловых источников (основанных на преобразовании воды как рабочего тела из жидкой фазы в перегретый пар) не изменилось. Но в целом в мире и в странах G-20 наметилась устойчивая тенденция опережающего роста потребления зеленой энергии ВИЭ, однако по абсолютным величинам потребляемой энергии доминирующее положение занимает и еще долгое время будет занимать тепловая энергетика.

За анализируемый период рост мощности солнечной энергетики составил ~526 раз, ветровой энергетики ~23 раза, геотермальной энергетики ~1,8 раза [4, 20].

В 2022 году доля гидроэнергетики в общемировой установленной мощности ВИЭ составила ~41,5%, солнеч-

Рис. 10. Зависимость темпов роста (кратность) возобновляемой и тепловой энергетики в мире и в странах G-20 в период 2003-2022 гг.



Источник: составлено авторами по данным [4]

ной энергетики ~31,3%, ветроэнергетики ~26,7%, геотермальной энергетики ~0,5% [4, 20, 21].

Лидером по развитию проектов ВИЭ в 2022 году являлась КНР, доля в общемировой установленной мощности ВИЭ составила ~34,9% и она более чем в 3 раза превышает долю США – ~10,7%, при этом в начале века КНР отставала от США по развитию проектов ВИЭ. Прежде всего это связано с растущим ростом энергопотреблением в КНР, что связано с самыми высокими темпами роста экономики среди всех стран G-20 [2].

Россия также входит в состав 12-ти стран-лидеров по развитию ВИЭ с долей ~1,8%, но только за счет гидроэнергетики, в основном оставленной нам в наследство от СССР. Благодаря этому мы до сих пор находимся на 5-м месте в мире по установленной мощности гидроэнергетики, отставая (в порядке убывания) только от КНР, Бразилии, США и Канады [21].

Тенденции развития глобальной энергетики в среднесрочной и долгосрочной перспективе

Развитие проектов ВИЭ становится все актуальнее для России в связи с тем, что вектор стратегического развития минерально-сырьевой базы страны направлен на

Восток, в том числе и вектор развития нефтегазового комплекса страны.

Существующая энергетическая инфраструктура России традиционно развивалась на территориях, где проживает и работает большинство населения. Есть огромные по размеру территории с автономной энергетической инфраструктурой, которая, как правило, создавалась в регионах, где подключение к объектам централизованного энергоснабжения технически и экономически не эффективно. А большая часть территории на севере и северо-востоке страны не электрифицирована в силу того, что там практически не велась хозяйственная деятельность. Именно туда направлен вектор развития нефтегазового комплекса страны с целью устойчивого обеспечения добычи нефти и газа на долгосрочную перспективу [22]. В этой связи актуальной становится проблема обеспечения электроэнергией объектов народного хозяйства, начинающих развитие именно в этих регионах, в том числе и объектов нефтегазового комплекса России.

Вопросы диверсификации энергоресурсов стали ключевыми в развитии национальных энергетических рынков, практически все крупные нефтегазовые компании участвуют в реализации проектов генерации электрической энергии на основе ВИЭ, активно наращивают мощности ВИЭ в структуре своих активов и стремятся

достичь в своей деятельности углеродной нейтральности. Реализация проектов возобновляемой энергетики нефтегазовыми компаниями России позволяет решить два комплекса проблем [22].

1. Локальные проблемы:

- Энергообеспечение удаленных и автономных объектов нефтегазового комплекса в регионах страны, где нет энергетической инфраструктуры либо она недостаточно развита.
- Повышение энергетической эффективности объектов нефтегазового комплекса за счет максимального сбережения товарных углеводородов, используемых на технологические цели.

2. Глобальные проблемы:

- Нефтегазовый комплекс России является важнейшей частью ТЭК страны, поэтому развитие проектов альтернативных источников энергии позволит компенсировать в системе энергообеспечения страны ожидаемое снижение добычи углеводородов в долгосрочной перспективе.
- Недавно вышедшая на передний план проблема декарбонизации глобальной мировой энергетики.

На протяжении многих веков, в зависимости от состояния развития технического прогресса, прежде всего в энергетике, а также постоянно растущих потребностей в энергии, тот или иной вид топлива становился доминирующим в глобальной энергетике.

Для удовлетворения растущих потребностей в энергии мы вынуждены вовлекать в баланс энергопотребления все доступные виды топлива и энергии, постепенно, по мере технологических возможностей и реальной доступности пытаемся заменить энергетически неэффективные и экологически грязные виды топлива эффективными и экологически чистыми (как пример, массовый переход централизованной генерации энергии с угля на природный газ).

Ведущая роль в будущем, скорее всего, будет принадлежать тепловым возобновляемым источникам энергии, промышленное применение которых потребует колоссальных научных и технико-технологических усилий по их развитию. Вполне вероятно, что в результате научного и технологического развития энергетики будущего будут найдены принципиально новые, до настоящего времени неизвестные источники энергии.

Для целей устойчивого развития энергетики на долгосрочную перспективу должны рассматриваться все виды доступной нам энергии – органическое топливо, атомная энергия, возобновляемая энергия, причем в перспективе под понятием ВИЭ мы сможем понимать:

- традиционно понимаемые источники ВИЭ – солнечная и ветроэнергетика, гидроэнергетика;
- ядерную энергетику на mixed oxide fuel (МОКС) топливе, нарабатывать которое возможно на реакторах

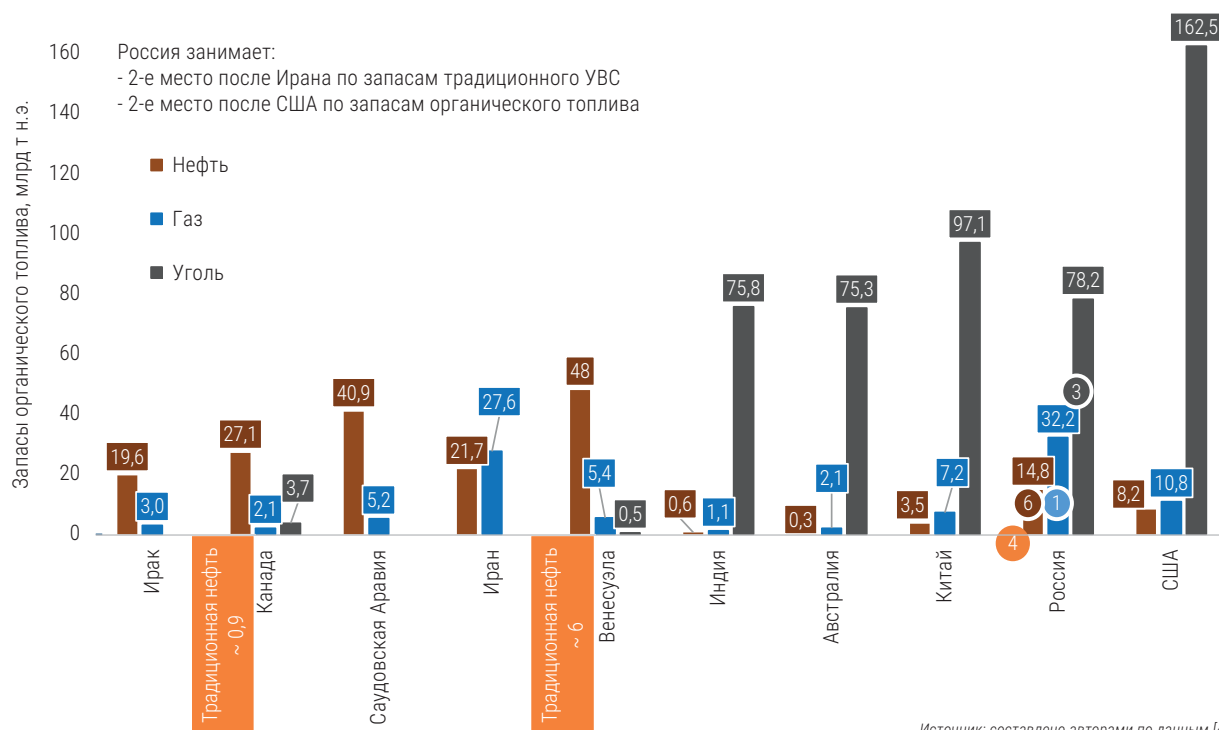
на быстрых нейтронах из отработанного ядерного топлива, запасы которого в мире огромны. Эта технология предложена советскими/российскими специалистами по ядерной энергетике, и в настоящий момент на Белоярской АЭС работают два промышленных реактора на быстрых нейтронах – БН-600 и БН-800, строятся реакторы БН-1200 и «БРЕСТ». Россия является абсолютным мировым лидером по применению этой технологии, что позволит использовать традиционные водо-водяные ядерные реакторы более 1000 лет. А существующие технологии производства абсолютно надежных судовых реакторов небольшой мощности в 100-250 МВт позволит в перспективе использовать их как источники высокоэнергетического тепла в системах традиционной теплогенерации, которая сейчас работает на органическом топливе;

- управляемый термоядерный синтез, использующий в качестве источников энергии изотопы водорода – дейтерий и тритий;
- водородную энергетику, над проблемами которой идет активная работа во всем мире и в России, но практических результатов пока мало. Скорее всего, водородная энергетика станет глобально востребованной в мире, когда будет найден промышленный источник возобновляемой энергии, который сможет решить вопрос получения водорода методом электролиза из воды, что сделает ее реально возобновляемой и абсолютно экологически чистой.

Очевидно, что если в начале нашего столетия доминирует тепловая энергетика [4], а доля ВИЭ незначительна, то к середине-концу XXI века повсеместно будут использоваться гибридные технологии энергоснабжения, особенно на изолированных и малоосвоенных территориях с неразвитой энергетической инфраструктурой [19], а в конце XXI – начале XXII века, если не случится непредвиденных катаклизмов в виде эпидемий и глобальных войн, человечество перейдет в промышленном масштабе на использование новых типов возобновляемой и экологически чистой энергии в виде управляемого термоядерного синтеза и водородной энергетики [23], а оставшееся в земной коре органическое топливо станет очень востребованным ресурсом для получения продуктов нефте-, газо-, углехимии, без которых жизнь современного человека немыслима.

Но, чтобы все эти грандиозные планы реализовать, кроме консолидированных и колоссальных усилий всего человечества требуется время, и в этот период мы также должны получать достаточное количество энергии! И раз пока в качестве источника энергии в основном мы используем органическое топливо, то необходимо проанализировать роль и место России в запасах нефти, газа и угля.

Рис. 11. Страны-лидеры по запасам органического топлива в 2022 г., млрд т н.э.



Страны-лидеры по запасам органического топлива на 2022 год представлены на рис. 11.

С запасами самого энергетически эффективного и экологического природного газа ~32,2 млрд т н.э. Россия занимает 1-е место в мире [4].

С запасами нефти ~14,8 млрд т Россия находится на 6-м месте в мире, отставая от (в порядке убывания) Венесуэлы (48 млрд т), Саудовской Аравии (40,9 млрд т), Канады (27,1 млрд т), Ирана (21,7 млрд т) и Ирака (19,6 млрд т) [4]. Но так как в запасах Венесуэлы учтены 42 млрд т нетрадиционной высоковязкой нефти, а в запасах Канады учтены 26,2 млрд т битумов битуминозных песков, себестоимость добычи которых кратно превышает себестоимость добычи традиционной нефти, а экологические последствия ужасны, в настоящий момент добыча нефти из этих ресурсов составляет доли процента от общей добычи нефти [4]. Если же рассматривать запасы традиционной нефти, добывать и перерабатывать которую мы умеем десятилетиями, Россия занимает 4-е место в мире, отставая только (в порядке убывания) от Саудовской Аравии, Ирана и Ирака.

С запасами угля 78,2 млрд т н.э. Россия занимает 3-е место в мире, отставая от (в порядке убывания) США (162,5 млрд т н.э.) и КНР (97,1 млрд т н.э.) [4].

С запасами органического топлива ~125,2 млрд т н.э. Россия занимает 2-е место в мире и отстает только от США (~181,5 млрд т н.э.) [4].

С запасами традиционных углеводородов ~ 47 млрд т н.э. Россия также занимает 2-е место в мире и отстает только от Ирана (~49,3 млрд т н.э.) [4].

Природа одарила нашу страну колоссальным количеством энергетических ресурсов, освоением которых мы должны заниматься!

Заключение

Доминирующим видом топлива в глобальной энергетике на современном этапе является органическое топливо, на долю которого приходится ~ 82% мирового потребления энергии.

Ускоренные темпы развития ВИЭ (в основном солнечной и ветровой энергетики) объясняются прежде всего жесткими, зачастую навязываемыми требованиями зеленой повестки и существенно большими инвестициями в единицу добываемой энергии, чем в других отраслях энергетики, что приводит к разгону инфляционных процессов, оказывающих негативное влияние на развитие экономики многих стран и целых регионов мира.

По запасам традиционных углеводородов и органического топлива Россия занимает второе место в мире, но структура запасов в России наилучшая за счет колоссальных запасов природного газа, который является самым энергетически эффективным и наиболее экологически чистым видом органического топлива.

Существующие огромные запасы органического топлива и развитая инфраструктура его производства для удовлетворения внутренних потребностей и экспорта в течение многих десятилетий, а также передовой опыт СССР позволяют России занимать лидирующие позиции и эффективно заниматься разработкой новых, альтернативных органическому топливу источников энергии для удовлетворения глобальных энергетических потребностей в будущем. ■

Список литературы

- Дегтярев К. Ключевые тенденции потребления энергии в XXI веке // Энергетическая политика. – 2021. – № 5(159). – С. 54-63. – DOI 10.46920/2409-5516_2021_5159_54
- Мингалеева Р.Д., Бессель В.В. Устойчивое развитие крупнейших экономик мира требует все больше энергии // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2022. – № 3(207). – С. 57-63. – DOI 10.33285/1999-6942-2022-3(207)-57-63.
- Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики: монография / В.Г. Мартынов, В.В. Бессель, В.Г. Кучеров [и др.]. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 173 с.
- Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023. – URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>.
- Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С. Стратегия экспорта российских углеводородов // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 1. – С. 3-10.
- Азиатско-Тихоокеанский регион, как перспективный вектор экспорта природного газа России / В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, А.С. Лопатин, Е.А. Обухова // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2020. – № 2(299). – С. 68-83. – DOI: 10.33285/2073-9028-2020-2(299)-68-83.
- Переориентация вектора экспорта природного газа из России – политический каприз или объективная необходимость? / Р.Ю. Фомин, Р.Д. Мингалеева, В.В. Бессель, А.С. Лопатин // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2023. – № 2(311). – С. 56-70. – DOI 10.33285/2073-9028-2023-2(311)-56-70.
- О переориентации экспортных потоков нефти из России на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона / В.В. Бессель, А.С. Лопатин, В.Г. Мартынов, Р.Д. Мингалеева // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 12-17. – DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-12-17.
- Население Земли. – URL: https://countrysmeters.info/ru/World#historical_population
- Прогнозирование глобального энергопотребления на среднесрочную и долгосрочную перспективы / В.Г. Мартынов, В.В. Бессель, А.С. Лопатин, Р.Д. Мингалеева // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 30-34. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-8-30-34.
- World Bank. GDP PPP (Current International \$). – URL: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.CD>.
- Kutcherov V.G., Bessel V.V., Lopatin A.S. The paradigm shift in the global energy market: domination of natural gas // 17th international multidisciplinary scientific geoconference SGEM 2017: Conference proceedings, Vienna, Austria, 27–29 ноября 2017 года. – Sofia: STEF92 Technology LTD. – pp. 813-820. – DOI: 10.5593/sgem2017H/43/S29.102.
- Оценка потенциала ветровой и солнечной энергии России и КНР / Б.И. Исроилов, М.М. Сутаев, Р.Д. Мингалеева [и др.] // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 3(308). – С. 123-138. – DOI 10.33285/2073-9028-2022-3(308)-123-138.
- Смена парадигмы на мировом энергетическом рынке / В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, А.С. Лопатин, В.Г. Мартынов // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 28-33.
- Неорганический синтез нефти как фактор устойчивого развития глобальной энергетики / В.Г. Мартынов, В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, А.С. Лопатин // Энергетическая политика. – 2022. – № 1(167). – С. 20-29. – DOI: 10.46920/2409-5516-2022-1167-20-29.
- Кучеров В.Г., Бессель В.В. Оценка глобальных геологических ресурсов и запасов нефти: миф и реальность // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 10. – С. 14-18. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-10-14-18.
- Кучеров В.Г., Бессель В.В. Вызовы и риски глубокого и сверхглубокого бурения // Бурение и нефть. – 2020. – № 3. – С. 12-17.
- IEA. World Energy Outlook 2008. – URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89d1f68c-f4bf-4597-805f-901cfa6ce889/weo2008.pdf>
- Современные тенденции развития мировой энергетики с применением «гибридных» технологий в системах энергообеспечения / В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, А.С. Лопатин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 31-35. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-31-35.
- IRENA. Geothermal energy data, 2023. – URL: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Geothermal-energy>.
- International Hydropower Association. 2023 World Hydropower Outlook, 2023. – URL: <https://indd.adobe.com/view/4201016f-a51a-4f6f-998b-ec85219d1dfd>.
- Повышение эффективности и надежности энергообеспечения удаленных и автономных объектов нефтегазового комплекса России / В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, А.С. Лопатин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 144-147. – DOI: 10.24887/0028-2448-2018-9-144-147.
- Бессель В.В. Водородная энергетика // Чистые технологии для устойчивого будущего Евразии. – М.: Евразийский банк развития, Ассоциация «Глобальная энергия», 2021. – С. 8-18.

Объединяя отрасль

28-29 октября 2024 | Санкт-Петербург

Синтезис: нефтехимия и нефтепереработка в условиях новых вызовов

Конгресс Синтезис соберет **300+** топ-менеджеров отраслевых компаний, чтобы найти решения для замещения импорта, развития глубокой переработки, МТХ и модернизации в условиях меняющейся геополитической ситуации.

170+	300+	50	45+	300+
компаний	участников	докладчиков	стендов	B2B-встреч

Возможности Конгресса Синтезис:

- Проведение личных B2B встреч с потенциальными заказчиками.
- Обмен опытом с другими лидерами отрасли.
- Ознакомление с мнением экспертов-практиков.

Примите участие в главном нефтегазовом событии этого года!



+7 (495) 198 63 30
stezis@sbproect.ru





ОБЩИЕ РЫНКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ: КОМУ ВЫГОДНО И КАК ЗАРАБОТАЮТ

АЛЕКСЕЙ РЫБЧИНСКИЙ

Независимый нефтетрейдер,
кандидат юридических наук

Общий рынок нефти и нефтепродуктов между бывшими союзными республиками уже существует и работает. Как происходит его регулирование?

В текущем году исполнилось десять лет образования и функционирования Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Пожалуй, одного из реально действующих интеграционных объединений на территории бывшего СССР после его распада.

Его практическая эффективность в первую очередь обусловлена тем, что ЕАЭС является международной организацией региональной экономической интеграции¹, не декларирует политических целей и считается удаленным от политики (насколько это позволяют текущая действи-

¹ П. 2 ст. 1 Договора о ЕАЭС от 29 мая 2014 г.

тельность в глобальном масштабе и мировые экономические отношения).

Одним из важнейших вопросов экономической интеграции является формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов государств-членов ЕАЭС².

До 1 января 2025 года должен быть заключен международный договор о формировании общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, содержащий в том числе единые правила доступа к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов, расположенным на территориях государств-членов.

Предполагается, что данный документ и будет ознаменовывать факт формирования и начала работы общих рынков нефти и нефтепродуктов для Армении, Беларуси, Казахстана, Кыргызстана и России.

Рассмотрим, к чему стороны подошли в данном вопросе к настоящему моменту, зачем все это делается и какие результаты ожидаются на выходе.

Объективная необходимость

Сегодня уже секретом Полишинеля является то, что причастные к юридическому и организационному демонстражу СССР лица не имели ни конкретного понятия, ни плана, ни представления, как будет работать действующая система после прекращения деятельности единого государства и его центральных органов власти и управления.

Все это не преминуло сразу коснуться и экономической сферы уже созданных новых независимых государств и непосредственно бывшего общесоюзного топливно-энергетического комплекса в целом.

Суть в том, что экономика СССР строилась как единый народнохозяйственный организм, где каждой республике в каждой отрасли и сфере экономической деятельности отводилась своя четкая роль.

К этому стоит добавить, что республики бывшего СССР вследствие разного географического расположения, наличия залежей нефтяного сырья, развитости добывающего сектора, расположения перерабатывающих производственных мощностей и нефтяной транспортной инфраструктуры по-разному были встроены в единый топливно-энергетический комплекс и выполняли в нем разные функции, но они были связаны все воедино посредством хозяйственных и распределительных цепочек.

Логично, что при резком и неконтролируемом разрыве имевшихся связей сам единый механизм экономики некогда общего государства перестал существовать практически разом, а все его элементы в отдельности [экономики бывших союзных республик] стали ис-

пытывать серьезные трудности уже в своей самостоятельной работе.

Как все это происходило – еще свежа память событий начала-середины 90-х гг. прошлого столетия.

Применительно к топливно-энергетической отрасли это имело отдельное значение, так как ее функции были направлены и на обеспечение нужд субъектов хозяйствования (предприятий различных сфер – от автомобильных перевозок до ЖКХ), а также и конкретных потребителей непосредственно – людей, каждый день заправляющих свои автомобили на АЗС.

Считается, что отправной точкой новой экономической интеграции государств бывшего СССР стала речь первого президента Казахстана Н.Назарбаева в Московском государственном университете 29 марта 1994 года, когда была провозглашена необходимость не только восстановления экономических связей, но и нового хозяйственного объединения, особенно в условиях «жесткой поляризации» в мире [1].

Выбор форм

Следует отметить, что поиск путей и вариантов формирования (или гармонизации) общих рынков нефти и нефтепродуктов на территории бывшего СССР начал проводится бывшими республиками СССР практически сразу же после приобретения независимости: запросы на самостоятельность в принятии решений и международное признание местных элит были удовлетворены, но требовалось решать и практические хозяйственные запросы в собственных экономиках. А они очень конкретны и не решаются методами популистских деклараций.

В своем развитии поиск путей нового сотрудничества и интеграции прошел несколько этапов и решался, в том числе, методами ручного управления, когда конкретные годовые поставки (количество нефти и количество плюс виды нефтепродуктов) определялись государствами на межправительственном уровне каждый год и доводились до отрасли.

На первоначальном этапе речь идет о заключении двусторонних соглашений о свободной торговле, частью которых были и вопросы торгового движения углеводородов, где ключевым моментом являлось отсутствие на них экспортных пошлин, которые взимались при поставках в так называемое дальней зарубежье.

После этого на протяжении последующих лет были опробованы и внедрены в жизнь различные варианты многосторонней интеграции (Евразийское экономическое сообщество, Таможенный союз, Единое экономическое

² На самом деле, поставленные цели интеграции в сфере энергоресурсов шире, чем рассматриваемые в настоящей статье вопросы углеводородов, и включают в себя еще электроэнергетику и газ, а также деятельность естественных монополий в сфере транспортировки энергоносителей. Однако данные вопросы сами по себе являются сложными и комплексными, поэтому и должны рассматриваться отдельно.

Таблица 1. Ситуация с добычей и переработкой нефти в государствах-членах ЕАЭС по результатам 2023 года, млн тонн

Страна ЕАЭС	Добыча нефти	Собственная переработка	Собственное обеспечение сырьем	Собственное насыщение топливного рынка
Республика Армения	-	-	нет	нет
Республика Беларусь	1,8	18-24	не хватает	да
Республика Казахстан	90	17,5-18,5	да	преимущественно, да
Кыргызская Республика	0,3	1,8	не хватает	нет
Российская Федерация	530	275	да	да

Источник: органы статистики государств-членов ЕАЭС

пространство), которые в итоге вылились в создание полноценного экономического союза и подписание 29 мая 2014 года Договора о ЕАЭС, в который первоначально вошли Республика Беларусь, Республика Казахстан и Российская Федерация. В последующем к нему присоединилась Кыргызская Республика и Республика Армения.

Вместе с тем создать экономический союз с единым рынком нефти и нефтепродуктов в рамках всех государств-участников Содружества Независимых Государств не удалось [2].

Нефть как исключение

Несмотря на принятие Договора о ЕАЭС, а также на наличие более ранних протоформ интеграционных объединений (ЕврАзЭС, ТС, ЕЭП), вопросы, касающиеся взаимных поставок нефти и нефтепродуктов, решались и решаются до сих пор в рамках двусторонних договоренностей.

Нормы Договора о ЕАЭС определяют, что на период до вступления в силу международного договора о формировании общих рынков нефти и нефтепродуктов Союза, действуют двусторонние соглашения, заключенные между государствами-членами в области поставок нефти и нефтепродуктов, определения и порядка уплаты вывозных таможенных пошлин (иных пошлин, налогов и сборов, имеющих эквивалентное действие), если соответствующие государства-члены не договорятся об ином³.

Таким образом, тот факт, что сторонам при подписании Договора о ЕАЭС [а также до этого] не удалось согласовать позиции и договориться о конкретных правилах функционирования общих рынков нефти и нефтепродуктов, свидетельствует о нетривиальной важности проблемы.

Направляющие документы

Для реализации поставленной задачи формирования и запуска общих рынков нефти и нефтепродуктов внутри ЕАЭС приняты два программных документа, определяющих

их конструкцию и порядок воплощения данного решения в жизнь.

Ими являются Концепция формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС и непосредственно сама Программа формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС с планом мероприятий по ее выполнению.

Оба документа утверждены на Высшем Евразийском экономическом совете ЕАЭС, то есть главами всех государств-членов, что придает им статус уже политико-правового характера.

Не будем вдаваться в детальный юридический анализ самих Концепции и Плана, так как это должно являться предметом отдельного рассмотрения, но обозначим основные направления данных документов:

- цели создания и функционирования общих рынков нефти и нефтепродуктов;
- поставленные задачи;
- принципы функционирования общих рынков;
- субъекты общих рынков;
- сферы функционирования;
- сферы регулирования;
- механизмы ценообразования на общих рынках;
- вопросы привлечения инвестиций;
- управление общими рынками.

Как видно, к рассматриваемой проблеме стороны подошли достаточно комплексно и системно с точки зрения обозначения границ и структуры регулирования. Окончательный же вопрос будет заключаться в конкретном правовом и содержательном наполнении самого международного договора, который призван запустить эти общие рынки.

Нефтяная вводная интеграции

Не может не обратить на себя внимание факт, что помимо того, что общие рынки нефти и нефтепродуктов стран ЕАЭС не были запущены не только при подписании договора о его создании, но прошло уже десять лет,

³ П. 12 Приложения № 23 к Договору о ЕАЭС.

а стороны до сих пор находятся в процессе обсуждения условий, и сам международный договор по общим рынкам нефти и нефтепродуктов только планируется к принятию.

Для того чтобы ответить на данные вопросы, необходимо кратко раскрыть ситуацию в нефтяной отрасли каждого государства-члена ЕАЭС с позиций того, что они имеют перед созданием общего рынка, так как это позволит понять их интересы и логику действий в интеграционном направлении (см. табл. 1).

Приведенные данные позволяют сделать выводы, что ситуация в нефтяных секторах государств-членов ЕАЭС, а также с сырьевым и нефтепродуктовым обеспечением их внутренних рынков очень сильно отличается.

Принципиально государства-члены ЕАЭС можно подразделить на группу «доноров», которые поставляют или могут поставлять на рынки их участников нефть и (или) нефтепродукты, и на группу «реципиентов», то есть участников, которые принимают таковые поставки от иных стран ЕАЭС.

В отношении поставок нефти источником сырья выступают Россия и Казахстан, когда в вопросах поставок нефтепродуктов к первым двум уже присоединяется Беларусь.

Армения и Кыргызстан выступают в текущей ситуации как прямые потребители в зависимости от специфики рынка каждой из стран.

Плюс различие позиций стран в сфере добычи и нефтепереработки также ведет к их отличию на импортно-экспортном направлении уже вне контура ЕАЭС.

Каждая страна в отдельности

Республика Армения. Не имея собственной добычи и переработки нефти, Армения в первую очередь заинтересована в закрытии вопроса нефтепродуктового обеспечения (преимущественно топливного сегмента).

Согласно данным за 2023 год, Армения импортировала 523,3 млн тонн моторного топлива (в основном это бензины и ДТ) на общую сумму 504,4 млн долларов США.

Основным поставщиком нефтепродуктов является Российская Федерация, доля которой достигает 94 процента [3]. Имеется многолетний и так и не начатый проект строительства нефтеперерабатывающего завода на границе с Ираном для обеспечения внутреннего рынка топливом.

Республика Беларусь. Располагая двумя собственными нефтеперерабатывающими заводами, Беларусь при этом не имеет достаточной добычи нефти в стране, чтобы обеспечить их производственные мощности.

Единственный поставщик нефти – Российская Федерация. Попытки поиска альтернативных источников сырья не получили своего развития и были в итоге свернуты.

Потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах закрываются полностью собственной переработкой, и имеется достаточное количество экспортного ресурса:

по результатам работы в 2023 году – 6,5 млн тонн, в досанкционные периоды экспорт находился в диапазоне 12,5-17 млн тонн в год [4].

При этом поставки на рынки иных стран ЕАЭС ведутся в незначительных количествах (преимущественно на рынок Казахстана и Российской Федерации).

В условиях введенных санкций со стороны Европейского Союза и США Республика Беларусь ограничена в доступе к ближайшей для нее нефтяной транзитной инфраструктуре прибалтийских портов (как и украинских вследствие проведения СВО). Поставки произведенных нефтепродуктов на рынок ЕС запрещены.

Таким образом, белорусские экспортеры имеют единственные морские ворота для дальнего экспорта – порты и нефтяные терминалы российской Балтики – и вынуждены преодолевать последствия санкций в организационном, коммерческом и финансовом плане, чтобы иметь возможность размещать свободные объемы нефтепродуктов на внешних рынках.

Республика Казахстан. Сырьевые запасы Казахстана позволяют не только обеспечивать свою нефтеперерабатывающую отрасль нефтью, но и выступать в качестве ее крупного экспортера.

Мощности трех нефтеперерабатывающих предприятий Казахстана позволяют практически полностью покрывать собственные потребности в нефтепродуктах.

Однако во время проведения посевных компаний и летнего периода, когда наблюдается повышенный спрос на моторное топливо, имеет место периодическая его нехватка для рынка. Она решается за счет сезонного импорта нефтепродуктов, в основном из Российской Федерации.

Также имеется потребность в реактивном топливе для нужд авиационной отрасли.

В 2023 году импорт составил: бензины – 9,3 тыс. тонн, ДТ – 392,2 тыс. тонн, РТ – 233,9 тыс. тонн.

Основная позиция экспорта нефтепродуктов Казахстана – мазут (2,2 млн тонн).

Кыргызская Республика. При наличии небольшой собственной добычи нефти в 300 тыс. тонн в год (2023) и ряда перерабатывающих предприятий, из которых только два НПЗ можно считать более-менее крупными (0,5 и 0,8 млн тонн в год), страна в большей степени зависит от импорта нефтепродуктов.

Так, при потреблении в 2022 году 623,5 тыс. тонн дизельного топлива импорт составил 490,6 тыс. тонн, бензина – 531,6 тыс. тонн (потребление), импорт – 578,4 тыс. тонн.

Импорт нефти в страну фактически не осуществляется (2,7 тыс. тонн).

Таким образом, республика в большей степени занимается не развитием собственной переработки, что предполагает больший спрос на нефть, а закрывает свои потребности за счет импорта конечной товарной продукции бензинов и дизельного топлива.

Основной поставщик нефтепродуктов в Кыргызстан – Российская Федерация. При этом Казахстан выступает поставщиком темных нефтепродуктов (вакуумный газойль, мазут), которые идут как сырье на переработку на НПЗ (и мини-НПЗ) республики.

Российская Федерация. Единственная страна ЕАЭС, добыча сырья и производственные перерабатывающие мощности которой позволяют не только закрывать потребности внутреннего рынка, но и выступать чистым нетто-экспортером на рынки государств-членов ЕАЭС и третьих стран.

Возникающие периодически потребности в импорте моторного топлива носят чисто сезонный характер (плановые и внеплановые ремонты НПЗ, пик сезонных спросов и посевные), ограниченную географию регионов поставок, а также не имеют глобального масштаба в рамках страны в целом.

К чему мы подходим?

Армения заинтересована в наличии стабильных и разных источников поступления нефтепродуктов.

Вместе с тем географическое положение республики и сама геополитическая и экономическая ситуация в регионе не позволяют стране диверсифицировать поставки топлива: Российская Федерация была и остается практически единственным поставщиком нефтепродуктов. Иные близлежащие страны к Республике Армения по различным причинам не в состоянии ни заменить Россию в качестве основного поставщика топлива, ни занять на рынке какую-то более-менее существенную долю.

В связи с этим, безусловно, для Армении гипотетически интересен проект строительства на своей территории НПЗ (то есть инвестиционный вопрос).

Однако такой проект даже в своей идее сопряжен с рядом трудно решаемых аспектов. Помимо того, что данный НПЗ будет находиться в сложной местности (горы) и являться сугубо континентальным (а это проблема, как получать сырье и куда и направлять экспортные объемы), также он изначально вызывает необходимость строительства трубной инфраструктуры к нему для поставок нефти.

Кроме того, не стоит забывать, что единственным источником сырья для такого НПЗ может в реальности быть только иранская нефть. А помимо ее цены, порядка ценообразования на нее и финансовых расчетов встает вопрос, как работать с такой санкционной нефтью, чтобы самому не попасть под санкции.

В отличие от Армении, Республика Беларусь заинтересована в поставках сырья для своих НПЗ и организации сбыта произведенных нефтепродуктов на экспорт. То есть первоочередными являются задачи снабженческого, коммерческого и логистического характера.

Принципиально решив вопросы поставок сырья из Российской Федерации на льготных и приемлемых для

себя условиях в конце 2022 года [5], Беларусь имеет первоочередную задачу в выстраивании экспортных продаж нефтепродуктов в условиях действующих американских и европейских пакетов санкций.

В свою очередь, приоритетом для Казахстана является необходимость увеличения объемов собственной переработки за счет ввода новых мощностей, чтобы гарантированно закрывать потребности внутреннего рынка по топливному сегменту [6].

Кроме того, наличие достаточно большого количества экспортных потоков мазута свидетельствуют о том, что и вторичная переработка на НПЗ может быть существенно увеличена в сторону увеличения выхода светлых нефтепродуктов.

Также страна уделяет большое внимание дальнейшему развитию прямого нефтяного сырьевого экспорта с устойчивым наращиванием объемов добычи. А это также относится к сфере инвестиционной деятельности.

И отдельно в части интеграционного сотрудничества со странами ЕАЭС Казахстан видит, что формирование общих рынков обеспечит в пределах технических возможностей гарантированное осуществление долгосрочной транспортировки нефти и нефтепродуктов на территориях государств-членов.

Ситуация в Кыргызстане отчасти схожа с ситуацией в Армении, но имеет и свои особенности: страна хоть и располагает небольшой, но собственной нефтепереработкой, а также и добычей сырья.

Вместе с тем все равно местные возможности не обеспечивают насыщение внутреннего рынка.

В Кыргызстане также имеется и ряд мини-НПЗ [7], однако, как правило, на них выпускается не товарная, а промежуточная продукция переработки, которая сама используется в дальнейшем как сырье.

В особенности это касается бензина и дизельного топлива, к качеству которого предъявляются достаточно жесткие требования в рамках соответствия техническим регламентам и экологическим параметрам.

Российская Федерация на фоне остальных государств-членов ЕАЭС выглядит более самодостаточной в топливно-энергетическом плане. Позиции России в части нефти и нефтепродуктов позволяют ей решать все вопросы самостоятельно без помощи или кооперации со стороны каких-либо иных участников.

Как видно, государства-члены ЕАЭС имеют в нефтяной сфере достаточно разновекторные цели.

Однако такая ситуация не должна априори вводить в заблуждение, что это разъединяет стороны. Наоборот, когда страны способны найти точки соприкосновения при построении общих рынков нефти и нефтепродуктов, то это можно считать кооперацией и взаимной дополняемостью, что ведет к созданию, функционированию и развитию именно интеграционных связей.

Подводные камни интеграции

Разработкой международного договора по формированию общих рынков нефти и нефтепродуктов занимается постоянно действующий орган ЕАЭС – Евразийская экономическая комиссия – совместно с уполномоченными органами государств-членов ЕАЭС (профильными органами государственного управления, ответственными за нефтяную отрасль и вопросы интеграции).

Не так давно, 9 сентября 2024 года, на очередном раунде переговоров в Минске по вопросам формирования общих энергетических рынков член Коллегии (министр) по энергетике и инфраструктуре Евразийской экономической комиссии Арзыбек Кожошев заявил, что «завершение согласования проектов договоров зависит от достижения сторонами консенсуса по принципиальным вопросам формирования рынков» [8].

Это следует понимать, что проекты о работе общего рынка нефти и нефтепродуктов готовы и концептуально сформированы, но уже нужно решение вышестоящих инстанций (глав правительств или глав государств – в зависимости от уровня), чтобы разрешить имеющиеся нестыковки, которые на текущем уровне сторонам преодолеть не удалось.

При этом, на наш взгляд, одним из самых важных моментов в вопросах формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов является то, как стороны договорятся в вопросе определений и выработки понятий, что такое в ЕАЭС «внутренний рынок» государства-члена в отдельности и всех государств-членов вместе по сравнению с «общим рынком» всего Евразийского экономического союза.

Несмотря на, казалось бы, формализм и чисто теоретическое значение, разрешение этого вопроса, на самом деле, является краеугольным камнем – что есть энергетическая [нефтяная] интеграция стран и как она будет происходить.

Определение общего рынка нефти и нефтепродуктов имеется в Договоре о ЕАЭС, где он понимается как «совокупность торгово-экономических отношений хозяйствующих субъектов государств-членов в сфере добычи, транспортировки, поставки, переработки и сбыта нефти и нефтепродуктов на территориях государств-членов, необходимых для удовлетворения потребностей в них государств-членов»⁴.

Если следовать идее и духу Евразийского экономического союза, то общий рынок логично понимать, как сумму внутренних рынков государств-членов со свободным перемещением нефти и нефтепродуктов (как одного из видов товаров) любого участника внутри ЕАЭС.

Однако определения понятия «внутренний рынок нефти и нефтепродуктов государства-члена ЕАЭС» нет.

При этом декларируется, что в рамках Таможенного союза функционирует внутренний рынок, который охватывает экономическое пространство, в котором, согласно положениям настоящего Договора, обеспечивается свободное передвижение товаров, лиц, услуг и капиталов⁵.

Предполагается, что в международном договоре по общим рынкам нефти и нефтепродуктов ЕАЭС данный вопрос и найдет свое разрешение. После этого можно будет оценивать подход сторон в части построения правовой и практической конструкции «что такое есть общий рынок».

Налоговые аспекты

Вопросы налогообложения в ЕАЭС в части установления косвенных платежей (акцизов и НДС) отнесены к национальной компетенции государств-членов и взимаются по стране назначения.

Вместе с тем применительно, например, к моторному топливу, проблема которого занимает важное место в деле свободного перемещения нефтепродуктов на общем рынке ЕАЭС, косвенные налоги формируют значительную часть его стоимости.

И тут мы наблюдаем разницу подходов государств-членов ЕАЭС на своих внутренних рынках (см. табл. 2).

Похожая ситуация имеет место и в части установленных ставок НДС на топливо (см. табл. 3).

Наличие подобных вопросов прекрасно осознают в самой ЕЭК. В частности, директор департамента энергетики ЕЭК В.Закревский отмечает:

«Существующие различия в налоговых системах государств-членов ЕАЭС, разные подходы при установлении ставок налогов требуют принятия согласованных решений по направлениям проведения гармонизации законодательства в отношении налогов, которые оказывают влияние на взаимную торговлю, чтобы не нарушить условия конкуренции и не препятствовать свободному перемещению товаров, работ и услуг на национальном уровне или на уровне ЕАЭС, включая гармонизацию (сближение) ставок акцизов, совершенствование системы взимания налога на добавленную стоимость» [9].

Ценовая политика

Существующая разница в подходах государств-членов ЕАЭС в части налогового режима на своих внутренних рынках нефтепродуктов, а также проводимые странами различные ценовые политики в отношении формирования цен на нефтепродукты ведут к тому, что цены их

⁴ Абз. 3 ч. 1 ст. 2 Приложения № 23 к Договору о ЕАЭС от 29 мая 2014 г.

⁵ Пп.1 п. 1 ст. 25, п. 2 ст. 28 Договора о ЕАЭС от 29 мая 2014 г.

Таблица 2. Размеры акцизов на бензин и дизельное топливо в государствах-членах ЕАЭС, тонна

Страна	Акциз бензин (нац. валюта)	Акциз ДТ (нац. валюта)	Курс (нац. валюта/USD)	Акциз бензин (доллар США)	Акциз ДТ (доллар США)
Республика Армения	25 000,00	32 500,00	388,42	64,36	83,67
Республика Беларусь	212,37	131,11	3,2269	65,81	40,63
Республика Казахстан	38 134,00	35 726,00	479,44	79,54	74,52
Кыргызская Республика	5 000,00	400,00	85,6727	58,36	4,67
Российская Федерация	15 048,00	10 425,00	92,66	162,40	112,51

Источник: налоговое законодательство государств-членов ЕАЭС

Таблица 3. Ставки налога на добавленную стоимость на бензин и дизельное топливо в государствах-членах ЕАЭС

Страна	НДС бензин	НДС ДТ
Республика Армения	20%	20%
Республика Беларусь	20%	20%
Республика Казахстан	12%	12%
Кыргызская Республика	12%	12%
Российская Федерация	20%	20%

Источник: налоговое законодательство государств-членов ЕАЭС

Таблица 4. Розничные цены на бензин и дизельное топливо в государствах-членах ЕАЭС по состоянию на конец сентября 2024 года, USD / литр

Страна	Цена бензина в рознице	Цена ДТ в рознице
Республика Армения	1,39	1,315
Республика Беларусь	0,746	0,746
Республика Казахстан	0,509	0,604
Кыргызская Республика	0,879	0,889
Российская Федерация	0,642	0,731

Источник: <https://www.globalpetrolprices.com>

реализации в каждой стране существенно различаются (см. табл. 4).

Вопрос заключается не в том, чтобы во всех странах ЕАЭС действовали унифицированные цены на моторное топливо, они, например, отличаются по регионам Российской Федерации, но в том, что ценовая разница на рынках создает предпосылки для неконтролируемого перетекания нефтепродуктов из более дешевых государств в более дорогие.

Основа бизнеса – это прибыль, и он не применит воспользоваться подобной ситуацией. Например, указанная выше проблема характерна для Казахстана, на АЗС кото-

рого установлены разные цены на моторное топливо для граждан республики (более низкая) и иностранных граждан (более высокая).

Но даже высокая цена на АЗС Казахстана для иностранцев является более низкой по сравнению с ценами на топливо в соседнем Кыргызстане. А это ведет к тому, что граждане приграничных районов превращаются в «бензовозов» на бытовом уровне и перемещают через границу Казахстана с Кыргызстаном топливо на своих личных автомобилях, а также к работе теневых сегмента по нелегальному перевозу топлива из Казахстана в Кыргызстан.

Ценовое регулирование и лицензирование

Следующей проблемой являются разные подходы к ценовому регулированию в государствах-членах ЕАЭС.

В Республике Беларусь, например, в розничном и оптовом сегментах продаж нефтепродуктов устанавливается прямое государственное регулирование предельных отпускных цен.

Казахстан демонстрирует смешанный подход, когда розничные цены устанавливаются в административном порядке, но в опте имеются элементы рыночного механизма ценообразования (биржевые продажи).

Государственного регулирования цен на моторное топливо в Республике Армения, Кыргызской Республике и Российской Федерации не осуществляется. Цена на нефтепродукты формируется субъектами хозяйствования самостоятельно, исходя из рыночной ситуации и биржевых индикативов (Российская Федерация).

Также необходимо обозначить и действующие отличия в части государственного регулирования порядка деятельности на внутренних рынках государств-членов ЕАЭС.

Деятельность по оптовой и розничной продаже, импорту и экспорту нефтепродуктов в Беларуси является лицензируемым видом деятельности. Во всех остальных странах – нет.

Взаимные поставки и торговля

Раскрытая выше ситуация одновременно порождает и диаметрально противоположную тенденцию – осложнение взаимной торговли на общем рынке нефтепродуктов ЕАЭС.

Так, вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты отнесены не в общую сферу регулирования Таможенного союза, а на отдельные соглашения государств-членов, в том числе и двусторонние⁶.

Таким образом, страны устанавливают их, как и косвенные налоги, самостоятельно. Соответственно, поступающие пошлины за счет экспорта нефти и нефтепродуктов зачисляются в полном объеме в бюджет самого государства-экспортера, а не в рамках установленных пропорций как для товаров, ввозимых на территорию Таможенного союза.

В итоге складывается ситуация, что государству-экспортеру нефти и нефтепродуктов не совсем выгодно поставлять их на рынок другого государства ЕАЭС, являющегося импортером. Потому что в бюджет экспортера внутри ЕАЭС не поступят экспортные пошлины (как это было бы при экспорте в третьи страны) или же косвенные налоги (как это было бы при поставке на свой внутренний рынок).

Вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты, например, действуют в Казахстане⁷. В Российской Федерации в рамках проведенного налогового маневра экспортные пошлины на углеводороды обнулены и включены во внутренние налоги (НДПИ).

В свою очередь, указанная выше различная ценовая политика в сфере моторного топлива и различная маржинальность внутренних рынков нефтепродуктов государств-членов ЕАЭС существенно влияют на принятие бизнесом решения относительно направлений поставок нефтепродуктов.

Этим и объясняется то, что экспортно ориентированная нефтяная отрасль Республики Беларусь ограничивается номинальными поставками своей продукции на рынки иных государств-членов ЕАЭС: они просто выбирают иные, более прибыльные направления третьих стран.

В свою очередь, экспортеры казахстанской нефти не закрепились в рамках долгосрочных и больших поставок на НПЗ Республики Беларусь: для белорусской стороны цена такого сырья все равно была выше цены российской нефти, а для казахстанской стороны – цена продаж меньше цены поставок западным контрагентам [10].

Резкспорт

Исходя из того, что в рамках ЕАЭС не применяются экспортные пошлины и не взимаются косвенные налоги, это создает предпосылки для возможного резкспорта нефти и нефтепродуктов за пределы таможенной территории ЕАЭС: внутренние цены ниже экспортных, поэтому всегда будет присутствовать желание перепродать товар на более дорогой внешний рынок.

Данная проблема существовала и ранее, когда поставки осуществлялись до интеграционных объединений в рамках двусторонних соглашений.

В итоге стороны нашли приемлемое решение в виде формирования индикативных (прогнозных) балансов нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, которые, в том числе, служат основой для органов государственного управления стран и их субъектов хозяйствования в части планирования и организации взаимных поставок.

Балансы составляются на основании имеющихся и подтвержденных потребностей государств-членов, чтобы понимать какое количество сырья или товарной продукции нужно стране для покрытия своих внутренних потребностей и куда они идут.

В итоге получается прозрачная и понятна картина, позволяющая избежать сделок с излишними и несогласованными объемами, а также оперировать только в рамках нужд внутренних рынков государств-членов ЕАЭС.

Союзная нефтяная биржа

Одной из задач формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов определено формирование биржевого товарного рынка ЕАЭС⁸.

В ряде государств уже сформированы и действуют товарно-сырьевые биржи, где идет реализация нефти и нефтепродуктов для поставок на внутренний рынок.

В частности, таковыми являются Российская Федерация (Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа) и Республика Казахстан (товарная биржа «Каспий», товарная биржа «Эстау» и ряд иных). В Республике Беларусь биржевые торги проводятся в секции «Нефтепродукты» Белорусской универсальной товарной биржи, но исключительно на экспорт.

Правила биржевой торговли нефтепродуктами должны быть разработаны вместе с международным договором.

Вместе с тем представляется, что данный вопрос очень сложен. И институционально, и технически. Непонятно, как он будет совмещен с национальным регулированием:

⁶ П. 1 ст. 3 Приложения 23 к Договору о ЕАЭС.

⁷ Об утверждении Перечня товаров, в отношении которых применяются вывозные таможенные пошлины, размера ставок и срока их действия и Правил расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и нефтепродукты // Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 февраля 2016 года № 81 с последующими изменениями и дополнениями.

⁸ Абз. 2 ч. 2 ст. 3 Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС.

будет ли это отдельная общесоюзная биржа для всех (новое учреждение) или же будет разработан механизм равного доступа всех субъектов хозяйствования стран ЕАЭС наравне с национальными (страны присутствия биржи).

Свое видение организации биржевой торговли уже направил в правительство России президент СПБМТСБ И.Артемов, который предложил открытие экспортной биржевой площадки на базе СПБМТСБ с допуском туда иностранных участников, освобождением их от внутренних налогов и торговле с базисом поставок на приграничных железнодорожных станциях [11].

Как такое предложение расценят в итоге российские власти, а также их партнеры по ЕАЭС, мы увидим по результатам его рассмотрения.

Интеграция в интеграции

При оценке формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов не стоит сбрасывать со счетов и забывать тот факт, что внутри общего экономического союза ЕАЭС существует и отдельное интеграционное объединение – Союзное Государство Республики Беларусь и Российской Федерации.

Союзное государство старше ЕАЭС на 15 лет и степень интеграции в нем более глубокая. В том числе и осуществляющаяся по формированию общих энергетических рынков.

Так, например, в результате проведенной работы и заключенных двусторонних соглашений, Республика Беларусь получает российскую нефть с механизмом выплаты обратного акциза, как для субъектов внутреннего рынка Российской Федерации.

Для возможности поставок белорусских нефтепродуктов на свой рынок Российская Федерация внесла изменения в налоговое законодательство, которое содержит порядок и механизм распространения демпферных выплат на бензины и дизельное топливо, которые были произведены на НПЗ Республики.

То есть здесь идет речь о фактическом распространении национального налогового регулирования в отношении произведенной иностранным государством продукции, что так же является неординарным случаем в международной правовой практике.

Безусловно, у сторон также хватает и неразрешенных вопросов, но своими действиями они показывают, как можно найти взаимовыгодные и рабочие решения и показать иным, как можно и нужно развивать отношения.

Рынок в расширенном понятии

Следует остановиться и на подходе, который используется для определения, что есть общие рынки нефти и нефтепродуктов.

Исходя из действующих в праве ЕАЭС формулировок, которые приводились выше, общие рынки понимаются не просто как условное место встречи продавца и покупателя, где заключаются сделки по купле-продаже углеводородов (узкий смысл), но как целая, полностью работающая сфера экономической деятельности, включающая в себя добычу, переработку, транспортировку и поставку нефти и нефтепродуктов (расширенный смысл).

Тем самым, стороны при построении общего рынка не ограничивают себя только торговыми отношениями, а рассматривают его комплексно по всей его структуре.

Не случайно, в положениях Договора о ЕАЭС, касающихся этих вопросов, немало места уделено именно вопросам инвестиционной деятельности по добыче углеводородного сырья и развитию производства нефтепродуктов.

Это подчеркивает намерение и желание сторон развивать отношения по всей нефтяной цепочке: от скважины вплоть до заправочного пистолета на АЗС.

Фактические итоги

Несмотря на то, что формально Договор об общих рынках нефти и нефтепродуктов еще официально не принят и не подписан, де-факто можно говорить, что в ЕАЭС, на самом деле, такие рынки уже работают даже на уровне имеющегося права и фактически сложившихся отношений.

Во-первых, Договор о ЕАЭС устанавливает и закрепляет свободу движения товаров между его государствами-членами.

Во-вторых, при взаимных поставках не взимаются таможенные пошлины и косвенные налоги.

Все это является краеугольными и уже работающими столпами интеграции и справедливо к таким видам товаров как нефть и нефтепродукты (с учетом их специфики и изъятий).

Выше мы приводили имеющиеся неразрешенные вопросы и трудности, с которыми стороны сталкиваются в процессе процедуры согласования международного договора по нефти и нефтепродуктам, а также в сфере практической хозяйственной деятельности.

Но есть и иная сторона этой медали, а именно уже достигнутые положительные моменты интеграции:

- нефтепродуктовое обеспечение Армении устойчиво налажено российскими компаниями;
- в Республику Беларусь ведутся стабильные поставки нефти из Российской Федерации по максимально приближенным ценам с российским внутренним рынком, а также распространяемым на белорусские НПЗ механизмом выплаты обратного акциза, как и субъектам внутреннего рынка России;



- в Республику Беларусь имели место поставки и казахстанского сырья, пусть сторонам не удалось договориться по коммерческим условиям, но есть факт, что они были и товар поступал белорусским потребителям;
- в условиях санкционного давления на Республику Беларусь Российская Федерация подставила плечо и предоставила возможность организации дальнего экспорта белорусским трейдерам через свою морскую портовую инфраструктуру, а также открыла и свой внутренний рынок для моторного топлива НПЗ Республики Беларусь;
- на поставки белорусских нефтепродуктов распространен топливный демпфер, чтобы их реализации на российском рынке была экономически эффективна;
- основной экспорт казахстанской нефти осуществляется через территорию Российской Федерации и через порт Новороссийск по системе Каспийского трубопроводного консорциума;
- в период повышенного спроса на моторное топливо потребности казахстанских субъектов удовлетворяются нефтяными компаниями Российской Федерации;
- нефтепродуктовое обеспечение Кыргызстана устойчиво закрывается со стороны Российской Федерации (преимущественно) и Республики Казахстан;
- потребности кыргызстанской нефтепереработки удовлетворяются в том числе за счет поставок темных нефтепродуктов из Казахстана.

И это далеко не полное перечисление действующих сфер сотрудничества государств-членов ЕАЭС по нефтяному направлению.

Безусловно, идеально бывает очень редко, всегда имеют место и шероховатости, и даже расхождение пожеланий и позиций. Особенно, когда дело касается международных отношений. И тем более, когда это сфера нефти и нефтепродуктов.

Кому же и как выгоден общий рынок?

Подводя итоги, кто же выиграл (выиграет) в результате интеграции в рамках ЕАЭС и запуска общих рынков нефти и нефтепродуктов, нужно сразу же правильно выбрать систему координат и оценки.

А она заключается в том, что общие рынки нефти и нефтепродуктов ЕАЭС нужно оценивать не в отрыве от более сложной системы – самой общеэкономической интеграции стран, где нефтяная сфера выступает безусловно важной, но не единственной.

Сторонами проделана большая работа, имеющая реальные практические результаты, восстановление старых и генерации новых экономических и кооперационных связей на общем ранее разрушенном фундаменте экономики бывшего СССР, а также с учетом дальнейшего вектора развития национальных экономик уже как независимых государств, образовавшихся на постсоветском пространстве.

Можно, конечно, углубиться в финансовые расчеты: кто, кому, сколько – и на этом основании математически искать бенефициаров общего рынка нефти и нефтепродуктов, а также выводить на этом основании стороны, которые при этом что-то теряют.

Однако правильность выводов такого ограниченного бухгалтерского подхода можно сразу поставить под сомнение.

Во-первых, потому что невозможно дать абсолютные критерии как правильно считать, ведь даже коммерчески разные цены существуют применительно к разным рынкам. И это нормально. И это знают все.

Во-вторых, за процессом подведения баланса плюсов и минусов мы можем не увидеть глобального, а именно синергетического эффекта построения экономического союза с неотъемлемым элементом общего рынка нефти и нефтепродуктов. Считать такой эффект в денежных или натуральных показателях достаточно сложно (если и возможно), но он выступает не только в виде какого-то достижения, но и как фактор развития, положительным образом влияющий на экономику в целом.

Например, Республика Беларусь является одним из крупнейших потребителей российской нефти (6,6-8,7% от общего экспорта в зависимости от загрузки предприятий).

Белорусской стороне нефть хоть и предоставляется по определенной привилегированной цене, но не бесплатно и не в убыток. При этом это стабильный и гарантированный рынок сбыта для нефтяных компаний Российской Федерации, что особенно важно в условиях санкций, когда существуют проблемы размещения сырья на внешних рынках, проведения за них оплаты, а также конверсии и возвращения в Российскую Федерацию ограниченных в обороте валют (той же индийской рупии).

При поставках в Беларусь таких вопросов не возникает. Одновременно российские компании, занимая на рынке энергетических поставок сырья единственное место, не только поддерживают своего союзника, но и участвуют в формировании более дешевых цен на продукцию, которая производится в Республике Беларусь и импортируется потом в Российскую Федерацию, где в структуре себестоимости находится нефтяная составляющая.

Поэтому цифровые (натуральные и денежные) показатели интеграции и функционирования общих рынков нефти и нефтепродуктов, которые в части движения сырья и продуктов были приведены выше, должны обязательно рассматриваться вместе с качественными (куда стороны продвинулись и чего достигли), а также раскрывать практические результаты последних.

Это путь не простой и не быстрый, но здесь как никогда уместна известная фраза американского президента Авраама Линкольна: «Я иду медленно, зато никогда не двигаюсь назад». ■

Список литературы

1. Н.А. Назарбаев. Оригинальный текст выступления Н.А. Назарбаева 29 марта 1994 г. в Московском государственном университете // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. 2016;(1):109-111.
2. И.Паничкин, В.Давыдова. Формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов на постсоветском пространстве // Российский совет по международным делам [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/columns/postsoviet/formirovanie-obshchikh-rynkov-nefti-i-nefteproduktov-na-postsovetskom-prostranstve/?sphrase_id=111735208/ (Дата обращения – 09.09.2024).
3. Маркаров А.А., Давтян В.С. Особенности функционирования рынка нефтепродуктов Армении на современном этапе // Геоэкономика энергетики. № 3 (19). С.125.
4. А.Рыбчинский. Почему белорусские нефтепродукты не текут в Россию? // Нефтегазовая вертикаль. № 8. 2024. С. 112.
5. А.Рыбчинский. Россия – Беларусь: кто кого по нефти? // Нефтегазовая вертикаль. № 4 (520). 2024. С. 60-66.
6. П.п. 2.4 Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2023-2029 годы // Утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 (в редакции постановления от 28 марта 2023 года № 260).
7. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Киргизии // ЦДУ ТЭК [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/877/ (Дата обращения – 16.09.2024).
8. Переговоры по формированию общих рынков энергоресурсов ЕАЭС прошли в Минске // БелТА [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://belta.by/economics/view/peregovory-po-formirovaniyu-obshchih-rynkov-energoresurov-eaes-proshli-v-minske-659930-2024/> (Дата обращения – 16.09.2024).
9. В.Закревский. Общий рынок ЕАЭС как универсальный интегратор // Нефть и Капитал. 2021. № 9. С. 41.
10. А.Мигранян. Формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС // Геоэкономика энергетики. № 2019. С. 63.
11. Глава петербургской бирже предложил Новaku механизм биржевых торгов ЕАЭС+ // Ведомости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2024/09/23/1063814-glava-peterburgskoi-birzhi-predlozhit-novaku-mehanizm-birzhevih-torgov-eaes> (Дата обращения – 26.09.2024).



САХАПРОМЭКСПО

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

**30 – 31 октября 2024 г.
ЯКУТСК**

Организаторы:



**Выставочная компания
Сибэкспосервис**
г. Новосибирск

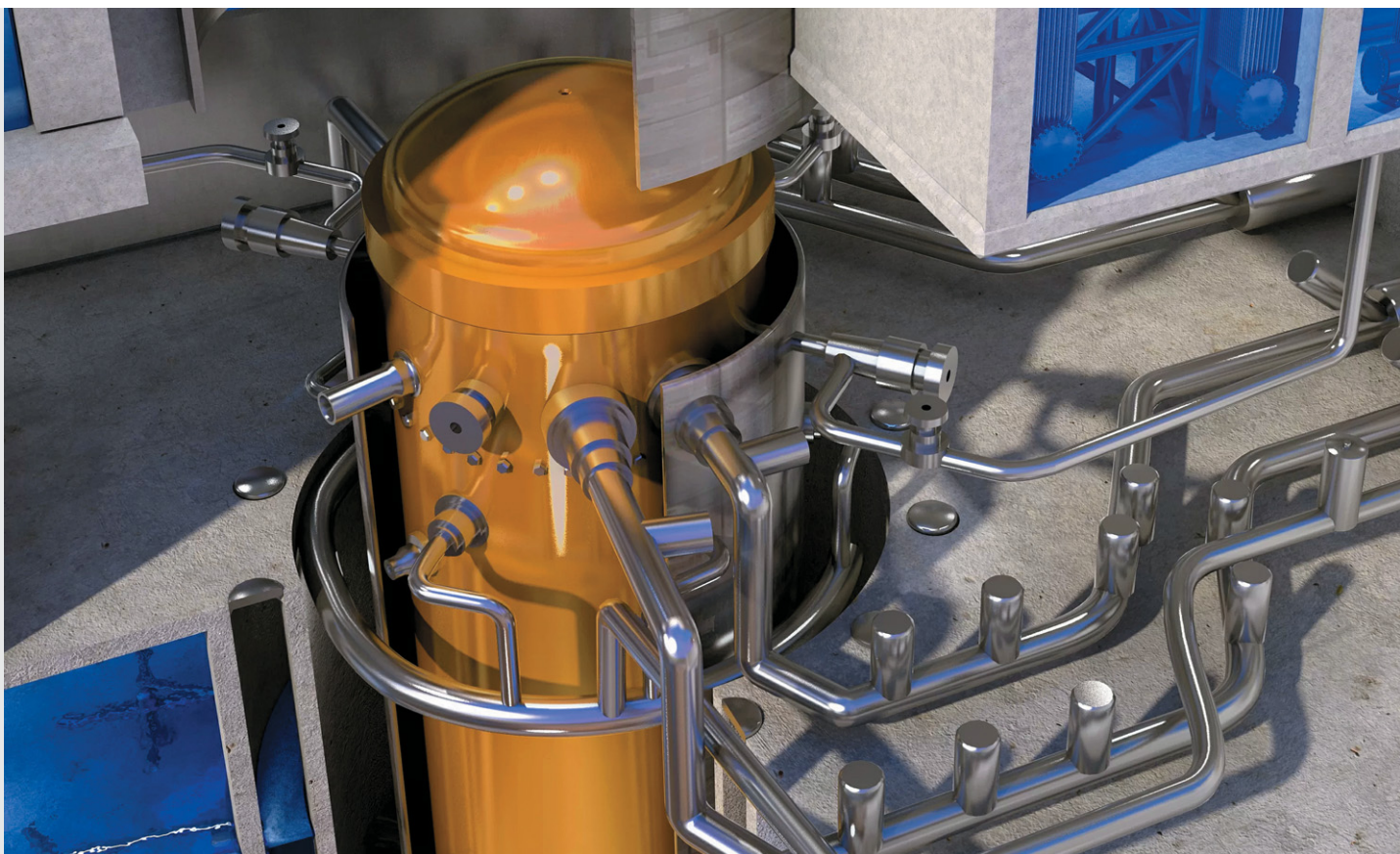


**Выставочная компания
СахаЭкспоСервис**
г. Якутск

Тел: (383) 3356350

[E-mail: vk ses@yandex.ru](mailto:vk ses@yandex.ru)

www.ses.net.ru



МАЛОЙ ЯДЕРКЕ ДАЮТ ЗЕЛЕНый СВЕТ

МАРИЯ ТИМОЩЕНКО

Независимый эксперт

Тема малых модульных реакторов давно застряла где-то между трендом и хайпом. Недавно только десятки проектов пылились в реестрах МАГАТЭ, не включенные как вид ни в один регламент. Сейчас же мы наблюдаем активную работу по реализации первых прототипов ММР, хотя и сопряженную со многими трудностями.

На прошедшем в сентябре ежегодном симпозиуме Всемирной ядерной ассоциации (WNA) ее генеральный директор Сама Бильбао-и-Леон сравнил атомную отрасль с танцполом, «где все толпятся по краям, ожидая, пока кто-то другой выйдет первым или зазвучит правильная песня». Долгие годы десятки стартапов малых модульных реакторов (ММР) ждут одобрения и, конечно же, финансирования

для возможности по-настоящему стартовать. В реестре МАГАТЭ уже не первый год насчитывается более 80 перспективных модульных малых и микрореакторов, сама концепция была предложена американской NuScale Power в 2006 году. Разработками ММР занимаются в 19 странах мира, но до этапа запуска в промышленную эксплуатацию дошли всего два проекта: один в России и один в Китае.

В июле произошло знаковое событие для отрасли – МАГАТЭ впервые с 2015 года обновило редакцию «Методического руководства по развитию национальной инфраструктуры атомной энергетики» – основополагающего документа по подготовке к внедрению или расширению существующих АЭС. Обновленная версия документа дополнилась приложением, где излагаются аспекты для развертывания малых модульных реакторов, которые, по ожиданию Агентства, будут введены в эксплуатацию в ряде стран в ближайшие годы. Они основаны на тех технологиях ММР, которые получили одобрение национальных регуляторов или находятся на продвинутой стадии разработки, в первую очередь это реакторы с водой под давлением и высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы. В октябре 2024 года МАГАТЭ проведет первую Международную конференцию по малым модульным реакторам и их применению.

Драйвером продвижения атомной энергетики вопреки все еще распространенным радиофобным настроениям стала пресловутая зеленая повестка на фоне кризиса вокруг углеводородного топлива. Комьюнити развитых стран приняло решение достичь углеродной нейтральности к 2050 году – идея спорная, но плодотворная для развития отрасли.

Так, в конце прошлого года на Конференции ООН по изменению климата (COP28), 25 стран договорились утроить долю атомной генерации в своем энергобалансе с целью отказа от всех видов ископаемого топлива «справедливым, упорядоченным и равноправным образом» (в число подписантов не вошли только Китай и Индия). При этом доля АЭС малой мощности в этой стратегии должна составить не менее 30%. Конференция не обошлась без скандалов и противоречий, в том числе заявлений об экологической непрозрачности и т.н. гринвошинге (от англ. greenwashing), когда зеленая повестка неоправданно используется в качестве пиар-средства. Само мероприятие проходило в ОАЭ – стране, которая является одним из крупнейших производителей углеводородных энергоносителей, а предложенный на COP28 сценарий достижения нулевых выбросов не имеет четких этапов и предписаний.

Тем не менее наступает важная веха для малой атомной энергетики, ведь глобальная кооперация даст больше уверенности как для производителей, так и для инвесторов. Для ММР обозначен широкий спектр задач: выработка электроэнергии на удаленных и сложнодоступных промышленных объектах, обеспечение центров обработки данных, они могут использоваться для опреснения воды, теплоснабжения и промышленного производства водорода. По оценкам профессионального сообщества, их активное развертывание начнется к 2030-2035 гг. и, по некоторым данным, к этому сроку выработка ММР достигнет 6 ГВт.

Лед тронулся

Разработка малых энергетических реакторов началась в 1950-х гг., преимущественно для атомоходов – плавучих средств с ядерной энергетической установкой, в первую очередь подлодок и ледоколов. Наследие именно этих технологий легли в основу первого ММР для российской плавучей теплоэлектростанции (ПАТЭС) «Академик Ломоносов» – адаптированного КЛТ-40С мощностью 35 МВт, перекочевавшего из атомного ледокольного флота. Закладка киля состоялась в 2009 году, запуск должен был состояться в 2012-м, но в связи с очередными финансовыми трудностями, реализовать проект удалось только весной 2020-го. Сейчас он снабжает теплом и электроэнергией город Певек на Чукотке.

Разработками ММР занимаются в 19 странах мира, но до этапа запуска в промышленную эксплуатацию дошли всего два проекта: один в России и один в Китае

«Росатом» совместно с нефтесервисной компанией «ТСС Групп» летом прошлого года начал разрабатывать и активно предлагать африканским и азиатским партнерам концепцию энергофлота – малых плавучих энергоблоков (МПЭБ) на базе двух современных реакторов серии РИТМ-200 мощностью 50 МВт каждый. Такой флот будет находиться в ведении госкорпорации, тогда как заказчик оплачивает только выработку электроэнергии. В ожидании экспортных заказов первую партию плавучих АЭС планируется направить на рудную зону Баимский летом 2031 года. Корпуса для них строят на китайской верфи Wison (Nantong) Heavy Industry Co Ltd, реакторы изготавливает и смонтирует дочка «Росатома» «Атомэнергомаш». Баимский МПЭБ будет состоять из пяти энергоблоков, включая один подменный, который будет использоваться во время перегрузки топлива и технических работ, их срок службы оценивается в 40-60 лет.

Сама идея плавучих АЭС на базе ММР весьма перспективна, заинтересованность к ней недавно проявила нефтесервисная компания Saipem, которая приступила к изучению возможности применения быстрого реактора со свинцовым теплоносителем (SM-LFR) британской компании Newcleo на шельфе. Разработкой МПЭБ занялась также Южная Корея совместно с Американским бюро судоходства.

Малую АЭС с модульным реактором РИТМ-200Н в наземном исполнении (55 МВт) готовятся построить в Якутии. Запланированный срок ввода в эксплуатацию – 2028 год, что на два года позже, чем анонсированный запуск реактора аналогичного типа у китайских коллег.

На строительство водо-водяного малого АСР100 мощностью 125 МВт национальная компания CNNC заложила пять лет, и пока работы идут по графику – в сентябре начался монтаж внутренних компонентов. Реактор этого класса впервые прошел проверку безопасности и получил одобрение МАГАТЭ, и, таким образом, если все пойдет так, станет первым наземным коммерческим ММР.

Китай довольно поздно присоединился к ядерному сообществу, впервые подключение реактора к сети произошло только в 1991 году. Но со свойственными современной китайской промышленности стремительными темпами, сегодня он выходит на лидирующие позиции – в стране запущено 55 реакторов, в течение 10 лет планируется построить еще 150. Программа развития атомной энергетики обозначена как приоритетная в 12-й пятилетке Китая.

25 стран договорились устроить долю атомной генерации в своем энергобалансе с целью отказа от всех видов ископаемого топлива, при этом доля АЭС малой мощности в этой стратегии должна составить не менее 30%

Третья страна в мире, где ведется строительство ММР – это Аргентина. Реактор CAREM был полностью спроектирован Национальной комиссией по атомной энергии, по крайней мере 70% компонентов и сопутствующих услуг для него будут поставляться отечественными компаниями. Модель не отличается высокотехнологичными инновациями, по сути это упрощенный реактор с водой под давлением с пассивной системой охлаждения. Мощность прототипа составит 25 МВт, последующих экземпляров – до 100-120 МВт. Производство идет с множественными задержками (первый бетон был залит в феврале 2014 года) и финансовыми перебоями – весной этого года правительство в очередной раз резко сократило бюджет на атомные проекты, но все же пока идет.

Дело за малым

США пока в этом сегменте выступает довольно слабо, несмотря на рекордные 22 зарегистрированных проекта перспективных ММР. Серьезным потрясением для ядерных амбиций Штатов стал отказ NuScale Power Corporation в ноябре прошлого года от контракта с Utah Associated Municipal Power Systems, который должен был стать дебютом страны в малой энергетике. На сегодняшний день компания является единственным производителем, получившим одобрение национального регулятора – Комиссии по ядерному регулированию – на демо-версию своего NuScale Power Module мощностью 50 МВт.

Проект в Юте предполагал постройку к 2030 году шести доработанных реакторов на 77 МВт с водой под давлением. Большинство участников проекта покинули его после того, как расходы вышли из-под контроля: стоимость строительства возросла с \$3,6 млрд до \$9,3 млрд, а выдаваемого электричества – с \$58 МВт*ч в 2016 году до \$119 (с учетом субсидии на производство электроэнергии в размере \$30).

Теперь правительство США возлагает надежды на конкурентов NuScale. Министерство энергетики выделило \$2,5 млрд на реализацию двух демопроектов: X-energy Xe-100 (четыре реактора с высокотемпературным газовым охлаждением общей мощностью 320 МВт) и TerraPower Sodium Билла Гейтса (одноблочный быстрый реактор с натриевым теплоносителем мощностью 345 МВт). Еще \$900 млн планируется направить на Программу малых модульных реакторов поколения III+ (Generation III+ Small Modular Reactor Program). Ранее в 2020 году Минэнерго запустило программу «Демонстрационные проекты усовершенствованных реакторов» (Advanced Reactor Demonstration Program (ARDP)) стоимостью \$230 млн. Правительство пытается также активно привлечь частных инвесторов.

Согласно отчету, опубликованному Фондом информационных технологий и инноваций со штаб-квартирой в Вашингтоне, Штаты отстают от Китая на 15 лет в создании передовых технологий атомной энергетики. Аналитики считают, что виной тому недостаточный объем госфинансирования в США, ведь около 70% стоимости китайских реакторов покрываются за счет кредитов от государственных банков по ставкам всего 1,4%, что значительно ниже ставок, которые компании атомной энергетики могут получить в любой другой стране. По подсчетам экспертов, до 2040 года Китай может выделить от \$25 до \$35 млрд на малую ядерку.

Европейские страны пытаются объединиться для выработки единой стратегии в развитии малой энергетики. На Конференции ООН по изменению климата европейское Агентство по ядерной энергии (NEA) запустило инициативу «Ускорение программ ММР для достижения чистого нуля» (Accelerating SMRs for Net Zero) для создания платформы по поддержке стран-участниц. Летом этого года 18 энергетических компаний подали заявку в европейский промышленный альянс с целью ускорения внедрения на европейский рынок BWRX-300 компании GE Hitachi Nuclear Energy, предлагая свои компетенции в лицензировании, логистике и производственных процессах.

В Европе активней всех в тему ММР ворвалась Великобритания со своей программой возрождения атомного сектора. В сентябре в стране, давшей старт угольной энергетике в 1882 году, закрылась последняя угольная электростанция. По итогам тендера, правительство выбрало шесть компаний, среди которых будут выбраны исполнители госконтракта на строительство парка малых модуль-

ных АЭС: EDF, GE-Hitachi Nuclear Energy International LLC, Holtec Britain Limited, NuScale Power, Rolls Royce SMR и Westinghouse Electric Company UK Limited.

Французская EDF позднее отозвала свое участие в конкурсе, компания сейчас сосредоточена на оптимизации своего малого легководного реактора Nuward мощностью 170 МВт, исследования планируется завершить к 2026 году, строительство должно начаться в 2030-м. Шансы NuScale в свете последних событий крайне малы, так же как у Westinghouse, которая погрязла в очередных судебных разбирательствах – в том числе, сейчас компания судится с южнокорейской KEPSCO сразу в трех странах.

Среди оставшихся участников наиболее перспективной выглядит Rolls Royce SMR со своим одноименным реактором. Недавно компания заключила твердый контракт с Чехией и в настоящий момент ведет переговоры с рядом других стран, включая Польшу и Швецию, а также с NASA касательно создания микрореактора для американской лунной базы.

Продвинутые и не очень

Основным препятствием на пути развития атомной энергетики в последние годы становятся репутационные риски при постройке больших реакторов, а с ними и неуверенность инвесторов – это сопряжено с колоссальными расходами, которые часто значительно превосходят первоначальную смету, и серьезными задержками сроков сдачи заказчику. Бесконечные судебные тяжбы и тенденция к продлению срока службы старых реакторов как бы намекают и на вопросы к компетенциям исполнителей.

Главным доводом разработчиков в пользу малых АЭС является конструкционная упрощенность и, как следствие, более сжатые сроки строительства, снижение капитальных и эксплуатационных затрат, что в совокупности должно обеспечить низкие тарифы на электроэнергию. С такими вводными расширяется потенциальный рынок сбыта. Например, африканская Гана, чей госдолг в 2022 году достиг 84% от ВВП, а годовая инфляция – 30%, за это лето получила КП на создание MMP сразу и от России и от США. Американская NuScale сообщает о намерениях построить малые реакторы в Румынии, Казахстане, Польше и на Украине, а «Росатом» заключил исторический первый твердый контракт на строительство модульной АЭС малой мощности с Узбекистаном, переговоры идут также с Киргизией, Монголией, Казахстаном и Мьянмой.

Однако пока ожидания расходятся с реальностью. Экономическая эффективность возможна только при массовом производстве однотипных реакторов. Для стартовых заказчиков стоимость будет сопоставима с большими реакторами, а риски необкатанных технологий значительно выше. Поэтому инвесторы не спешат включаться в проекты даже ради великой идеи нулевых выбросов.

Кроме того, некоторые производители MMP выступают за ослабление нормативных требований. Например, американская NuScale при подаче заявки на одобрение своей последней модели NuScale US460 не смогла подтвердить американским регуляторам соответствие стандартному для обычных реакторов пункту по способности конструкции выдержать удар в случае падения самолета. Из хороших новостей в области безопасности – при аварии с потерей теплоносителя (LOCA) уровень заражения будет слабее ввиду меньшего объема радиоактивного топлива. При этом некоторые типы MMP, особенно те, которые используют охладители, отличные от воды, могут генерировать новые формы радиоактивных отходов – а это минус.

Потенциальным бонусом при создании MMP, если производителям все-таки удастся добиться и сертифицировать более упрощенную конструкцию, может стать отработка долгожданных технологий IV поколения, такие программы условно относят к категории Advanced SMR – продвинутые MMP. Над производством одной из них с 2021 года работает «Росатом», это перспективный реактор БРЕСТ-ОД-300 на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем. Из основных его преимуществ – повышенная безопасность и приближение к замыканию топливного цикла. Отработанное уран-плутониевое топливо из реактора будет перерабатываться прямо на станции и загружаться вновь в реактор. К тому же он сможет уничтожать и такую особо токсичную часть ОЯТ, как минорные актиноиды. БРЕСТ-ОД-300 должен стать ключевой технологией в замыкании топливного цикла, его запуск запланирован на 2028-2029 гг.

Активное развертывание MMP начнется к 2030-2035 гг. и, по некоторым данным, к этому сроку их выработка достигнет 6 ГВт

Тем временем Китай уже ввел в промышленную эксплуатацию в 2023 году свой первый высокотемпературный газоохлаждаемый MMP, признанный релевантным к требованиям реактора IV поколения. Демонстрационный HTR-PM на 210 МВт использует гелиевый охладитель и графитовый замедлитель, в качестве топлива – уран-235 с обогащением до 8,5%.

Таким образом, вопросов к малым модульным реакторам как неосвоенной технологии пока больше, чем ответов, особенно учитывая беспокойный фон энергетической и геополитической среды. Отраслевые специалисты уверены, что успех стоит за слаженной и прозрачной деятельностью, а глобальная кооперация позволит достичь необходимых компетенций. 



СЮРПРИЗЫ И ИНТРИГИ ВОКРУГ БРИКС

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ

Кандидат политических наук

Многополярный мир и его энергетический каркас формируются уже заметно и экономически содержательно, но не без политических интриг. Как складываются основные энергетические звенья структуры БРИКС и где есть слабые места?

Глобальный фон, как и обстановка в самих странах БРИКС, рельефно отражают взаимное размежевание коллективного Запада и все более независимого Востока, как и примыкающего к нему сообщества тех континентов и регионов, которые принято именовать глобальным Югом. И, пожалуй, ни в каких иных областях мировой экономики различия подходов БРИКС и противников формирования многополярного мира к самым актуальным проблемам современности не проявляется столь явно, как в энергетике.

Подходит к концу год председательства РФ в организации, объединяющей около 40% человечества и дающей свыше четверти глобального ВВП. Речь идет, повторимся, об организации, основанной в Екатеринбурге 15 лет назад Россией сообща с КНР, Индией, Бразилией, а затем и с Южно-Африканской Республикой... Можно утверждать, что три квартала 2024-го были наполнены крупными событиями. Они показали напряженную работу по достижению цели БРИКС – полицентричности современного мира.

Сентябрьская встреча профильных министров стран БРИКС, состоявшаяся в Москве в дни Российской энергетической недели, выявила ряд оценок состояния дел на рынке не только энергоресурсов, но и товаров и услуг в целом.

Госрегуляторы работают на бизнес

«БРИКС – а Россия председательствует в этой организации в текущем году – видит свою задачу в сложении экономических потенциалов, создании пространства возможностей для всех, кто заинтересован в гармоничном, взаимовыгодном сотрудничестве», – отметил президент РФ. «В целом на долю дружественных стран, – сказал он далее, – приходится свыше 90% энергоэкспорта России. При этом его физический объем, за исключением природного газа – тоже для специалистов понятно почему, – практически сохранился на уровне 2021 года».

Продолжая товарообмен, главным образом с азиатскими партнерами по БРИКС, Москва намерена активнее задействовать Севморпуть, БАМ и действующие трубопроводы. «Вместе с тем, – напомнил Путин, – в рамках сотрудничества со странами БРИКС мы работаем над созданием собственного платежно-расчетного контура, что создаст условия для эффективного и независимого обслуживания всей внешней торговли»...

...Когда биография БРИКС едва начиналась, скептики от ТЭК отрицали любую проекцию этого процесса на энергетику. Как бы упускался шанс на глобальный охват рыночных перемен по нефти, газу и углю или по ВИЭ под эгидой нового – по сути геополитического, альянса. Не для того, мол, он формируется. Но прошли годы – и за шагами БРИКС виден топливный фон. Налицо внимание «пятерки» к возобновляемым ресурсам и, в то же время, концепция согласованной ею же поэтапности общего, причем планомерного, дрейфа от однобокого архаичного наследия старого ТЭК в будущее.

Всего лишь один, казалось бы, небольшой пример – недавний тендер на шельфе Бразилии, окрашенный неподдельным интересом из другой страны БРИКС – Китая. Да, трудно представить такие конкурсы без господдержки, которая оказывается из Пекина игрокам наподобие CNPC. А ведь, казалось бы, еще недавно западные аутсайдеры пугали партнеров по БРИКС якобы непреодолимой отдаленностью Китая от ЮАР, Индии от Бразилии, а России – от всех остальных единомышленников в рядах того же глобального альянса.

Расстояния не помеха

Вспомним: лидер южноамериканского гиганта Луис Инасиу Лула да Силва выступил за вовлечение страны в торгово-инвестиционную инициативу КНР под девизом

«Один пояс, один путь». Сомневаться в отдаче уже не пристало: буквально по соседству, в Перу, строится крупнейший на материке портовый (включая нефтяной) терминал опять же на льготный кредит от КНР. Вот и Бразилия не склонна отрицать, что ее связи с Азией выигрывают от обретения все более «бриксовского» характера. Пока навязываемые из США «советы постороннего» о том, что слишком далеки пляжи Рио от Великой Китайской стены и что искусственно сближать их – не дело властных структур, кажутся пустыми.

Как в равной мере бессмысленно полагать, что путинский Кремль якобы почти не влияет на рост завоза российского дизельного топлива и удобрений в ту же Бразилию(!). То есть в огромную страну, которая хотя и не вошла в ОПЕК+, но зато изначально состоит в БРИКС... Так или иначе амбициозный западный прогноз того, что цель наведения мостов от Амазонки до Янцзы и Камы окажется где фикцией, выродился, извините, в примитив. Причина победы истины та же – элементарное нежелание равноправных партнеров нового типа ставить друг другу палки в колеса. И еще – мощное содействие ткачам тысячемильных коммерческих нитей со стороны лидеров БРИКС.

Интерес БРИКС к энергетике и экологии – особо значимый фактор. Вспомним: российская инициатива по запуску Платформы энергетических исследований БРИКС родилась в Йоханнесбурге (ЮАР) еще в 2018 году; а год спустя был принят регламент этой платформы. И ныне, в октябре 2024-го, национальные штабы отрасли смогут отчитаться за первую пятилетку своей совместной научно-практической деятельности, масштабы которой впечатляют. Василий Савин, глава Керт, отраслевой практики БРИКС по ТЭК и коммунальному хозяйству, пишет: «Уже половина мировой выдачи и потребления энергии приходится на долю альянса. Но при этом налицо, конечно, и ответственность БРИКС за 1/2 глобальных выбросов CO₂».

Сырьевой потенциал огромен. И он становится еще больше...

На долю государств БРИКС приходится 36% планетарных запасов нефти, 46% запасов природного газа, 39% мировых залежей угля. Пропорциональная планка в использовании электричества – 43%. А ведь генерируется странами альянса еще больше света – 46%, поскольку установленные мощности по выработке частично сориентированы на экспорт и потому превышают 51%.

С учетом сказанного ясно: да, главным загрязнителем атмосферы остается Запад, но коренное «решение проблемы глобального потепления невозможно без значительного вклада со стороны стран БРИКС, их сотрудничества с остальным миром», – констатирует Савин. Дело ведь еще и в том, что ныне, в 2024-м, топливный потенциал БРИКС растет все быстрее. В год председательства

России приступают к официально закреплённой участию в мероприятиях объединения ещё пять крупных звеньев третьего мира. Речь идет о Египте, Иране, Объединённых Арабских Эмиратах, Саудовской Аравии и Эфиопии. Помимо прочего, эта группа авторитетных новичков олицетворяет собою ещё и яркое топливно-энергетическое созвездие на карте Восточного полушария.

О нефтегазовых комплексах Королевства пустынь, ОАЭ и потомков Персидского царства, и спорить нечего. Вместе с тем в ряды игроков быстро продвигаются и Каир (с его огромной шельфовой кладовой El Zohr и планами строительства средиземноморского газопровода EastMed к берегам Греции), и Аддис-Абеба. Это она, наперекор некоторым соседям, борется за обретение самостоятельного маршрута своего нефтеэкспорта к Красному морю.

...Однако и угрозы тоже налицо

Но, честно говоря, упрощать эту тему не следует. Такая многострадальная и все ещё во многом непредсказуемая страна на побережье Африканского Рога, как Сомали, не желает предоставлять эфиопским энергоэкспортерам ни пяди своей морской кромки. Сомалийцы уже пожаловались своему сильному региональному опекуну – Египту. И ведь тот начал переброску – по воздуху – войск и боевой техники под флагом АРЕ к южной части Красного моря. Цель – помешать прокладке коридора для Аддис-Абебы, ссылающейся между тем на свои территориальные договоренности с непризнанным Сомалилендом.

В общей сложности египетская группировка может составить до 5 тыс. штыков. А если учесть, что в Каире недовольны ещё и планами Эфиопии по расширенному гидротехническому использованию крупнейшей на материке дамбы Renaissance в верховьях Нила (которая якобы угрожает безводьем земледелию в египетских низовьях великой реки), то в целом не приходится исключать потенциальное обострение. Увы, для этого африканского ареала любой ТЭК (и углеводородный, и альтернативный) стал скорее опасным камнем преткновения, чем залогом взаимовыгодного сближения.

Так что же в итоге? В живую ткань БРИКС, с первого взгляда миролюбивой модели межнационального сосуществования, инъецирован... потенциальный взрыв! В один и тот же день в состав объединения принимаются враждующие друг с другом спорщики по региональной энергоинтеграции, а не её проводники. Звучит неутешительно. Правда, возможны и возражения: не должны ли такие ситуации регулироваться скорее Африканским Союзом? Стоит обсудить этот вопрос. А иначе не избежать гротескных обвинений в том, что в ряды БРИКС чуть ли не затаскиваются – без должного международно-пра-

вового анализа – не то что дружащие между собой страны, а фактические антиподы (как минимум, на своих региональных площадках)?!

И все же: частичные рокировки или глубинные тенденции?

В целом, однако, повсеместно здоровое тяготение к БРИКС повсюду стало реальностью. Ссор, подобных египетско-эфиопской, единицы. Антагонизмы же нетипичны. Но иные оппоненты могут и возразить: вот, мол, Аргентина, невзлюбившая БРИКС в последний час. Хотя и подав заявку на вступление в этот альянс при прежних властях, она позднее передумала. Прозападники во главе с президентом Хавьером Милеем рассуждают по-своему. Считают, что судьба газовой кладовой Vaca Muerta, крупнейшего месторождения сланцев в Латинской Америке, да и будущее Южного конуса в целом, никак не должны быть связаны с компаниями стран, не являющихся членами или союзниками НАТО. Что ж, сегодняшней аргентинской элите, как говорится, виднее.

Но пока дезориентированный и, между прочим, расколотый социальным хаосом Буэнос-Айрес отвернулся от БРИКС, не менее значимые государства в ряде уголков мира, наоборот, сближаются с этой независимой от чьей-либо гегемонии группой. Сближаются, добавим, вплоть до подачи собственных заявок на вступление. И, кстати, это те страны, которым давно уже прочили успешное энергетическое будущее (с преимущественно национальным сектором в ТЭК) видные политологи мировой нефти. Это и прославленный американец Дэниел Ергин, и не менее читаемый шотландец Данкан Кларк, который образно сравнил рыночную атаку молодых гигантов углеводородной отрасли из тропиков со... стремительным нашествием «новых варваров»!

Но давайте выберем не «варварскую» метафоричность, а объективность... Разве не связана с реалиями ТЭК просьба Куала-Лумпура, высказанная 20 августа премьером Малайзии Анваром Ибрагимом в ходе визита в Индию? Слова, о которых идет речь и которые прозвучали в беседах гостя с лидером ведущей державы Южно-азиатского субконтинента Нарендрой Модди, свелись к заявке: помочь вхождению «жемчужины» Юго-Восточной Азии все в ту же организацию – БРИКС. Скажите, могут ли быть безразличны к сказанному менеджеры нефтегазовой Petronas, воплотившей динамизм, с которым страна расширяет свою роль на региональном и мировом рынках углеводородов и продуктов их переработки?.. Встретившись с Путиным во Владивостоке и выступив вместе с ним с подиума 9-го ВЭФ, тот же г-н Ибрагим подчеркнул, что малазийцы ждут от сотрудничества с Россией и другими странами БРИКС по нефти и газу немалых синергических «плюсов».

Не случайность, а закономерность

Прослеживается взаимосвязь подобных слагаемых и с июньской заявкой соседнего с Малайзией Таиланда – тоже на вступление в БРИКС! Судя по Fortune, Бангкок разглядел в альтернативном Западу альянсе «противовес, нацеленный против экономической гегемонии США». Да и разве смог бы тот же Таиланд остаться привлекательным магнитом, например, для прибыльного для него туризма из РФ, если бы его правящие круги уподобились элитам Токио и Сеула в переносе антикремлевских мер на свою почву? Дабы закрепить не блоковый синдром, а позитив плюрализма в своей внешней политике, Бангкок как раз и стучится в двери БРИКС.

В целом, судя по словам министра иностранных дел ЮАР Наледи Пандер, присоединиться к этой истинно многополярной и никому не угрожающей группе желают уже свыше 30 государств! Кстати, позиция самой Претории отнюдь не голословна – она то и дело становится созвучной миролюбивым тезисам БРИКС в ряде конкретных текущих ситуаций. Так, разве случайным стал недавний запрет правительства ЮАР на поставку партии снарядов, выпущенных местным филиалом известного концерна германского ВПК – RhineMetal по заказу Польши? Мотив суверенного решения по задержке летального груза в Йоханнесбурге ясен: снаряды могут попасть на Украину.

И ведь таких эпизодов в хронике БРИКС немало... Конечно, в этой канве усиливается не только моральное звучание. Крепнет и практическая взаимосвязь – прямая смычка между вложениями глобального Юга у себя дома и за рубежом. Как и между своим вращением в мировую торговлю и осознанием того, что в ядро альянса входят не просто нефтегазодобывающие страны, а звенья ОПЕК+.

Таким образом, диалог той же ОПЕК+ с Малайзией (видя ее поступь в сырьевой области по всему миру) – один из плюсов. Вместе с тем, наряду с Юго-Восточной Азией немаловажное место в энергетическом разделе повестки БРИКС призвано занять и Закавказье.

Бакинский сюрприз

20 августа с.г. заявку на вступление в БРИКС подала Азербайджанская Республика. Древнейший форпост добычи и переработки черного золота на седом Хвалынском море еще четче определился (теперь уже на исходе первой четверти XXI века) с геополитической ориентацией и на постсоветском пространстве, и теперь на других меридианах все более турбулентного мира. Кстати, эта анонсная веха календарно обрамлена двумя событиями. Одно из них предшествовало официальному обращению Баку в БРИКС, а другое должно произойти в столице закавказского государства к концу года.

В первом случае речь шла о визите Владимира Путина в Баку 18-19 августа. В те дни энергетические и природоохранные акценты двустороннего партнерства прозвучали в беседах гостя с президентом Ильхамом Алиевым. Прозвучали особенно емко, будучи развернутыми на ближнюю и вместе с тем на долгосрочную перспективу. Дело теперь и впрямь идет к тому, что на старте предстоящей зимы гостеприимная столица Азербайджана как хозяйка ежегодной конференции ООН по климату (COP29) предстанет перед мировым сообществом по-новому – еще и как завтрашнее звено БРИКС.

...Вот и 11-24 ноября с.г. почти перед двумя сотнями национальных делегаций (готовых хотя бы временно объединить на COP29 руководство топливных гигантов с природоохранными лобби), имидж Баку выиграет. Он будет воспринят, образно говоря, как яркий маяк климатической ответственности и вместе с тем общестратегического равновесия. Ибо на сей раз Азербайджан выявит в своей точке зрения на зеленый переход не только субъективно-индивидуальные позиции, а также и общие подходы БРИКС к целям энергоперехода.

Запад недоволен, и это понятно

«Путин и Алиев подробно проанализировали ситуацию на газовом рынке, – отозвался на итоги бакинского диалога известный политолог Сергей Марков. – Там все суперсекретно. Но так, что очень выгодно Азербайджану и России, а Соединенные Штаты с их санкциями прямо зубами скрипят».

Не стоит забывать и о том, что половина государств в расширяемых рядах БРИКС (РФ, Саудовская Аравия, ОАЭ, Иран, а вскоре еще и Азербайджан) одновременно входит в состав раздвинувшего свои плечи альянса ОПЕК+. А ведь именно эта группировка с 2016-го, не отрицая роли ВИЭ, все же смогла трезво сдерживать ряд смежных, подчас чересчур авральных акцентов. Во главу угла встала не менее актуальная, и притом коллективная, задача как минимум на четверть века. На авансцену вышло планомерное (причем не столько физическое, то есть объемно-количественное, сколько пропорциональное) регулирование нефтедобычи в основных ареалах ОПЕК+. И, как следствие, предотвращение – с помощью совместно выверенных квот – скороспелого и чреватого бедами удешевления углеводородов вплоть до их обесценивания.

Для США и ЕС срыв посткрымских попыток Запада удешевить мировую нефть в канун рецессии означал нечто нежелательное – победу для России, то есть продление ее ресурсных козырей. В этом натовские круги обвиняли ОПЕК+, помешавшую реализации и усугублению санкций против Кремля. Да, тесные связи между Москвой, Эр-Риядом и Абу-Даби для их недругов – словно кость в горле... И вот считавшийся доселе вовсе нейтральным (в раскладе

сил между Востоком и Западом) Азербайджан тоже предстал в ином свете. Не являясь ни звеном оборонительного союза ОДКБ, ни членом ЕАЭС, он все же открыто тяготеет к БРИКС, что не радует Вашингтон и Брюссель.

Читатель вправе спросить: в таком случае, как же уживаются «заказчики музыки» по берегам Атлантики с членством, например, Бразилии или ЮАР в том же альянсе БРИКС, где вектор настроений мощно задают, что ни говори, Россия и Китай? В том-то и дело, что амбициозная G7 в действительности с этим до конца не совладала и делает все, дабы отвести колоссы Латинской Америки и Южной Африки от этого дрейфа к «евразийским нарушителям глобальной игры по неписанным правилам». Словом, конечно, не одобряют из НАТО и ЕС и нынешний шаг Баку. Для Баку же неприемлема крайне односторонняя и раздражающая республику позиция Запада, особенно Парижа, по тлеющему азербайджано-армянскому конфликту – так и не урегулированному (во всяком случае, формально) территориально-правовому спору в Нагорном Карабахе.

Проекция на ТЭК – самая прямая

Еще недавно считалось, что основным – для экспорта апшеронской нефти и газа – географическим направлением является западное. Сомнений в этом, казалось бы, не было. Еще в 1990-х годах консорциум во главе с британской BP пришел на шельфовое месторождение Азери–Чираг–Гюнешли. Позднее оттуда был проложен курсом на турецкий порт Джейхан нефтепровод БТД. Проект стал настолько важным для Азербайджана, Турции (а также Грузии как транзитера), что летом 2008-го в двух шагах от этой трассы благоразумно остановились российские танки.

...Параллельно с запуском БТД началось освоение глубоководной кладовой голубого топлива Шах-Дениз. В дополнение к нефтяной трассе возник газопровод, ставший частью Южного коридора и всей трансконтинентальной системы TANAP-TAP вплоть до берегов Италии. А еще через несколько лет стал усиливаться прессинг ЕС на Азербайджан с целью подключения (к функционирующей, но скромной по объему прокачки газовой трассы) еще и новой «артерии будущего». Речь о задуманной подводной трубе из Туркмении, четвертой в мире кладовой этого вида углеводородного сырья.

Поддастся ли Баку этой внешне логичной каспийской гигантомании? Что ж, Азербайджану виднее. Но как совместить все сказанное с враждебностью со стороны ЕС к политике Алиева на карабахском фоне? Возможно, скажете вы, бакинцам осталось теперь уповать в нефтегазоэкспортных планах если не на Брюссель, то на Анкару – на тесные узы с нею? Но ведь у транзитных «энергосетей Эрдогана» на Босфоре тоже немало врагов; да и киевские акции против экспортной инфраструктуры РФ в на-

правлении Турции тоже выявили это. А тут еще и новый всплеск невразности по отношению к газопроводам: атака на Суджу с ее газоизмерительной станцией – последней действующей точкой трансграничной отгрузки на пути доставки продукции «Газпрома» в Европу.

Итак, что важнее: Восток–Запад или Север–Юг?

Балканское ответвление от «Турецкого потока» на север тоже рискует стать мишенью для врагов топливно-сырьевой интеграции. Мишенью в столь высокой степени, что венгерский премьер Виктор Орбан вынужден был однажды сделать предупреждение на сей счет со всей недвусмысленностью.

Любая диверсия против идущих к Будапешту газопроводов (наподобие взрывов на Балтике в сентябре 2022-го), как дал понять Орбан, будет равна объявлению войны и вызовет с берегов Дуная неумолимый отпор... Трудно дышится и туркам с их транзитом кавказских ресурсов по своей территории, трудно еще и в Средиземноморье. Ведь и там нет покоя. Звучит объяснимая, но чреватая вашингтонской местью антиизраильская риторика из уст Реджепа Тайипа Эрдогана, который, кстати, тоже подал заявку на прием в БРИКС.

В этой атмосфере было бы не удивительно услышать из азербайджанских коридоров власти, да и офисов компании Socar, закономерный вопрос: что если в XXI веке осью партнерства в энергосфере вокруг Каспия станет не линия Восток–Запад, а новое – гарантированно выгодное направление Север–Юг? То направление, которое сблизит Россию и ее соседей с Южной Азией. Ведь речь – о перспективной в рыночно-потребительском и демографическом отношениях части света. Всего лишь один пример из области ТЭК: в июле 2024-го черное золото из России, выгружавшееся на индийских отраслевых терминалах в суточном объеме 2 млн баррелей, превысило июньский уровень на 4,2%, а планку прошлого года – на целых 12%. 44% ввоза жидких углеводородов на Южноазиатский субконтинент – это грузы из РФ. И они оказались нынче в Индии более весомыми, чем поставки той же сибирской или дальневосточной нефти в Китай, которые составили 1,76 млн баррелей...

...Итоги путинского визита в Баку и заявка Азербайджана на вступление в БРИКС подтверждают перспективность направления Север–Юг, особенно в сфере ТЭК. Что, собственно, заслуживает отдельной главы в этой статье.

Каркас коридора Север–Юг намечен

Мы не безучастны к судьбе мелеющего Каспия. Вместе с тем, как отмечали на встрече Путин и Алиев, заботясь об экологии воспетого в летописях Хвалынского



моря и о восполнении его природных богатств, будет сделано все возможное для того, чтобы крупнейшее соленое озеро планеты активнее работало на благо прилегающих к нему государств.

Для России и Азербайджана из этого следуют как минимум три важных вывода. Во-первых, на карте появятся новые совместные буровые платформы нулевого сброса и в целом новые апстрим-проекты. Причем ожидаемая динамика роста перекинется через Иранское нагорье мостом логистики от волжской дельты к Персидскому заливу. Кроме того, будет общими силами создан материковый транспортный коридор к Аравийскому морю – проложен не то что от великой русской реки, а от Финского и даже Кольского заливов! Сначала эта кажущаяся фантастикой трасса будет в основном автомобильной и рельсовой. Но заметьте: одна лишь модернизация железнодорожной сети вдоль Каспия по отрогам Кавказского хребта и далее увеличит пропускную способность трансграничного маршрута до 15-30 млн тонн грузов в год.

И, наконец, третье. Наряду с сухопутным, заработает еще и морской – к берегам Индии – вектор того же коридора Север-Юг. Часть его проляжет (со значительным углеводородным насыщением) тоже по Каспию. Так же, впрочем, будет и на Волге, на Дону, в Азовско-Черноморском бассейне... Что для этого требуется? Нужны флотилии намеченных к постройке сообща с Азербайджаном танкеров для перевозки нефтепродуктов. Речь идет о целом классе плавсредств категории «река-море». Отныне, сообща с Бакинским судостроительным заводом, в этот единый проектно-производственный цикл (от конструкторских бюро до ступеней на многоязыких верфях) во-

влечены наши «Трансмашхолдинг» и Объединенная судостроительная корпорация.

Скептики отмахнутся: разве, мол, дробление флота на единицы со скромным водоизмещением актуально в эпоху океанских супернефевозов?! Да, актуально, ведь речь на Каспии и вокруг него пойдет не только об огромных объемах перевозимого сырья, но и порою всего о нескольких сотнях тонн «штучной» продукции – дистиллятов, редкого авиатоплива или эксклюзивных горюче-смазочных материалов.

Внимание не только к южному, но и к тихоокеанскому вектору

Коллективными звеньями адресного транспортного обеспечения поставок в разветвленном русле коридора Север-Юг станут бригады докеров на терминалах черного золота в Бендер-Аббасе и переработчики Волгограда, приемщики российских удобрений в индийском штате Гуджарат и эксперты по биохимической защите земледелия в Махачкале и Азове. Есть основания рассчитывать на то, что к веерному профилю международно-каспийского ТЭК и как бы производных от него подотраслей не останутся безразличными сырьевые и перерабатывающие мощности Казахстана и Туркменистана.

Не только виден новый инвестиционно-коммерческий ракурс Север-Юг. Формируется еще пласт: поставки топливных ресурсов из Сибири в Китай. Как отмечалось 26 сентября с.г. с трибуны Российской энергетической

недели, «если раньше доля Азиатско-Тихоокеанского региона в нашем энергоэкспорте составляла примерно 39%, то по итогам прошлого года она выросла в полтора раза и превысила уже 60%».

Однако в диалоге двух великих соседей Москвы и Пекина возникло невольное замедление тех или иных интеграционных планов. Так, в настоящее время, и это в общем-то известно многим нашим партнерам по БРИКС, застрял один из важных разделов трансграничного взаимодействия РФ и КНР по природному газу. В чем же тут дело?

Над узловым энерготранзитным проектом России и Китая нависла угроза более серьезного торможения, чем казалось еще недавно. Откладывается, причем теперь уже на неопределенное время, разработка планов прокладки в Поднебесную крупного трубопровода, призванного подать в КНР природный газ не только из Иркутской области и Якутии, как это уже осуществляется по запущенной в 2019-м артерии «Сила Сибири», а со временем из Югры и Зауралья.

Сюжет не только монгольский

Монголия, входившая в XX веке в СЭВ, а в пореформенные времена предложившая свои услуги по транзиту газа не просто в Китай, а прямоком в самую развитую часть КНР на Тихом океане, удивила своих соседей в июле с.г. Вышло решение Улан-Батора: исключить начало работ на будущей трассе «Силы Сибири-2» из планов республики на 2028 год. Намечавшиеся на ближайшие четыре года целевые капиталовложения были отменены.

Что же, перспективный (но, быть может, сомнительный для маловеров) пункт вычеркнуло из своих наметок суверенное государство, имеющее на это право. Речь о стране крупного размера, хотя и с малочисленным населением – около 3,398 млн чел. Но чем бы и кем бы ни мотивировался отказ (ставший, к счастью, не очень-то жестким) от создания в пустыне Гоби промежуточного плеча на российско-китайской магистрали, сюжет показался многим наблюдателям неприятным. Ибо монгольская сторона словно усомнилась в реальности «проекта века», его востребованности и шансах на выполнение.

К счастью, проблема была урегулирована в ходе августовского визита Путина в Улан-Батор. Высказав монгольским друзьям желание РФ ускорить содействие в развитии их угольной, нефтяной, атомной и гидроэнергетики, российский лидер вместе с тем вывел диалог на осознание компромиссно-привлекательной возможности. Суть ее – в чем-то даже опередить ожидаемое нами решение Пекина. Сколь бы долго китайские партнеры ни раздумывали над условиями газового контракта, но мы, как видите, все равно уже готовы проложить хотя бы начальное плечо артерии по монгольской территории –

вплоть до границы с КНР. Эта артерия будет названа «Союз Восток».

...Что касается «голубого топлива», то Китай, привыкший раскладывать импортные яйца по разным корзинам, якобы намекает на предпочтительный прирост поставок не из РФ, а из Средней Азии. Особенно – из Туркмении (вероятно, более податливой к снижениям цен на те энергоносители, которые имеются у Ашхабада в изобилии). В общем и целом, в глобальных медиа вырисовывается чуть ли не батальное полотно(!) со сталкиванием интересов России и экс-советских республик на дальневосточной экспортной площадке. Драматизируется то, что компании Поднебесной хотят инвестировать в проект по расширению (по территориям Туркмении, Узбекистана и Казахстана) газовой артерии Line D, контуры которой пристально анализируются западными экспертами.

Существует между тем и еще одна сценарно взвинченная версия. Она, можно сказать, расцвела пышным цветом в августе 2024-го, когда и в КНР, и за ее пределами отмечалось 120-летие со дня рождения реформатора Дэн Сяопина. Того лидера ЦК КПК с убеждениями рыночника, который развернул в последней четверти XX века отсталую экономику Китая к совершенно иным ориентирам. Развернул в сторону подлинного хозрасчета, материальной заинтересованности, рентабельности, прибылей и масштабной приватизации. Причем столь умело и успешно, что китайский ВВП, едва достигавший 150 млрд долл в 1978 году, превысил в 2023-м 17,8-триллионную планку!

Председателя КНР Си Цзиньпина и его команду обвинили в... забвении наследия Дэн Сяопина! Иные критики рьяно доказывают, будто процесс карьерного выдвижения товарища Си включал в себя не только его личностные акценты и коррективы в подборе преданных партийных и хозяйственных кадров в Пекине и на периферии. Мол, вместе с мыльной водой, якобы замутненной в русле ряда перемен, новое руководство выплеснуло и самого ребенка, то есть отказалось от сути заветов Дэн Сяопина. Эшелонированной бюрократией и якобы слишком жестким социалистическим госрегулированием и даже диктатом(!) заменены некогда гибкие механизмы рыночных реформ, реализованных на рубеже веков в немалой степени по зарубежным бизнес-рецептам.

Таков, дескать, основной корень нынешних замедлений, хозяйственного скрежета в КНР и ее сравнительно невысокого спроса на энергоресурсы. Как и обычно, попутную вину за все это якобы несет путинская Россия. Это, мол, ее сверхцентрализованную и противостоящую атлантистам – в условиях СВО – модель напрасно (по мнению западных китаистов) поддерживает товарищ Си Цзиньпин. Собственно, с этих позиций и завершается в дальнем зарубежье артподготовка к азиатскому разделу саммита БРИКС в столице Татарстана.

Ждем решительного ответа. 🇷🇺



RUSSIAN
TECHNOLOGY
DAY



Главное событие нефтегазовой отрасли в мире

4-7 ноября 2024, Абу-Даби, ОАЭ

ADIPEC — международная нефтяная выставка и конференция, являющаяся местом встречи нефтяных, газовых и энергетических компаний!

Russian Promotion Group является единственным официальным представителем выставки ADIPEC в России и организатором выставки Russian Energy, проходящей одновременно с ADIPEC.

Мы поддерживаем российских производителей в их стремлении выйти на зарубежные рынки.

В этом году мы предлагаем три формата участия в выставке ADIPEC:

1. Выставочный стенд
2. Деловая программа
3. Конференция Russian Technology Day

Стоит отметить, что наша команда разработала единый пакет услуг для участников конференции **Russian Technology Day**, в который входит:

- коммуникация с конечными пользователями и потенциальными партнёрами
- встречи с техническими специалистами клиентов до проведения мероприятия.

Питч-сессия продукта/технологии станет кульминацией проекта с возможностью представить свой продукт иностранным клиентам из стран Ближнего Востока и Африки.

Присоединяйтесь к лидерам отрасли!

Продемонстрируйте свои высокие технологии и станьте частью устойчивого и инновационного будущего.

Для регистрации и
дополнительной
информации
обращайтесь ►

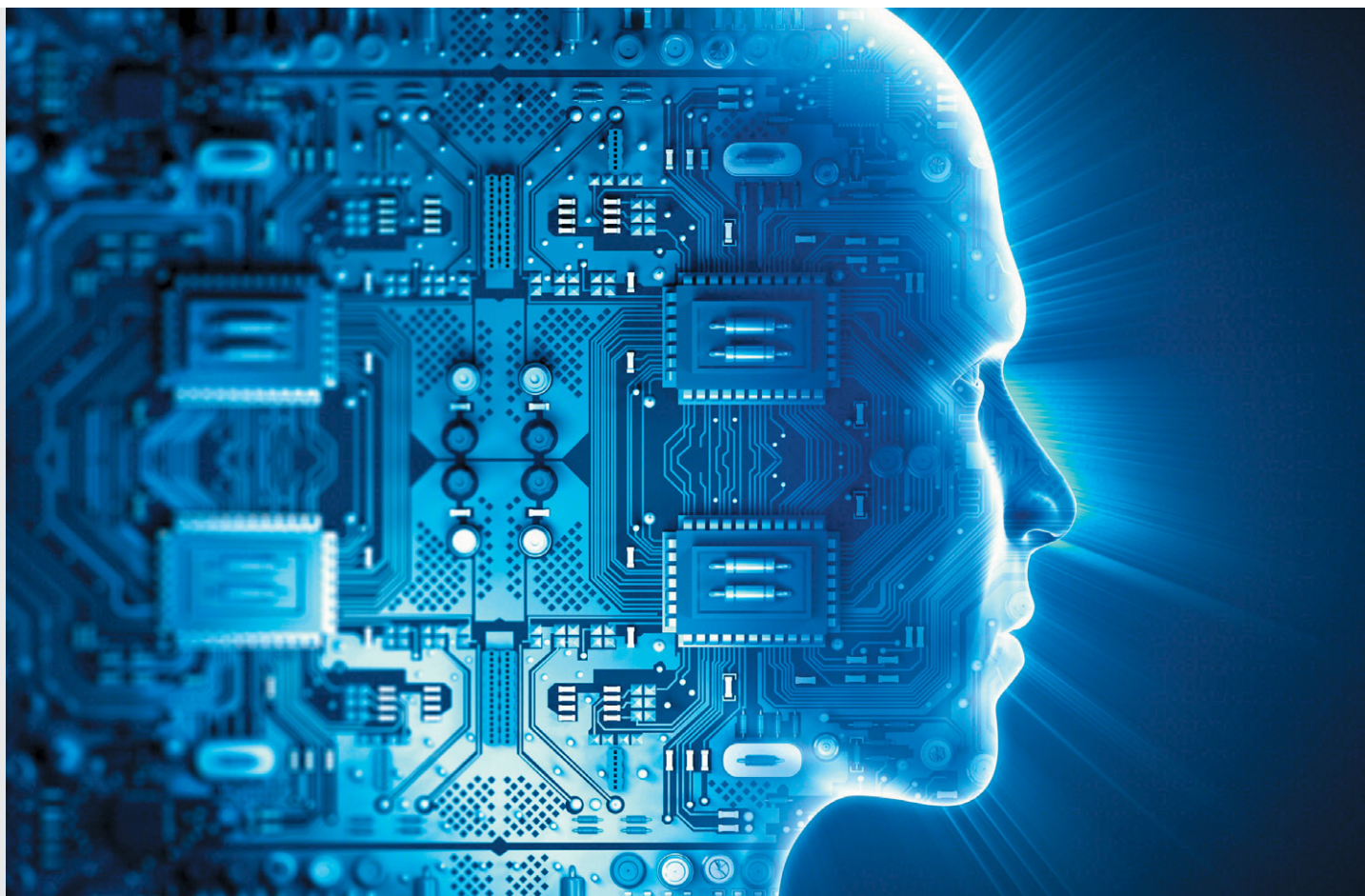


**Алена
Ерофеева**

Руководитель проекта

+7 903 055 21 12

russianpromogroup.com



ТЕХНОЛОГИИ ГЕНЕРАТИВНОГО ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ

АЙРАТ АРИФУЛЛИН

Консультант «ВЫГОН Консалтинг»

Снижение объемов ГРП и сокращение затрат на поиски и разведку УВС за последние четыре года отрицательно влияют на динамику восполнения минерально-сырьевой базы нашей страны. Для своевременного реагирования на эти вызовы важно задуматься о повышении эффективности геологоразведки. Здесь на помощь могут прийти генеративные модели искусственного интеллекта. Они уже сейчас позволяют решать прикладные узконаправленные задачи для открытия новых месторождений углеводородов. А в будущем могут стать полноценным ассистентом геолога для реализации проектов по освоению ресурсного потенциала Сибири и Дальнего Востока.

Объемы ГРП и затраты на них снижаются

В последние годы в России наблюдается снижение эффективности геологоразведочных работ (ГРП). Согласно данным Государственного баланса запасов и Государственного доклада о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ, за последние 10 лет затраты на ГРП в реальном выражении колеблются в диапазоне 220-340 млрд рублей. Начиная с 2020 года наблюдается их снижение. Объемы поисково-разведочного бурения начали падать на год раньше и по состоянию на конец 2023 года сократились на 25% (см. рис. 1). Прирост извлекаемых запасов углеводородов не показывает существенной положительной динамики: средний размер открываемых месторождений за последнее десятилетие составляет всего 4,2 млн тонн.

При этом, несмотря на уменьшение объемов бурения и снижение средней величины новых запасов, в России сохраняется значительный ресурсный потенциал, особен-

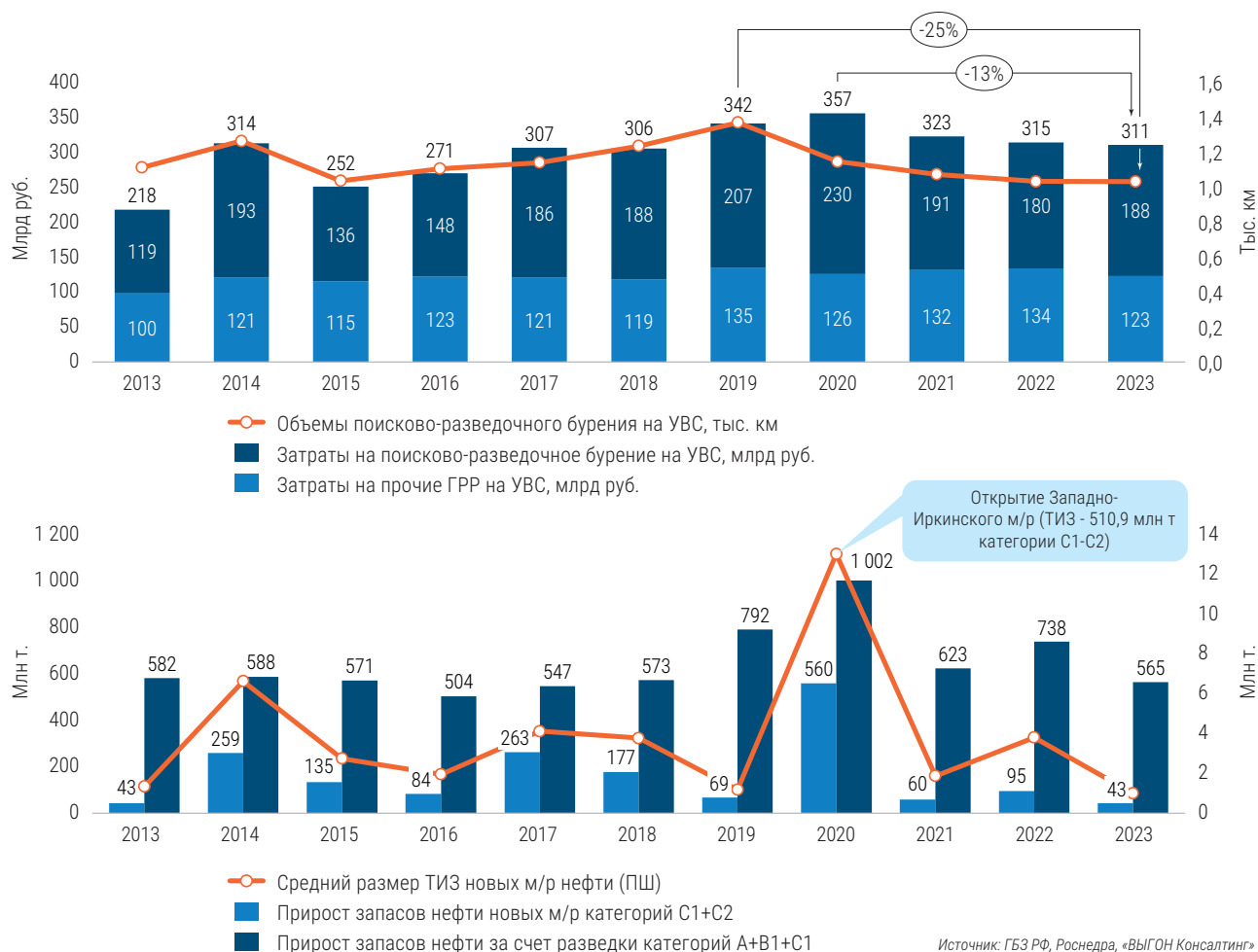
но в таких слабо изученных регионах, как Таймыр, Восточная Сибирь и шельфы северных морей. Они представляют собой перспективные направления для дальнейшей геологоразведки.

Таким образом, современная тенденция снижения затрат на ГРП в сочетании с падающими объемами бурения и ограниченным приростом запасов подчеркивает необходимость повышения эффективности этих работ. Ключевую роль в решении этой задачи могут сыграть новые цифровые технологии и прежде всего генеративный искусственный интеллект (ИИ).

Генеративный ИИ может решать прикладные задачи геологоразведки

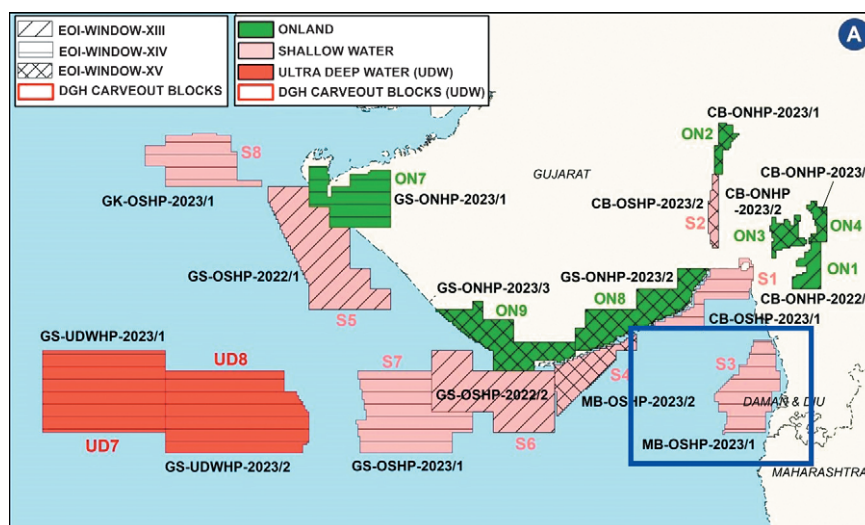
В последние годы генеративный ИИ, представленный большими языковыми моделями (large language model, LLM) и технологиями генерации ответов с использованием актуальных данных (Retrieval-Augmented Generation,

Рис. 1. Динамика затрат на ГРП на нефть и газ (в ценах 2023 г.) и объемы поисково-разведочного бурения на УВС в 2013-2023 гг. Динамика прироста запасов нефти за счет новых м/р и разведки (категории А + В1 + С1) за 2013-2023 гг.



Источник: ГБЗ РФ, Роснедра, «ВЫГОН Консалтинг»

Рис. 2. Расположение выбранного ЛУ MB-OSHP-2023/1 в восточной части Камбейского залива Индии



Источник: Главное управление по углеводородам Индии, «ВЫГОН Консалтинг»

RAG), начал применяться в науке и промышленности, включая нефтегазовую сферу. LLM, обученные на обширных текстовых данных, способны интерпретировать и генерировать текст, что делает их полезными для задач обработки и анализа информации. Технологии RAG расширяют их возможности, обеспечивая доступ к актуальной и релевантной информации, улучшая качество ответов за счет интеграции данных из реальных источников.

Эксперты «ВЫГОН Консалтинг» исследовали потенциал современных технологий генеративного ИИ на примере узкоспециализированной задачи – определения шанса геологического успеха (geological chance of success, gCoS) при разведке месторождений УВС. Для этого было использовано специально разработанное ИИ-решение – «Интеллектуальный ассистент геолога», включающее модули поиска релевантных научных статей, предобработки исходных данных, извлечения структурированных данных и сравнения (бенчмаркинга) качества ответов фронтальных LLM.

Поставленную задачу определения параметров gCoS нейросеть решала на базе полусотни открытых научных статей по геологии Индии, в пределах которой выделяется 26 нефтегазоносных бассейнов [4]. Для оценки был выбран лицензионный участок (ЛУ), выставленный в рамках Программы лицензирования открытых площадей Индии OALP BID ROUND-IX (январь 2024) – MB-OSHP-2023/1 [5]. Участок расположен в пределах Камбейского залива и с точки зрения нефтегазоносного районирования относится к суббассейну депрессии Сурат бассейна Мумбайского шельфа (см. рис. 2).

Для расчета gCoS используются независимые относительно друг друга геологические факторы вероятности

наличия нефтегазоматеринской породы (НГМП) (Р_{нм}), путей миграции (Р_м), пород-коллекторов (Р_к), непроницаемой покрышки (Р_п) и ловушки УВ (Р_л). Формула для расчета gCoS выглядит следующим образом:

$$gCoS = R_{nm} \times R_m \times R_k \times R_p \times R_l.$$

Для изучения текущих возможностей и границ применимости нейросетей в оценке gCoS был выбран фактор Р_{нм}. Он определяется на основе геологической информации, полученной по результатам пиролиза НГМП и оценки отражательной способности витринита.

Задача по оценке этого параметра была выполнена в несколько этапов. Первый включал в себя поиск и пре-процессинг данных, предусматривающие формирование базы статей, распознавание PDF, предобработку текста и таблиц (см. рис. 3).

В рамках второго этапа были разработаны JSON-схемы для геологических справочников, а также с помощью LLM проведено извлечение (экстракция) данных из PDF-документов с последующим их сохранением в базу (см. рис. 4). Важно отметить, что корректная экстракция геологической информации является критически важным условием для эффективной оценки gCoS, ошибочный результат может привести к существенным финансовым потерям при выполнении геологоразведочных работ (ГРП).

На завершающих этапах извлеченные данные позволили произвести оценку gCoS и сравнить качество их ответов (бенчмаркинг моделей).

В результате «Интеллектуальный ассистент геолога» определил, что в суббассейне депрессии Сурат ключевы-

Рис. 3. Методологическая схема поиска и препроцессинга неструктурированных данных геологических отчетов

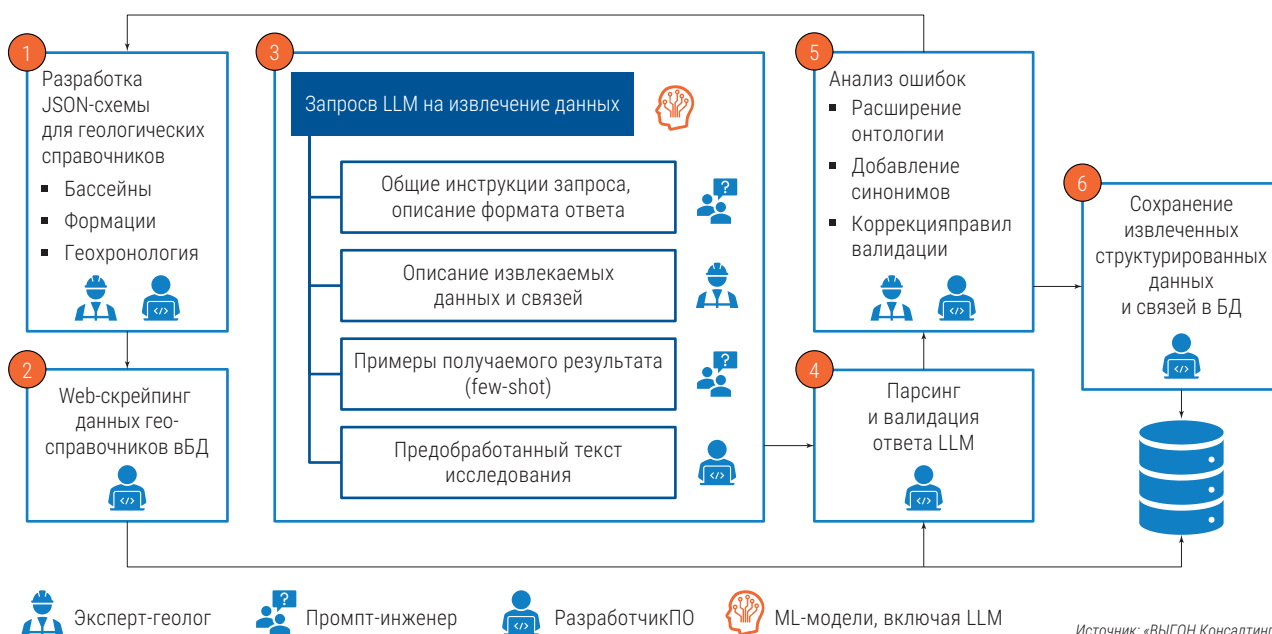


Источник: «ВЫГОН Консалтинг»

ми НГМП являются богатые органическим веществом глинистые сланцы формации Панна (палеоцен-нижний эоцен). Экстрагированные параметры НГМП формации Панна включили в себя более 20 образцов анализа

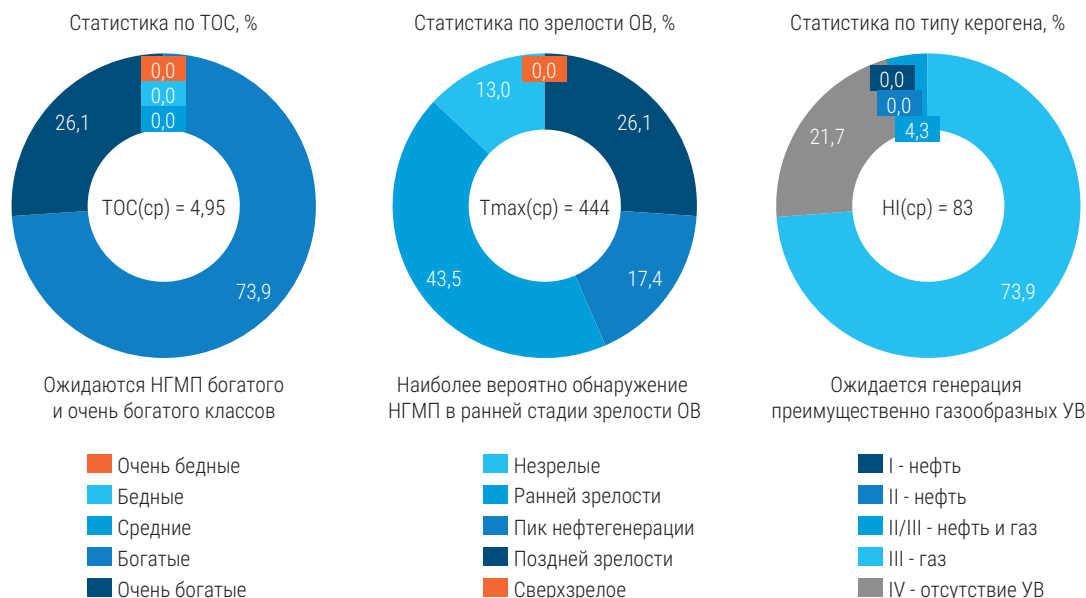
Rock-Eval, отобранных с различных глубин – от 2,3 до 3,7 км. Диапазоны показателей зрелости и качества НГМП с помощью нейросети были оценены следующим образом (см. рис. 5):

Рис. 4. Методологическая схема извлечения данных (extraction)



Источник: «ВЫГОН Консалтинг»

Рис. 5. Статистика общего содержания органического углерода (ТОС), максимальной температуры (Tmax) – зрелости ОБ и водородного индекса (HI) – типа керогена для отобранных образцов, подходящих для ЛУ MB-OSHP-2023/1



Источник: «ВЫГОН Консалтинг»

- максимальная температура (Tmax) – от 424 до 465 °C;
- общее содержание органического углерода (ТОС) – от 1,36 до 33,25%;
- индекс продуктивности (PI) – от 0,03 до 0,31;
- водородный индекс (HI) – от 14,72 до 243,5 мг УВ/г ТОС.

ИИ-решение позволило установить, что на данном лицензионном участке ожидаются НГМП богатого и очень богатого классов (связанные с формацией Панна), так как все образцы пород содержат более 1% органического углерода [6].

По степени зрелости большинство образцов, экстрагированных с помощью LLM, находятся на стадиях ранней зрелости и активной нефтегенерации (ПКЗ-МКЗ), о чём свидетельствуют показатели Tmax, превышающие 435 °C, и индекс продуктивности, превышающий 0,1 для значительной части образцов [7]. В связи с расположением ЛУ в пределах депрессии Сурат палеоценовые и эоценовые отложения залегают на больших глубинах, что повышает фактор зрелости НГМП.

С точки зрения углеводородного потенциала НГМП, формации Панна содержат преимущественно кероген III типа (HI от 50 до 200 мг УВ/г ТОС), что указывает на перспективу генерации газообразных углеводородов на участке.

Таким образом, в результате анализа данных генеративный ИИ определил, что наличие НГМП на данном ЛУ крайне вероятно. На нем присутствии НГМП с высоким ТОС и хорошей зрелостью, генерация УВ либо идет в на-

стоящее время, либо отложения вошли в главную зону нефтегенерации. Параметр Р_{нм} составляет 0,95.

Генеративный ИИ нуждается в экспертном контроле

В процессе исследования возможностей генеративного ИИ для оценки gCoS было выделено три группы ошибок, возникающих при использовании LLM для работы с научными текстовыми данными в нефтегазовой отрасли, геологии и многих других сферах. Их стоит рассмотреть подробнее.

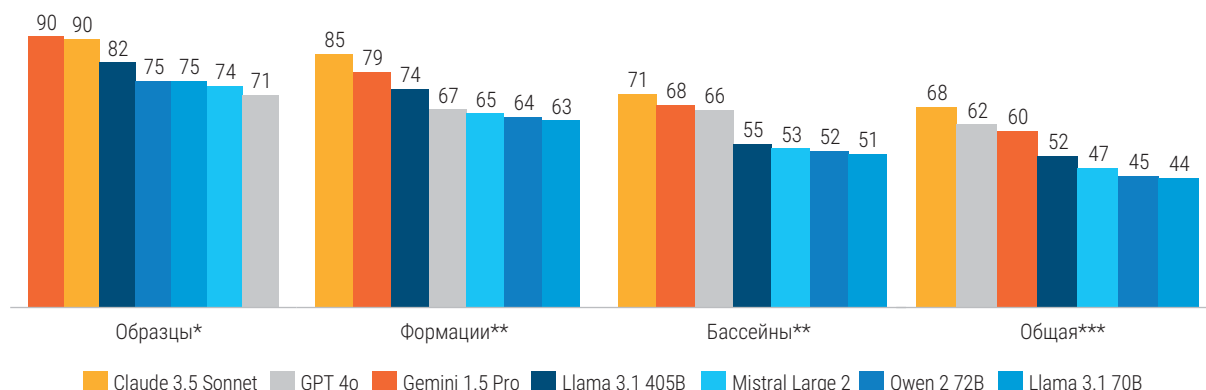
1. Ошибки предобработки данных

Одной из основных проблем является некорректное распознавание таблиц, особенно встроенных в рисунки, что приводит к невозможности извлечения данных из таких таблиц. Дополнительно модели могут путать колонки в таблицах и извлекать данные из соседних колонок, что влечет неверную интерпретацию параметров. Эти проблемы указывают на необходимость доработки алгоритмов предобработки и более тщательной настройки моделей для повышения точности и надежности извлечения геологической информации.

2. Онтологические ошибки экстракции

Онтологические ошибки экстракции данных при использовании генеративного ИИ связаны с неправиль-

Рис. 6. Бенчмаркинг корректности экстракции данных различными БЯМ по отдельным группам: значения параметров по образцам, названия бассейнов, формаций и общая корректность извлечения, %



* Корректное извлечение значений 4х параметров (ТОС, Тмах, Нl, Ro) образца

** Корректное извлечение значений 4х параметров образца и связанного с образцом названия бассейна или формации соответственно

*** Корректное извлечение значений 4х параметров образца, связанных с ним названий бассейна и формации

Источник: «ВЫГОН Консалтинг»

ной интерпретацией и привязкой данных к соответствующим геологическим объектам, бассейнам, формациям и образцам. Одной из ключевых проблем является то, что LLM иногда не может корректно идентифицировать и связать между собой объекты, разбросанные по тексту и различным таблицам. Например, в сложных или неявных связях между данными модель может неправильно определить, какой бассейн или формация относится к конкретному образцу, что приводит к ошибкам в дальнейшей интерпретации и расчетах. Кроме того, встречаются случаи, когда одно и то же название используется для разных объектов в различных источниках, что также приводит к путанице и некорректной привязке данных.

При изучении научных статей по геологии Индии было выявлено несоответствие в названиях крупных геологических формаций. Например, формация Касарагод упоминается под разными названиями: Kasaragod, Kasargod, Kasargad. В Индии такие различия обусловлены внутренней спецификой. В российской литературе можно ожидать схожие проблемы, поскольку часто используются различные наименования для одних и тех же свит, а также сокращения, профессиональный сленг и аббревиатуры. Например, баженовскую свиту могут сокращать до термина «бажен», покурская свита часто обозначается индексом «ПК», который в нефтегазовой геологии может означать, например, протокатагенез.

3. Технические ошибки экстракции

Основными проблемами являются отклонение от заданного формата выходных данных и бесконечная генерация «мусорных» токенов. Эти технические ошибки существенно снижают качество и надежность извлекаемой

информации, требуя дополнительной доработки алгоритмов и улучшения моделей для обеспечения корректного и последовательного извлечения данных.

Кейс использования LLM для определения параметров gCoS демонстрирует, что генеративный ИИ уже сейчас можно применять для решения прикладных отраслевых задач. Однако наше исследование показало нехватку знаний нейросетей в области нефтегазовой геологии и разведки. Это вместе с рядом технических проблем, влияющих на качество ответов нейросети, говорит о необходимости обязательного внешнего контроля за работой LLM. Причем он должен осуществляться силами экспертов, обладающих глубокими знаниями и компетенциями по указанным темам.

Лучший результат – у закрытых иностранных LLM

Для оценки качества извлечения данных был размечен тестовый датасет для 50 исследовательских статей, содержащих данные для 830 образцов. Результаты бенчмаркинга (см. рис. 6) показали, что наилучший результат в извлечении данных с полным соответствием всех параметров и связей геологических образцов показывает закрытая модель Claude 3.5 Sonnet с результатом 68%. На шесть процентных пунктов от нее отстает самая популярная в мире модель GPT 4o. На третьем месте с 60% еще одна закрытая модель – Gemini 1.5 Pro. Результат открытых моделей чуть ниже: Llama 3.1 405B – 52%, Mistral Large 2 – 47%, Qwen2 72B – 45%, Llama 3.1 70B – 44%.

Отечественные YandexGPT и GigaChat принимали участие в тестировании, но в итоговый бенчмаркинг не

попали. Им не удалось извлечь неструктурированные геологические данные в CSV формат в соответствии с заданной онтологической инструкцией. Кроме того, из-за небольшого размера контекстного окна и ограничений на количество генерируемых токенов процедура извлечения усложнялась и теряла в качестве.

Геологоразведке нужен ИИ-помощник в области структуризации данных

Современные модели генеративного ИИ становятся эффективным и масштабируемым инструментом для извлечения данных из геологических отчетов, учебников, проектно-технической документации и т.д. Для нефтегазовой геологии особенно важна задача структуризации научной и производственной информации, которая после преобразования может стать ценным активом компаний.

Наиболее очевидным и эффективным применением генеративного ИИ на данный момент является формирование баз данных на основе LLM-экстракции геологических, геофизических, петрофизических параметров с привязкой к стратиграфии, месторождениям, тектонике и нефтегазовому районированию. Базы данных, созданные с помощью LLM смогут решать следующие задачи:

- упрощение доступа к числовым значениям геологических параметров из различных источников;
- возможность быстрого подбора аналогов (для оценки запасов и ресурсов);
- ранжирование перспективных участков за счет оценки gCoS (при наличии встроенных алгоритмов оценки параметров gCoS).

В производственные процессы нефтегазовой геологии также могут быть интегрированы вопросно-ответные системы по документации компаний, регулирующих органов, университетов и т.д. Они будут способствовать:

- упрощению доступа к неструктурированной информации;
- повышению эффективности работы специалистов отрасли (геологов, геофизиков, петрофизиков, разработчиков и т.д.);
- улучшению качества принимаемых решений за счет быстрого получения релевантной информации.

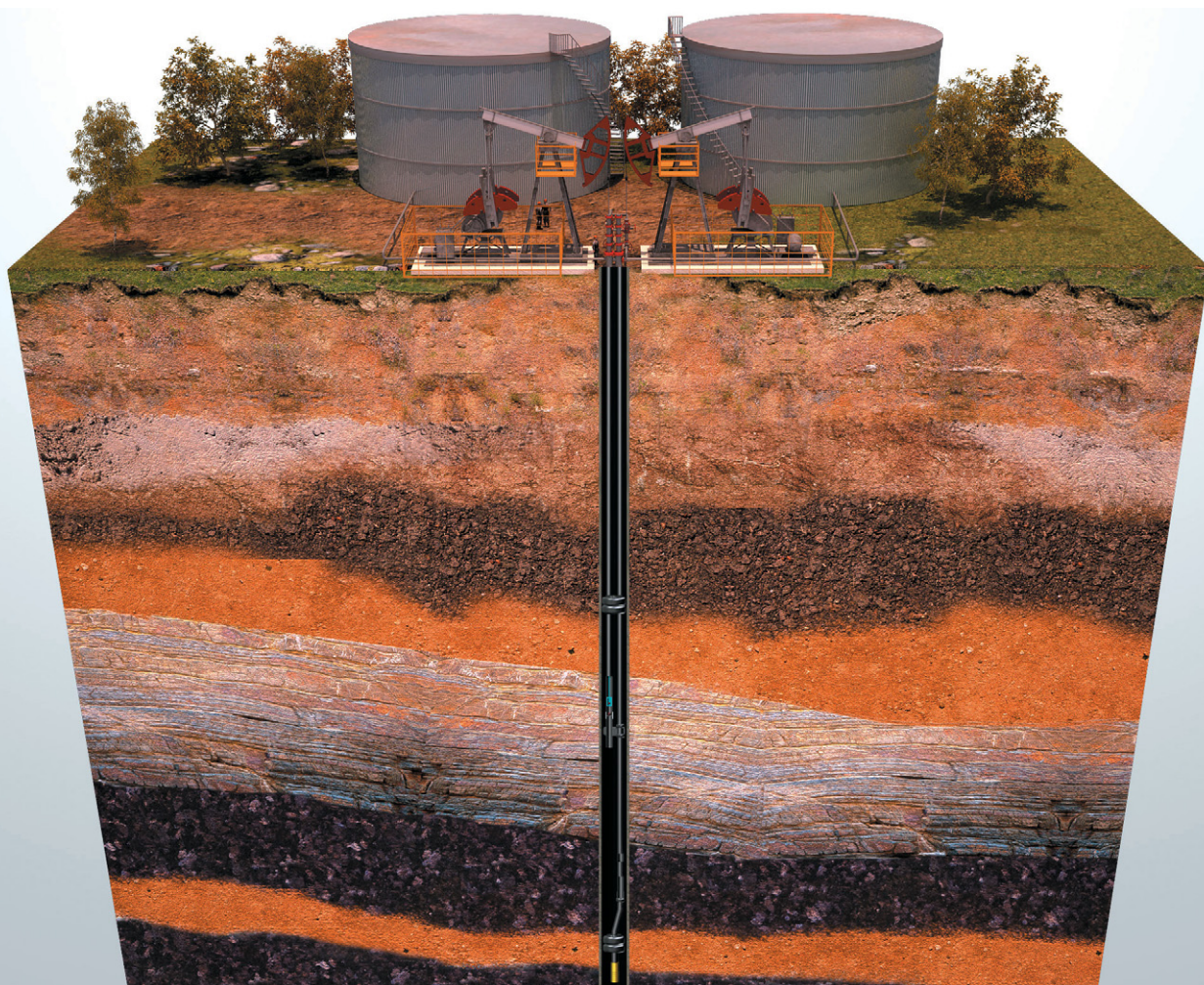
Генеративный ИИ может оттянуть на себя часть таких рутинных задач ГРП, как составление текстовых отчетов,

пояснительных записок, паспортов структур и т.д. Для выполнения этих трудоемких функций отлично подходит Генератор геологической документации на базе LLM. Модели могут быть дообучены на существующих отчетах для создания новых, соответствующих актуальным стандартам и требованиям.

Пример использования LLM в «Интеллектуальном ассистенте геолога», описанном выше, для реализации узконаправленных задач геологоразведки показывает, что подобные решения для отрасли можно и необходимо развивать уже сейчас. Генеративные модели ИИ под экспертным контролем способны поднять работу с геологической информацией на новый технологический уровень, повысить эффективность ГРП, открыть новые подходы к анализу сложных данных, а также способствовать обеспечению технологического суверенитета России в условиях санкций. ⁷¹

Список литературы

1. Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). Государственный баланс запасов Российской Федерации (за период с 2013 по 2023 годы).
2. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России), Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году. / Москва. – 2022 г.
3. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России), Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2022 году. / Москва. – 2023 г.
4. Sedimentary basins of India // National Data Repository of Directorate General of Hydrocarbons: [Электронный ресурс]. – 2024. – URL: https://www.ndrdgh.gov.in/NDR/?page_id=603 (дата обращения: 6.06.2024).
5. Directorate General of Hydrocarbons. Geoscientific information of OALP BID ROUND-IX. – January, 2024. – 24 p.
6. Вельте Д., Тиссо Б. Образование и распространение нефти. / Москва: Изд-во «МИР». – 1981. – 504 с.
7. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. / Москва: Издательский дом «Недра». – 2012. – 460 с.



ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ, ФЛЮИДОВ НИЖНЕ-СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА БАШКОРТОСТАНА

Е.Н. АЮПОВА, В.В. НИКИФОРОВ, Н.В. ШАБРИН, И.И. ЭРМАН

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет

Поддержание добычи на высоком уровне, а также дальнейшее развитие сырьевой базы в центральной части старейшего нефтедобывающего района – Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – и в XXI веке остается актуальным. За более чем семидесятилетнюю историю освоения территорий Башкирии, Татарстана и Удмуртии эффективность поисковых работ на данный момент существенно снизилась. В связи с этим вновь возникла необходимость более детального изучения продуктивных геологических структур.

Табл. 1. Характеристика продуктивных коллекторов

Параметры	Верейский	Башкирский	Визейский	Турнейский
Средняя глубина залегания кровли, м	1170	1225	1425	1490
Тип коллектора	Карбонатный	Карбонатный	Карбонатный	Терригенный
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	164169	97065	38031	31594
Средняя общая толщина, м	10,98	31,36	24,19	39,89
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,83	5,37	7,16	11,55
Коэффициент пористости, доли	0,17	0,15	0,19	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,82	0,705	0,783	0,88

Мишкинская зона поднятий расположена в южной части Верхне-Камской впадины (Удмуртия). В ее пределах наблюдается довольно сложное строение отдельных пачек осадочных пород. С угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях рифейского и вендского комплексов залегает группа пород девонской системы, а выше прослеживается зона с резко увеличенными терригенными отложениями нижнего карбона. По тектонической схеме, принятой в Удмуртии, во впадине прослеживаются валы северо-западного простирания (Июльский, Киенгопский, Зурийский, Дебёсский и др.).

Мишкинское месторождение нефти приурочено к юго-восточной части Киенгопского вала, представляющего собой крупную структуру, осложненную рядом брахиантиклинальных складок низшего порядка. По геофизическим материалам строение фундамента блоковое, обусловленное развитием сбросо-сдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простираний. Месторождение расположено в наиболее погруженной части Верхне-Камской впадины, где глубина поверхности кристаллического фундамента достигает 5500-6000 метров.

На месторождении нефтеносными являются карбонатные пласты В-II, В-IIIa, В-IIIб верейского горизонта, А4-0 – А4-6 башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты С-II – С-VII визейского яруса, карбонатные пласты Сt-III, Сt-IV турнейского яруса верхнего девона. Нефтеносность отложений установлена по керну, геохимическим и промыслово-геофизическим данным, результатам опробования поисково-разведочных скважин в процессе бурения и в колонне. Сегодня на месторождении выделяются четыре объекта эксплуатации (турнейский, визейский, башкирский и верейский) (см. табл. 1). Основные же промышленные скопления нефти приурочены к пласту В-II башкирского яруса. Они составляют 40% от начальных извлекаемых запасов.

Продуктивные пласты верейского горизонта литологически представлены раковинно-известняковыми пес-

чаниками, органогенно-дитритовыми и тонко-мелкозернистыми известняками.

Башкирский ярус сложен известняками серыми и темно-серыми, пористыми и плотными, прослоями глинистыми с включениями кремня, примазками глин по многочисленным трещинам, иногда с прослойками зеленовато-серого аргиллита. Встречаются стилолитовые швы, выполненные глинистым материалом. Продуктивными являются известняки органогенные, раковинно-известняковые песчаники, известняки органогенно-детритовые.

Терригенные отложения визейского яруса представлены переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников с подчиненными прослоями доломитов. Коллекторы тульских продуктивных пластов преимущественно алевролитовые, алевропесчаниковые, реже песчаниковые. Бобриковский горизонт сложен кварцевыми мелкозернистыми и разнозернистыми песчаниками и алевролитами.

Турнейский ярус включает черепетский и малевско-упинский горизонты. Это серые, в большей степени глинистые известняки и черные, темно-серые аргиллиты. Малевско-упинский горизонт – известняки светло-серые, скрыто- и мелко кристаллические, мелкокавернозно-пористые, иногда трещиноватые.

Общая мощность нефтенасыщенных пород достигает 300м. Подстилают разрез плотные мелкокристаллические известняки, раковинно-известняковые песчаники, пелитоморфные органогенные известняки, доломиты и алевролиты фаменского яруса верхнего девона [1]

По результатам анализа глубинных проб нефти установлено, что нефти нижних и среднекаменноугольных отложений характеризуются по принятой классификации как средние по плотности (0,870-0,880 г/см³) и с повышенной вязкостью (10-16 мПа·с).

Газ, растворенный в нефти продуктивных отложений среднего и нижнего карбона, изучен при сепарации глубинных проб. Средние значения основных параметров газа свидетельствуют о том, что газ верейских и башкирских залежей по своему составу является углеводородно-

Табл. 2. Свойства пластовой нефти по Мишкинскому месторождению

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
1	2	3
Верейские отложения		
Пластовое давление, МПа	11-13	11,8
Пластовая температура,	20-27	24
Давление насыщения, Мпа	7,49-7,99	7,81
Газосодержание, м³/т	17,49-20,07	19,94
Плотности в пластовых условиях, кг/м³	878,3-882,8	879,3
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	16,02-18,35	16,6
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа*10 ⁻⁴	1,04-1,045	1,04
Плотность дегазированной нефти, кг/м³, при 20	880,4-918,8	892,1
Башкирские отложения		
Пластовое давление, МПа	8,4-12,6	11,5
Пластовая температура,	22-29	25
Давление насыщения, Мпа	4,6-10,7	7,11
Газосодержание, м³/т	10,8-24,76	15,85
Плотности в пластовых условиях, кг/м³	854-895	880,6
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	10,19-28,73	17,36
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа*10 ⁻⁴	1,02-1,07	1,03
Плотность дегазированной нефти, кг/м³, при 20	869,5-922,1	891,7
Визейские отложения		
Пластовое давление, МПа	12,5-14,7	13,76
Пластовая температура,	28-31	30,1
Давление насыщения, Мпа	5,1	8,37
Газосодержание, м³/т	8,6-15,2	12,5
Плотности в пластовых условиях, кг/м³	884-900,1	893,2
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	18,5-34,2	25,77
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа*10 ⁻⁴	1,02-1,05	1,03
Плотность дегазированной нефти, кг/м³, при 20	878,7-922,4	904,8
Пласт Ст-IV		
Пластовое давление, МПа	13,3-16,8	15,41
Пластовая температура,	28-31	29,8
Давление насыщения, Мпа	5,10-9,85	8,27
Газосодержание, м³/т	3,3-7,1	6,39
Плотности в пластовых условиях, кг/м³	894,2-929,2	916,6
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	27,5-77,4	65,4
Коэффициент объемной упругости, 1/Мпа*10 ⁻⁴	1,01-1,02	1,01
Плотность дегазированной нефти, кг/м³, при 20	897,8-936,2	920,9

Табл. 3. Характеристика пластовой воды по месторождению

Показатель	Отложения (возраст)	Отложения (возраст)			
		Верей	Башкир	Визей	Турней
Плотность при 20 , кг/м³		1,17	1,17	1,17	1,17
Минерализация	г/л	254,5	256,6	254,3	251,2
	Мг-экв/л	8981	8988	8892	9792
Концентрации ионов, мг-экв/л	HCO ³⁻	3	1	0,1	1
	CL ⁻	4478	4481	4439	4383
	SO ₄ ²⁻	9	12	7	11
	Ca ²⁺	855	743	780	793
	Mg ²⁺	431	371	308	332
	K ⁺ , Na ⁺	3205	3380	3358	3271
Отношение по Сулину	(K ⁺ -Na ⁺) / Cl ⁻	0,71	0,75	0,76	0,75
	Na ⁺ -K ⁺) / SO ₄ ²⁻	-135,68	-91,49	-146,71	-97,56
	CL ⁻ (K ⁺ -Na ⁺) / Mg ²⁺	3,07	2,99	3,60	3,45
	Ca ²⁺ / Mg ²⁺	2,1	2,02	2,63	2,49
	SO ₄ ²⁻ / CL ⁻	0,21	0,27	0,16	0,26
Микроэлементы, мг/л	Бром(Br)	663	614	616	569
	Йод(J)	13	12	11	12
	Бор(B ₂ O ₃)	89	109	131	180

азотным (содержание азота <50%), визейских-азотно-углеводородным (содержание азота > 50%) и турнейских-азотным (содержание азота > 80%).

Характеристика свойств флюидов, насыщающих продуктивные пласты месторождения, изучена по данным исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных в разные годы в лабораториях НИПИ.

Из анализа значений основных параметров, определенных по результатам анализа глубинных проб нефти (см. табл. 2), можно сделать вывод о закономерности изменения свойств нефти в зависимости от глубины залегания и возраста объектов, их содержащих. Так, нефти турнейского пласта по сравнению с верейскими более тяжелые, в них меньше светлых фракций, они более вязкие. С возрастанием глубины уменьшается газосодержание и объемный коэффициент нефти, а из-за увеличения содержания азота в попутном (растворенном) газе, увеличивается давление насыщения.

Нефти верейских отложений характеризуются по принятой классификации как средние по плотности и с повышенной вязкостью. Сравнение физико-химических свойств нефти показывает, что ее плотность в пластовых условиях по пласту В-II (0,833г/см³) выше, чем по пласт В-IIa(0,878 г/см³). Это связано с ее более низким газосодержанием (17,49 м³/т). Диапазон изменения физических

свойств нефти по пластам месторождения не велик, что позволяет отметить их однотипность.

По месторождению в отложениях среднего карбона не наблюдается хорошо выраженной зависимости изменения параметров пластовой нефти с глубиной залегания и по площади.

Попутный газ Мишкинского месторождения содержит большое количество инертных, негорючих составляющих, поэтому они утилизируются в атмосферу с помощью факелов.

Результаты анализа проб пластовой воды приведены в таблице 3.

Отметим, что добываемая продукция является высокообводнённой (90% против 87% проектной). Состав пластовых вод показывает, что воды исследованных гидро-стратиграфических подразделений являются высокоминерализованными рассолами хлор-кальциевого типа с промышленным содержанием йода и брома (плотностью 1,17 г/см³) и очень низким содержанием гидрокарбонатов и сульфатов. Замеры концентрации водородных ионов pH-единичные, значения их близки к нейтральным, сдвинуты в сторону кислой среды. Текущий отбор жидкости превышает проектную на 20%. Ускоренная компенсация отборов закачкой воды может вызвать нежелательные последствия в экологии среды [2,3].

Выводы

- Мишкинская зона на юге Верхне-Камской впадины характеризуется сложным строением фундамента, обусловленным развитием сбрососдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простирания;
- Нефти рассматриваются как средние по плотности ($0,870-0,880 \text{ г/см}^3$) и с повышенной вязкостью ($10-16 \text{ мПа} \cdot \text{с}$);
- Пластовые воды являются высокоминерализованными рассолами хлор-кальциевого типа (Cl-Ca^+) с промышленным содержанием йода и брома (J-Br) и очень низким содержанием гидрокарбонатов и сульфатов ($\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-}$);
- В условиях ускоренной разработки Мишкинского месторождения необходимо продолжить геологические исследования нефтегазоносности карбонатных пород нижнего и среднего карбона в зоне сочленения Верхне-Камской впадины и Башкирского свода. Потенциал территорий далеко не изучен и перспективен. 

Список литературы

1. Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения нефти – Ижевский нефтяной научный центр, Ижевск, 2004. 293 с.
2. Андреев В.Е., Качин В.А., Шамсан Ш.А., Чжан Х. Классификация залежей высоковязких нефтей Пермского Приуралья // Разработка и совершенствование методов увлечения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. – Уфа: Изд-во «Реактив», Вып. II. 53-56 с.
3. Чжан Х., Сиднев А.В. Сравнительный анализ разработки залежей турнейской нефти с повышенной вязкостью на примере месторождений Республики Башкортостан // Геологическая служба и горное дело Башкортостана на рубеже веков: Материалы Республиканской научно-практической конференции (Уфа, 13-14 октября 2000 года). – Уфа: Тау, 2000. 446-448 с.
4. Овчинников К.Н., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Чибисов А.В., Чудинова Д.Ю. Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин. Георесурсы. 2022. Т. 24. № 4. С. 126-137.





ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ: КАК ЗАСЛУЖИТЬ ДОВЕРИЕ?

МАРИЯ РОГОВАЯ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

Российские производства покупают китайские и иранские катализаторы, не решаясь пробовать отечественные, хотя по качеству они не уступают импортным. Проблема в высоких рисках и отсутствии малотоннажного производства для апробации российского продукта. Подробно о состоянии и особенностях рынка катализаторов рассказал руководитель научного направления «Промышленный катализ» Института катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, член-корреспондент РАН, профессор Александр Носков.

Стоимость продукции в России, которая производится на основе каталитических процессов, достигает 15% материальной части ВВП. Время жизни катализаторов в реакторах составляет от нескольких минут до 10 лет. Россия потребляет 50-70 тысяч тонн катализаторов в год.

– При оценке доли импортных катализаторов на отечественных нефтеперерабатывающих заводах аналитики часто оперируют тоннами и редко рублями. В таком анализе есть некая доля лукавства, – отмечает Александр Носков. – Действительно, если «вешать» в тоннах, то 85% объема катализаторов нефтепереработки придется на 2-3 марки катализаторов, которые давно и успешно производятся в России. Остальные десятки различных видов катализаторов составляют всего 15% от общего объема. Когда поднимается вопрос о необходимости импортозамещения европейских и американских катализаторов, то речь идет о вышеупомянутых 15 процентах. Если считать в рублях, то эти две группы оказываются весьма близки по стоимости.

Курс на независимость

Главные потребители катализаторов – нефтеперерабатывающие заводы, азотная промышленность и нефтехимические производства. Катализаторы используются при получении моторных топлив, азотных удобрений, топлив для различных типов военной техники, взрывчатых веществ, а также при производстве всех видов полимеров. Отечественные предприятия нефтепереработки – это крупные участники рынка, и такие, как ПАО «НК Роснефть» и ПАО «Газпром нефть», начали решать проблему с катализаторами нефтепереработки около десяти лет назад, задолго до санкций.

– Потребность в катализаторах нефтепереработки достаточно высокая: для поддержания работы производства бензина и дизельного топлива требуется постоянное использование крупных партий катализаторов, поэтому потребность в них значима и постоянна, – рассказывает Носков. – Например, катализаторов каталитического крекинга в кипящем слое для российских НПЗ требуется примерно 15 тысяч тонн в год – существенный объем для полной окупаемости всех вложений. В СССР фабрики по выпуску катализаторов были в большинстве случаев единым целым с предприятиями нефтепереработки, а сегодня это в большинстве случаев отдельные хозяйствующие субъекты с разным профилем деятельности и уровнем доходов, даже если часть акций принадлежит нефтеперерабатывающим предприятиям. Контрольные пакеты акций предприятий по производству катализаторов нефтяные компании оставляют за собой.

После начала эмбарго на поставку катализаторов из-за рубежа крупнейшие нефтяные компании были в значительной степени к этому готовы, поэтому коллапса не про-

изошло. Крупные производства катализаторов нефтепереработки: ООО «РН-кат» (г. Салават), КНТ ГРУПП (Башкортостан) и ООО «Газпромнефть-Каталитические системы» (г. Омск). В настоящее время российские катализаторы нефтепереработки уже соответствуют качеству ведущих мировых поставщиков катализаторов нефтепереработки из США, Франции, Дании, и эмбарго фактически не сказалось в целом на состоянии отрасли. Из полутора десятков катализаторов нефтепереработки сегодня в России производится более десятка импортозамещающих аналогов, которые широко используются на предприятиях. Александр Носков подчеркнул, что замены пока нет по единичным позициям, и этот вопрос будет окончательно решен в течение ближайших полутора-двух лет.

90% катализаторов нефтепереработки сделаны в РФ

– Через два-три года российская нефтепереработка будет полностью независима от импорта по катализаторам, – уверен Александр Носков. – Этого пока нельзя, к сожалению, сказать про процессы нефтепереработки и оборудование для них. В последние 30 лет и процессы, и оборудование закупались за рубежом. Здесь нет смысла воскрешать советские заводы – сегодня на предприятиях нужны совсем другие, современные процессы и установки, которых никто у нас раньше не производил: все пользовались зарубежным оборудованием. Поставлять новые отечественные установки тоже будет непросто – по стоимости они не получатся дешевле импортных, а закупка первой партии новых, ранее не испытанных технологических линий – это зона высокого риска, смелый эксперимент со всеми финансовыми и репутационными последствиями.

Поставлять новые отечественные установки для нефтепереработки будет непросто – по стоимости они не получатся дешевле импортных

Для подсчета современных отечественных процессов нефтепереработки с избытком хватит пальцев одной руки, – пояснил ученый – В Краснодаре недавно был разработан каталитический процесс получения компонентов высокооктанового бензина, аналогичный американскому. Создать этот отечественный процесс удалось благодаря упорству и настойчивости команды НПП «Нефтехим» под руководством Александра Шакуна, который не боялся рисковать и отчасти опирался на многолетний опыт советского времени, при этом пристально следил за развитием каталитических процессов за рубежом.

Правда, отечественные катализаторы, которые выпускаются в России для разработанного в РФ процесса, производятся частично с использованием импортного сырья.

Сегодня много говорят о необходимости импортозамещения катализаторов для нефтепереработки в России. Можно услышать вполне объективные данные о том, что в настоящее время на российских нефтеперерабатывающих производствах используются на 50% импортные катализаторы. Но при этом намеренно авторы таких обзоров почему-то не сообщают, что срок эксплуатации большинства катализаторов составляет 3-5 лет, и на сегодняшний день на многих производствах импортные катализаторы просто до сих пор еще не отработали свой ресурс с момента загрузки – с 2020-2022 годов.

Около 10% катализаторов нефтепереработки Россия продолжает покупать за рубежом, поскольку в РФ нет подходящего сырья для организации своего производства

Носков подчеркнул, что отечественные катализаторы нефтепереработки обеспечивают более 90% потребности отрасли, и в настоящее время часть из них уже загружаются в реакторы, а остальные ждут перезагрузки. «Как специалист в области разработки катализаторов могу заверить, что большинство отечественных марок катализаторов нефтепереработки полностью соответствуют зарубежным аналогам. Тем не менее, около 10% катализаторов нефтепереработки Россия продолжает покупать за рубежом, поскольку в РФ, к сожалению, нет подходящего сырья для организации своего производства. Любой каталитический продукт нуждается в качественной сырьевой базе».

Дефицитные материалы

Александр Носков рассказал, что каждая марка катализатора производится из сырья строго определенной чистоты, например, конкретного типа оксида алюминия. Он уточнил, что в настоящее время остродефицитным сырьем для производства катализаторов в России является особо чистый оксид алюминия. Чем чище сырье и чем ниже в нем содержание примесей, тем меньше шансов обойтись без импорта. Когда предприятия заявляют, что они готовы производить оксид алюминия для выпуска отечественных катализаторов, нужно всегда спрашивать, о какой марке сырья из десятка существующих идет речь.

– Особо чистый оксид алюминия в советское время производился в Днепропетровске, чуть с большим содержанием примесей – в Ангарске и Рязани, – вспоми-

нает эксперт. – Содержание примесей в чистых оксидах алюминия составляет тысячные доли процента. Особо чистый оксид алюминия использовался при производстве катализаторов для космической техники и другого специального применения. В 50-е – 60-е годы XX века к вопросам экологии относились достаточно спокойно – очистными сооружениями было обеспечено производство оксида алюминия только в Рязани, а производство было высокоотходным и сопровождалось значительным объемом засоленных сточных вод. Сегодня такие производства нужно строить уже на новых принципах. За рубежом подобные комплексы возводят, как правило, на берегах океанов, где соленость воды так высока, что ущерба экологии не возникает.

По словам ученого, одним из дефицитных материалов для производства катализаторов являются цеолиты. Это соединение алюминия и кремния с отверстиями размером с единичную молекулу, их используют как молекулярное сито, проходя через которое вещество сохраняет свой состав, но меняет структуру (процесс изомеризации). Цеолиты позволяют получать из летнего дизельного топлива зимнее и даже арктическое, в несколько раз снижая температуру его замерзания. В России производство цеолитов не было широко распространено. Раньше их поставляли в РФ преимущественно из США, от компании Zeolyst, а сейчас цеолиты начали производить в Нижнем Новгороде (ЗАО «Нижегородские сорбенты») и в Башкортостане (КНТ «Групп»).

Из 15 тысяч сотрудников осталось 50 человек

Намного сложнее обстоит дело с катализаторами для азотной промышленности, которая производит удобрения и метанол. Продукция азотной промышленности используется также в ракетной технике, производстве взрывчатых веществ. Таких катализаторов на запуск и поддержание химического процесса требуется в несколько раз меньше, чем катализаторов нефтепереработки. Правда, по стоимости эти небольшие объемы практически не уступают многотонным партиям катализаторов нефтепереработки – вместо пятисот тысяч рублей за тонну они стоят около пяти миллионов.

Как наладить малотоннажное дорогостоящее высокотехнологичное производство, чтобы оно окупалось? Чем это производство будет заниматься весь остальной год, когда выпустит небольшой объем необходимой продукции? Тем более что оно требует очень высокой квалификации кадров и существенных вложений в само производство, а также в оборудование, сырье и разработку технологии. Этими вопросами сегодня задаются многие участники отрасли. Решений пока нет, кроме импорта катализаторов из Китая и Ирана. Явление, безусловно, вре-



менное – все понимают, насколько важно не зависеть от зарубежных поставщиков именно в этом секторе экономики. «Катализаторы умеют делать меньше стран, чем ядерную бомбу», – констатируют специалисты из Института катализа СО РАН.

Александр Носков отметил, что пока единственным возможным выходом для организации отечественного производства катализаторов этого типа является участие в решении этой задачи государства. Он рассказал, что попытка строительства крупного современного завода в начале 1990-х была предпринята в Самарской области, но до закупки оборудования дело так и не дошло – успел начать работу только один небольшой цех. Разработкой катализаторов для азотной промышленности во времена СССР занимался гигантский институт ГИАП – Государственный институт азотной промышленности – с множеством филиалов в разных городах страны и численностью сотрудников свыше 15-ти тысяч человек. Все корпуса этого гиганта ушли с молотка по самой жесткой схеме приватизации. Из 15 тысяч сотрудников к началу XXI века осталось всего несколько десятков, фактически институт был ликвидирован.

Ведрами не сыпать

Несмотря на все успехи в создании отечественных катализаторов нефтепереработки, их производство в России происходит не без эксцессов и порою даже доходит до судебных тяжб. За десятилетия беспечной работы на импортном оборудовании и с импортными же катализаторами сотрудники российских производств привыкли к жесткому регламенту и высокой автоматизации всех процессов, к определенному качеству продукции.

– Нельзя сказать, что российские катализаторы намного хуже, – комментирует ситуацию Александр Носков.

Каталитические процессы в России – это:

- **40 млн т/год** – высокооктанового (ОЧ = 92 и выше) бензина.
- более **80 млн т/год** дизельного топлива марки ЕВРО-4, ЕВРО-5.
- **18 млн т/год** – аммиака.
- **5,5 млн т/год** – полиэтилена и полипропилена.
- **4,5 млн т/год** – метанола.
- **1,6 млн т/год** – синтетических каучуков.
- более **4 млн т/год** базовых нефтехимических продуктов (бензол-толуол-ксилол, гликоли, спирты).
- более **1 млн т/год** масложировых продуктов для пищевой промышленности, включая 0,5 млн т маргарина.

Итого: 155 млн тонн высокотехнологичной химической продукции стоимостью около **8 трлн руб./год**.

– Они имеют другие характеристики и нуждаются в строгом соблюдении технологических процессов, которые многократно отработаны и описаны в документации.

Запуск производства с участием катализаторов занимает несколько дней, иногда недель – происходит так называемое вращивание катализатора в штатное рабочее состояние. Сначала катализаторы проходят восстановление водородом, затем обрабатываются реакционной смесью требуемого состава. Это кропотливый труд, требующий терпения, навыков и понимания, что процесс запускается на годы. Сначала нужно подготовить катализатор, разместив его ровным слоем, а не сыпать его ведрами, как уголь в печь. Затем необходимо постепенно повышать температуру в реакторе, строго выдерживая соотношение объема катализатора и скорости нагрева.

Иногда температуру можно поднимать всего на три градуса в день в течение двух недель, – поясняет эксперт.

– Когда рационализаторы и изобретатели вопреки инструкции решают запустить реактор по-своему, ничем хорошим это не заканчивается, а потери могут составить миллиарды рублей. Реактор запускается с определенной температуры – не выше и не ниже, для каждого катализатора это является своей характеристикой. Если процесс был запущен неправильно, он становится необратим, соответственно, вся партия катализаторов может быть испорчена. Участие в запуске и освоении новых отечественных катализаторов становится обязанностью ученых из институтов и университетов. Соблюдение технологических норм должно быть обязанностью технологов предприятий. Девизом при освоении новых катализаторов должно стать: «Увидел рационализатора – убей его!», – шутит ученый, натерпевшись от нарушителей технологий, которые он скрупулезно разрабатывает в течение многих лет своей научной деятельности.

В России в XXI веке практически все азотные комплексы эксплуатировали только импортные катализаторы

По мере израсходования импортных запасов для загрузки в реакторы, поступает все больше отечественных катализаторов, и для ученых и разработчиков наступают непростые времена – нужно научиться находить общий язык с технологами и инженерами химических заводов. Например, какие действия допустимы для нового катализатора, можно ли повысить температуру для увеличения выработки конечного продукта? Когда 30 лет назад российские заводы переходили на использование импортных катализаторов и оборудования, такой тяги к экспериментам не было, – все придерживались жестких требований поставщика, который гарантировал результат только в случае соблюдения всех правил. Хотя и там хватало казусов, ведь любые изменения в крупном процессе требуют компромисса между научно-техническим риском и производственной дисциплиной, – признает Александр Носков.

Никто не хочет рисковать

– Сегодня российское производство катализаторов для азотной промышленности постепенно восстанавливают, хотя и с большим трудом. Санкции ударили, в первую очередь, именно по ней, – пояснил Александр Носков. – Во-первых, потому что в России в XXI веке практически все азотные комплексы эксплуатировали только импортные катализаторы, а во-вторых, загрузки были не такими долгоиграющими, как в нефтепереработке, и ситуация изменилась быстро. Китайские катализаторы для азотной промышленности зачастую бывают неплохого качества,

когда речь идет о первоначальных партиях. При массовых поставках качество перестает быть стабильным – оно может резко снизиться, а цена, напротив, заметно вырасти.

За 10 лет Иран построил свою катализаторную азотную промышленность с нуля. И хотя все процессы на иранских производствах далеки от high-класса и делают практически на коленке, они сумели достичь вполне добротного среднего уровня. Российские производители ООО «НИАП-катализатор» (г. Новомосковск) активно предлагают заводам свою продукцию, но переход на отечественные катализаторы происходит с большими трудностями. В итоге заводы предпочитают иранские и китайские катализаторы российским. Просто никто не хочет рисковать. Нужны какие-то гарантии, защита отечественных производителей на уровне государства.

– Учитывая многомиллиардные риски при остановках дорогих и крупных стратегических производств, необходимо обеспечить страну малотоннажными установками, где будут испытываться новые российские катализаторы достаточно долгий период, например, в течение полугода-года, чтобы полностью завоевать доверие отечественных потребителей и снизить их риски – заключает эксперт. – Никакие лабораторные установки, где ученые проверяют катализаторы в граммах и десятках граммов в течение одного-двух месяцев не смогут дать гарантий стабильного качества продукта, который будет использоваться объемами в несколько десятков тонн.

При массовых поставках качество китайских катализаторов перестает быть стабильным

Заводы по переработке сырья обычно во всем мире строят ближе к месту добычи природных ресурсов. Но заводы по производству катализаторов сконцентрированы в счетном количестве мест на территориях США, Франции, Германии, никто не собирается их переносить ближе к предприятиям, где используются эти катализаторы. Компании стараются не распространять свои технологии, а, напротив, строго их контролировать. А мы до сих пор обсуждаем, не купить ли нам китайское оборудование для производства и испытаний нашей катализаторной продукции, хотя все понимают, что, имея в доме трубу и воду в ней, вы еще не полностью обеспечены водой, пока у вашего соседа есть ключ, которым он может в любой момент перекрыть кран поставки сырья. Производство продукции, которая имеет стратегическое значение для нашей Родины (а катализаторы именно такая продукция!), должно базироваться полностью на отечественных технологиях и отечественной сырьевой базе. Тогда и Россия будет технологически независимой. 



«Производство и рынок смазочных материалов - 2024»

7-8 ноября 2024 г., Москва

ВЕДУЩЕЕ МЕРОПРИЯТИЕ ОТРАСЛИ С 2005 ГОДА



350+

ДЕЛЕГАТОВ



2 ДНЯ



150+

КОМПАНИЙ-УЧАСТНИКОВ

УЧАСТНИКИ
ПОТРЕБИТЕЛИ
СМАЗОЧНЫХ
МАТЕРИАЛОВ

BELAZ



ЦЕМПОС



+7 (495) 502 54 33



a.isaeva@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.ru



VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ И СНГ

29 НОЯБРЯ 2024, МОСКВА, ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ»



ФОРМАТ КОНФЕРЕНЦИИ



ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ
ДИНАМИКА
И КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ
НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
МЕЛКООПТОВЫЙ /
БИРЖЕВОЙ РЫНКИ
МОТОРНОГО ТОПЛИВА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
РАЗВИТИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ
ТОПЛИВНОГО БИЗНЕСА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
ТЕКУЩИЕ ТРЕНДЫ ОБОРУДОВАНИЯ
И РАШИРЕНИЕ СЕРВИСА
ДЛЯ АЗС

АУДИТОРИЯ МЕРОПРИЯТИЯ



Российские
и зарубежные ВИНКИ



Независимые
операторы АЗС



Независимые
трейдеры



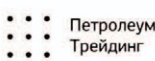
Поставщики
оборудования и технологий



Российские
и зарубежные ритейлеры



Госорганы
и профильные НКО



Федеральная
Антимонопольная
Служба



ВКУСВИЛЛ
здесь полезное вкусно





ЙОХАННЕС-КОРНЕЛИУС РОСТОВСКИЙ: «ТЕМПЫ РОСТА ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ В РОССИИ ВЫСОКИЕ»

Как видят развитие рынка электромобилей ученые? НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ задала вопросы Йоханнесу-Корнелиусу Ростовскому, научному сотруднику ИНП РАН.

НГВ: В прошлом году мы публиковали Ваш аналитический обзор по рынку электромобилей. Сегодня можно уже отметить новые особенности и оценить развитие отрасли. Каковы тенденции роста отечественного рынка электромобилей? Наблюдается ли спрос на электромобили в России?

Й.-К. Ростовский: Российский рынок электромобилей демонстрирует уверенный рост. В 2023 году в стране было реализовано 14 тыс. электромобилей, что почти в пять раз больше показателей 2022 года. В конце 2023 года в России было зарегистрировано около 40 тыс.

электромобилей, что составляет 0,07% от всех зарегистрированных легковых автомобилей в стране. Несмотря на сравнительно низкую долю электромобилей в общем автопарке, темпы роста остаются высокими, что подтверждается продажей рекордного количества электромобилей в марте 2024 года – 2,5 тыс.

Согласно принятой в 2021 году Концепции по развитию производства электромобилей в России, в 2023 году планировалось произвести около 7,4 тыс. таких авто, но, судя по данным статистики, в 2023 году фактически было произведено лишь около 3,2 тыс. электромобилей. Посмотрим, что будет в 2024 году. Согласно госпрограмме, в планах на текущий год их 17,5 тыс., а к 2030 году доля электромобилей среди всех производимых в стране автомобилей должна достигнуть 10%. Интересно, удастся ли нагнать запланированное в ближайшие годы?..

В 2023 году в России планировалось произвести около 7,4 тыс. электромобилей. Но, по данным статистики, фактически было произведено лишь около 3,2 тыс.

НГВ: Какова стоимость наиболее популярной модели?

Й.-К. Ростовский: Наиболее популярные в последние годы электромобили марки Zeekr стоят от 7 до 8 млн, в зависимости от комплектации. Средняя стоимость нового электромобиля в России составляет около 5,9 млн рублей, а подержанного – 3,1-3,2 млн руб.

Более доступные варианты предлагают «Москвич Зе» и Evolute, которые являются лицензионными копиями китайских брендов. Средняя стоимость этих моделей находится в районе 2-4 млн руб. При этом государство субсидирует покупку российских электромобилей на сумму до 925 тыс. рублей, что может покрыть до трети розничной стоимости автомобиля.

С появлением новых моделей, таких как «Атом», «Амберавто А5» и Lada e-Largus, ожидается, что ценовой диапазон расширится, что сделает электромобили более доступными для широкой аудитории.

НГВ: Как оценивается качество продукции отечественных производителей электромобилей?

Й.-К. Ростовский: Качество отечественных электромобилей, таких как «Москвич Зе» и Evolute, удовлетворительное, возможно постепенное улучшение в процессе локализации производства. Например, производство моделей Evolute, собираемых в Липецкой области, имеет высокую степень локализации, но некоторые компоненты всё ещё поставляются из Китая.

В то же время компании активно работают над улучшением качества и внедрением инноваций. Например, новый электромобиль «Атом» будет обладать рядом современных функций, включая интеграцию с собственной операционной системой, а в электромобиле «Амберавто А5» доля отечественных деталей должна достичь 80-85% к 2025 году.

НГВ: Где производятся комплектующие и батареи для электромобилей? Насколько тут преуспели отечественные заводы?

Й.-К. Ростовский: Большая часть комплектующих и батарей для электромобилей в России всё ещё импортируется. Основные комплектующие для электромобилей, включая батареи, частично производятся в России.

Производство литий-ионных аккумуляторов ведётся дочерней компанией «Росатома» – «Рэнера». В 2022 и 2023 годах «Рэнера» запустила сборочные площадки на Московском заводе полиметаллов и в «Технополисе Москва», а к 2025 году планируется завершение строительства гигафабрики в Калининградской области с мощностью четыре ГВт-ч, что позволит обеспечить аккумуляторами до 50 тыс. ед. транспорта в год.



НГВ: Где добываются металлы для батарей? Каков объем этого сегмента? Обеспечивается ли сбыт только на внутреннем рынке или планируется экспорт?

Й.-К. Ростовский: В настоящее время Россия сталкивается с серьезными вызовами в добыче лития, ключевого металла для производства аккумуляторных батарей. В СССР существовала собственная добыча лития, предназначенная для нужд авиации, ракетостроения и атомной промышленности. Однако с 1990-х годов, в связи с сокращением оборонного заказа, добыча лития была признана экономически невыгодной, и в результате Россия в настоящее время не ведет добычу литиевого сырья.

Большинство зарядных станций сосредоточено в Москве и Санкт-Петербурге. В Москве – их больше трех с половиной тысяч. Однако в других городах их крайне мало. К примеру, в крупном городе Новосибирске – менее 100

Сегодня карбонат лития импортируется из таких стран, как Аргентина, Чили, Боливия и Китай. Однако из-за текущих санкционных условий поставки из Чили и Аргентины приостановлены, а Китай сталкивается с нехваткой лития внутри страны, что делает Боливию единственным стабильным поставщиком для России. В 2023 году «Росатом» смог выиграть в Боливии тендер на разработку литиевого месторождения. Планируется, что добыча лития будет вестись с использованием российской технологии прямого сорбционного извлечения металла из литийсодержащих рассолов. В рамках этого проекта также предусмотрено строительство завода по производству карбоната лития «батарейного качества» с мощностью 25 тыс. тонн в год, который начнет работу в 2025 году. Этот проект в Боливии имеет стратегическое значение для России, так как доступ к боливийскому литию позволит диверсифицировать поставки и снизить зависимость от отечественного рудного способа добычи, который дороже в 2-2,5 раза.

Также компаниями «Росатом» и «Норникель» ведётся развитие крупнейшего в России литиевого месторождения – Колмозерского в Мурманской области, с запасами 75 млн тонн, однако реализация этого проекта займет от четырех до семи лет, с планируемым выпуском 45 тыс. тонн карбоната и гидроксида лития в год.

Таким образом, Россия активно работает над обеспечением стабильных поставок лития для внутреннего рынка, что в будущем может позволить ей не только полностью покрыть внутренние потребности, но и выйти на экспортный рынок.

Что касается прочих металлов, необходимых для производства батарей, то в России есть производство как кобальта (4,5% мирового), так и никеля (5,3% мирового). Производство редкоземельных металлов на данный момент очень небольшое (0,7% от мирового), но Россия находится на втором месте в мире по запасам после Китая, то есть потенциал имеется.

НГВ: Какой объем инвестиций вкладывается в развитие отрасли? Какова доля частных и государственных инвестиций?

Й.-К. Ростовский: Как я уже говорил, в 2021 году была утверждена Концепция развития электротранспорта в России до 2030 года, которая включает два этапа: с 2021 по 2024 и с 2025 по 2030 годы. Общий бюджет реализации концепции составляет 591 млрд рублей, из которых более 80% (499 млрд рублей) приходится на внебюджетные источники, такие как частные инвестиции и средства из Фонда национального благосостояния.

До конца 2024 года на реализацию первого этапа концепции будет направлено 47,6 млрд рублей, из которых 9,6 млрд рублей поступит из бюджета, а 38 млрд рублей – из внебюджетных источников. К концу первого этапа планируется выпустить не менее 25 тыс. электромобилей и установить 9,4 тыс. зарядных станций по всей стране.

Основная цель концепции – достичь к 2030 году того, чтобы каждый десятый выпускаемый в России автомобиль был электрическим, а число зарядных станций увеличилось до 72 тысяч.

Россия сталкивается с серьезными вызовами в добыче лития, ключевого металла для производства аккумуляторных батарей

Кроме того, планируется запуск производства ячеек для аккумуляторных батарей и строительство одной тысячи водородных заправок.

Если говорить о частных инвестициях, то известно, что компания «Моторинвест», владеющая брендом Evolute, планирует инвестировать 13 млрд рублей в развитие производства электромобилей в Липецкой области в течение 11 лет по условиям специального инвестиционного контракта с Минпромторгом и региональными властями. Эти инвестиции направлены на достижение высокой степени локализации, включая использование отечественных тяговых батарей, инверторов и моторов.

НГВ: Какие условия необходимы для развития технологий сегмента?

Й.-К. Ростовский: Для развития технологий в сегменте электромобилей в России необходимо сосредоточиться на нескольких ключевых аспектах.

Первое – развитие зарядной инфраструктуры: увеличение количества зарядных станций по всей стране является критически важным. Как я уже говорил, работа в этом направлении активно ведется, и планируется установка более 72 тыс. зарядных станций к 2030 году, что позволит значительно улучшить доступность зарядки для владельцев электромобилей.

Государство субсидирует покупку российских электромобилей на сумму до 925 тыс. рублей, что может покрыть до трети розничной стоимости автомобиля

Второе – поддержка локализации производства: для снижения зависимости от импорта необходимо продолжать работу над увеличением локализации производства ключевых компонентов, таких как аккумуляторы и электродвигатели. Строительство гигафабрики в Калининградской области и других заводов в Подмосковье является важным шагом в этом направлении.

Третье – стимулирование спроса: государственные субсидии, налоговые льготы и льготы на парковку играют важную роль в увеличении спроса на электромобили. Также важны программы субсидирования для такси и каршеринга, что способствует увеличению доли электромобилей в корпоративных парках. Здесь можно изучать опыт Норвегии, в которой проводилась планомерная работа по переходу на электромобили, я написал на эту тему отдельную статью. По последним данным, у них в августе на электромобили пришлось 94% всех автомобильных продаж.

НГВ: Как формируется заправочная инфраструктура? В каких регионах страны достаточно зарядных станций, а в каких их минимум?

Й.-К. Ростовский: Заправочная инфраструктура для электромобилей в России развивается, но её покрытие всё ещё остается недостаточным, особенно в удалённых регионах. На конец июня 2024 года в стране насчитывалось около 7,5 тыс. публичных зарядных станций, из них только треть быстрых. Большинство из них сосредоточены в Москве, где количество ЭЗС уже превышает 3,5 тыс. При этом, есть крупные города, такие как Новосибирск, где количество зарядных станций остаётся низким – менее 100.

Для решения этой проблемы правительство России в рамках стратегической инициативы планирует устано-

вить быстрые зарядные станции в 65 регионах страны. Для поддержки этого процесса также реализуются меры субсидирования. Например, на создание одной быстрой зарядной станции выделяется субсидия в размере 2,7 млн рублей, которая включает затраты на оборудование (1,8 млн руб.) и подключение к электросети (0,9 млн руб.).

НГВ: Какое время сейчас занимает зарядка электро-мобили? Это же не быстрый процесс.

Й.-К. Ростовский: Время зарядки электро-мобили зависит от типа зарядной станции. На обычных медленных станциях, которые наиболее распространены в России, полная зарядка занимает от шести до восьми часов. Быстрая зарядка, которая становится всё более доступной, позволяет зарядить электро-мобиль до 80% за 30-40 минут.

Несмотря на активное развитие быстрой зарядной инфраструктуры, её недостаточное распространение в



некоторых регионах остаётся проблемой, особенно для дальних поездок. Но уже сейчас наиболее современные зарядные станции способны зарядить электромобиль до 80% за 15-20 минут. Их дальнейшее распространение поможет снизить необходимость в большом количестве ЭЗС.

НГВ: *Есть ли у нас отечественные разработки домашних зарядок? На каком этапе? По какой цене?*

Й.-К. Ростовский: Да, в России существуют отечественные разработки зарядных станций для электромобилей, включая решения для домашних зарядок. В России несколько производителей предлагают как коммерческие, так и домашние зарядные станции, например «Парус Электро», ПСС, E-Prom, Engu Energy и Pandora.

Стоимость домашних зарядных станций в России достаточно сильно варьируется в зависимости от мощности и производителя, начиная от 60 тыс. руб. и доходит почти до 600 тыс. рублей

«Парус Электро» производит как медленные, так и быстрые зарядные станции, которые можно использовать в домашних условиях. Модели адаптированы под популярные стандарты зарядки электромобилей (CCS Combo 2, CHAdeMO, Type 1, Type 2) и могут работать в широком диапазоне температур (от -45 до +50 °C).

Pandora, компания из Калуги, предлагает настенные зарядные станции для домашнего использования. Эти станции обеспечивают мощность до 22,5 кВт и предназначены для зарядки в закрытых паркингах и домашних условиях.

Engu Energy предлагает медленные зарядные станции с мощностью 22 кВт, которые можно установить как дома, так и на небольших парковках.

Стоимость домашних зарядных станций в России достаточно сильно варьируется в зависимости от мощности и производителя, начиная от 60 тыс. руб. и доходит почти до 600 тыс. руб., но большинство все-таки находится в диапазоне около 100 тыс. руб. с мощностью от 7 до 22 кВт.

Плюс установки такой зарядки в том, что они обеспечивают удобную и безопасную зарядку электромобилей, особенно для пользователей, которые могут заряжать свои автомобили ночью, экономя на тарифах, при этом оказывая минимальную нагрузку на сеть.

Также многие из этих зарядных станций поддерживают дистанционное управление через мобильные приложения, что позволяет владельцам контролировать

процесс зарядки и получать актуальную информацию о состоянии устройства.

НГВ: *Что выгоднее в качестве топлива – бензин или электричество?*

Й.-К. Ростовский: Хотя начальная стоимость электромобиля в среднем выше, чем аналогичный автомобиль с ДВС, эксплуатационные расходы значительно ниже. По моим оценкам, затраты на топливо у электромобиля в среднем в 2-3 раза ниже по сравнению с автомобилем с ДВС. Например, на каждые 100 км электромобиль тратит примерно от 100 до 350 рублей, в зависимости от типа зарядки (бесплатная городская или платная быстрая зарядка), в то время как автомобиль с ДВС тратит около 450 рублей на тот же пробег.

Кроме этого, электромобили не требуют замены моторного масла и фильтров. За год затраты на топливо и техническое обслуживание для электромобиля варьируются от 17 до 75 тыс. рублей, что на 22-70% меньше, чем у автомобиля с ДВС, где эти затраты составляют от 54 до 96 тыс. рублей.

Согласно данным тестов, проведённых в холодных регионах, такие модели, как «Москвич Зе», окупают свои эксплуатационные затраты на 2-4 года раньше, чем бензиновые аналоги.

В России из миллиарда отработанных батареек, или 20 тыс. тонн, перерабатывается лишь около 3%

А если еще учесть освобождение от транспортного налога, льготы на парковку и бесплатный проезд по ряду платных трасс, то экономия существенно больше.

НГВ: *У Вас есть электромобиль? У Ваших знакомых?*

Й.-К. Ростовский: У меня в принципе нет автомобиля, так как, когда живешь в Москве, с её развитым общественным транспортом, личный автомобиль почти не нужен. Моя работа не связана с частыми разъездами, поэтому в автомобиле нет острой необходимости. Однако, если я беру автомобиль в аренду, обычно это происходит в Европе или США, я стараюсь по возможности выбирать электромобиль.

Если говорить о друзьях и знакомых, интерес к электромобилям однозначно есть, особенно у тех, кто живет в крупных городах, где есть зарядная инфраструктура и действуют льготы для владельцев электромобилей. Они спрашивают меня про плюсы и минусы, часто приходится развеивать различные мифы, которые крутятся вокруг электротранспорта, после чего многие всерьез задумываются о покупке.



НГВ: Вы бы приобрели электроавтомобиль и какой?

Й.-К. Ростовский: Я задумываюсь об этом. Будет легче принять решение, если в будущем появятся более доступные модели с расширенными возможностями зарядки и поддержкой от государства. Из зарубежных брендов мне нравится Tesla и Zeekr, из отечественных «Атом» выглядит многообещающе, но тут надо дождаться первых поставок.

Также стоит учитывать фактор инфраструктуры, если она продолжит развиваться так же динамично, это станет весомым аргументом в пользу приобретения электромобиля.

НГВ: Как в России решается проблема утилизации батарей для электромобилей? Какие реальные наработки есть? И что на практике?

Й.-К. Ростовский: Вопрос утилизации литий-ионных аккумуляторов, особенно от электромобилей, становится всё более актуальным. Литиевые батареи содержат множество токсичных элементов, таких как кобальт, литий и марганец, которые могут нанести серьёзный вред окружающей среде, если их не утилизировать правильно. Одна батарейка, попавшая в почву, за 2-3 месяца заражает опасными веществами 20 м² территории.

В России эта проблема решается на нескольких уровнях, но пока отрасль находится на стадии становления.

На данный момент в России из миллиарда отработанных батареек, или 20 тыс. тонн, перерабатывается лишь около 3% , а в Китае треть. В настоящее время крупнейшим переработчиком батареек в России является компания «Мегаполисресурс», перерабатывающая около 700 тонн батареек в год.

Технологически это осуществляется с помощью гидрометаллургических методов, когда батареи сначала разряжаются, а затем перемалываются и сжигаются в специальных печах. После этого из шлака извлекаются ценные элементы, такие как литий, кобальт и никель. Несмотря на то, что эта технология используется, она далеко не идеальна: только треть компонентов удастся повторно использовать. В Китае же переработка прямая, когда практически вручную извлекаются все полезные компоненты. Понятно, что так удастся извлечь намного больше полезных веществ.

В рамках федерального проекта по развитию экономики замкнутого цикла собираются создать экотехнопарки в восьми федеральных округах России, где откроются новые заводы по утилизации батареек.

«Росатом» также недавно объявил, что для решения проблемы построит в Дзержинске новые перерабатывающие мощности. 



28-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-ФОРУМ

БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА



Российский союз
промышленников
и предпринимателей



Минтруд
России



Федерация
Независимых
Профсоюзов
России



АССОЦИАЦИЯ СИЗ

БИОТ

10-13
декабря

2024

МОСКВА

БИОТ-EXPO.RU



КРОКУС ЭКСПО
Международный выставочный центр



ЛЮБИШЬ КИТАЙЦЕВ – ЛЮБИ И САНОЧКИ ВОЗИТЬ

УЛЬЯНА ОЛЬХОВСКАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

ЙОХАННЕС-КОРНЕЛИУС РОСТОВСКИЙ
ИНП РАН

Так перефразировал много лет назад один знакомый известную поговорку. Сейчас, чтобы хорошо показаться, нужно, и правда, любить китайцев. Они – завоевывают рынки, и сложно сопротивляться их напору в том же автосегменте. Насколько хороши китайские электрокары и собранные на их основе отечественные? Будет ли «китайцам» альтернатива от российского автопрома?



Одно дело – аналитика и конъюнктура, другое – реальность. Чтобы понять, что реально в спросе на отечественном рынке, какие ощущения можно получить от предлагаемых ходовых моделей, а также представить отечественные перспективы в технологиях сегмента, нужно прокатиться на электромобилях непосредственно по дорогам, поэтому мы с Корнелиусом Ростовским решили провести тест-драйвы представленных в салонах Москвы электромоделей.

Проверили несколько «китайцев» и так называемые отечественные модели – «Москвич» и EVOLUTE.

На тест-драйв мы пришли в полдень. И за утро в салоне уже продали два гибрида. Это к слову о спросе. Мы, конечно, решили рассматривать ходовые варианты для широкого круга. Но широкий круг в сегменте электромоделей рознь кругу потребителей машин на ДВС. Цена авто от 5 млн. руб. И берут, конечно, в основном жители Москвы и Питера (Приморский край – отдельная история), так как зарядки сконцентрированы только в этих регионах. К примеру, в Москве электрозаправок около 3,5 тысяч. В регионах – все скромнее. Так в Новосибирске – третьем крупном городе страны – всего около 100 штук. Можно представить, что на трассах Азиатской части страны их единицы. У нас даже газовых заправок днем с огнем, как говорится, не сыщешь. А запаса хода на зарядке хватает, по-честному, в среднем на 150-200 км для подключаемых гибридов и 300-400 км для чистых «электричек». Примерно ориентироваться нужно на такие цифры. Чтобы ехать в другой регион, нужно проверить количество зарядок на трассе и расстояние между ними, на такое готовы не все, да и необходимого количества зарядок может не оказаться. Поэтому сегодня сложно представить электромобиль где-то на дорогах Урала и Сибири.

Скорее всего, именно из-за того, что зарядная инфраструктура в дефиците, россияне предпочитают гибриды. На таких машинах можно рискнуть и проехать вглубь страны, на восток, а не только колесить по западной части. Чистыми электрокарами пока владеют немногочисленные верующие в прогресс (а это около 55 тысяч машин), в том числе и государственные служащие, которым положено, потому что велено.

Сначала мы протестировали китайские гибриды Voyah Free и AITO (для российского рынка идет под брендом Seres). Гибридами они называются потому, что у них есть аккумуляторная батарея и двигатель внутреннего сгорания, работающий как генератор, позволяющий эту батарею подзаряжать. Такие льготы, как субсидии на





покупку на смешанные авто не распространяются, льготы положены только чистым «электромобилям». Каждые 10-15 тысяч км нужно делать ТО автомобилей с ДВС. Есть и выхлопы, на заметку тем, кто заморочен экологией. КАСКО, кстати, по словам менеджера салона, на них дешевле, чем на подобные модели с ДВС – 150-200 тысяч рублей. Но это сильно зависит от бренда.

Про первый авто Voyah Free Корнелиус Ростовский после тест-драйва заметил, что «вау-эффекта, как и разочарования нет, надо понять, как они в цене теряют». Электромобили быстрее теряют в цене, чем авто с ДВС, поскольку технологически очень быстро совершенствуются как батареи, так и начинка в целом.

Корнелиусу есть с чем сравнить. Он проехал на Tesla более тысячи километров, когда брал ее в аренду в США. «Tesla изначально по-другому ощущается. Это – гаджет, там есть и продвинутый автопилот, понятная навигация, зарядная инфраструктура и отличный звук. Tesla – это про максимальную эффективность, то есть ждать какого-то люкса в салоне не приходится, но в целом все комфортно». Tesla считают гарантом надежности и сами дилеры. Поэтому в плане оценки мы ориентировались на эталон сегмента. Тем более, что этот производитель на ранних стадиях своего развития давал гарантию на бесконечный пробег. Правда, пишут, что сейчас гарантийное обслуживание составляет восемь лет.

Второй «китаец» на тест-драйве, AITO, – это совместный проект Seres и китайского технологического гиганта Huawei, поэтому с точки зрения технологий все очень наворочено. Это примерно также, как «если бы Microsoft делала бы машину с Ford», – заметил Корнелиус. Ощущения по тесту этого авто были значительно более интересные. С «эко» переключили на режим «спорт», и Корнелиус газанул.

Машина очень быстро разогналась, менее пяти секунд до 100 км/ч, максимально же мы выжали 120 км/ч, так как это не штрафуемый лимит на МКАДе. В целом

AITO похожа на Tesla по динамике, но салон по виду более премиальный. Гарантия на электродвигатель дается более скромная – четыре года. Понятно, что китайцы преуспели в технологиях, копируя лучшие из них, но сейчас они во многом лидеры, и копируют уже их.

Далее мы решили протестировать Zeekr. Модель Zeekr 001, по данным аналитического агентства «Автостат Инфо», за первые шесть месяцев 2024 года стала самой популярной «электричкой» на российском авторынке и разошлась тиражом 2876 экземпляров.

«Эту машину брать сейчас опасно», – предупредили нас в одном салоне. Авто могут заблокировать, как, к примеру, это сделал Маск со своим «подаренным» кибертраком известному российскому государственному деятелю. Но машина в салонах продается, поэтому интересно, кому грозит блокировка и можно ли ее избежать? В середине года появились новости о потенциальной угрозе блокировок «серых» автомобилей компании, выпущенных после 15 июля 2024 года, но на данный момент никаких массовых случаев превращения машины в кирпич не было, так как большинство Zeekr-ов на нашем рынке были выпущены ранее этой даты, и в целом эксперты говорят, что все не страшно.

Zeekr 001 похожа на Porsche, хотя продавец говорил, что многое сделано, как у Tesla. «Кое-что там даже лучше», – говорил дилер. Вроде он имел в виду электронику салона – к примеру, доводчики на дверях. Эта машина – самая популярная среди новых машин в России. Батарея заявлена на 750 км, но учитывая зиму или манеру вождения с разгонами, динамику (к примеру, если ехать на 180 км/ч), эту цифру надо делить на два. Кстати, в новых моделях батарея железфосфатная LFP (считается более безопасной и стабильной). Тестировали машину в районе Москва-сити, поэтому стеклянная крыша салона была – кстати, через нее можно было наблюдать за нависающими небоскребами.



Сегодня автомобили проходят только через российскую таможню, поэтому подорожали. В прошлом году Zeekr стоил шесть, в этом – уже 7-8 миллионов, и ожидается, что будет дальше дорожать.

Прокатились мы еще на кроссовере Lixiang L7. Батареи хватает на 180 км, при заявленных 250 км. В режиме гибрида можно проехать тысячу километров, если держать скорость 110 км/ч. Так что можно смело кататься по российской глубинке.

Государство выдает субсидии на электрокары, которые собраны в России. На «Москвич» и EVOLUTE – 35%, но не более 925 тысяч рублей. Конечно, основные детали – китайские, поэтому сборка – крупноузловая. Очень хотелось протестить эти машины и сравнить с «иностранными моделями». В паре салонов на вопрос, есть ли у них «Москвич Зе», отвечали: «Слава Богу, нет». Заряженные таким отношением, мы предвкушали самое худшее. В салоне, где нашлся «Москвич Зе» для тест-драйва, оказалось, что все модели раскуплены.

Тест-драйв проводила приветливая девушка. Пока оформляли бумаги, она рассказала много интересных историй. К примеру, что один состоятельный клиент, у которого есть Audi и Zeekr, купил у нее Москвич 6 ДВС. Просто, потому что «интересно и понравилось». Может себе позволить. Оценил авто как Toyota Camry, такую базовую модель с необходимым набором функций. К примеру, на ней можно возить детей в школу. А другой, который собирает на заводе «Москвичи», купил «шестерку», потому что считает машину хорошей, так как знает процесс изнутри. Побеседовали еще про скандального блогера Давидыча, который теперь служит советником у гендир «Москвича» и рисует со студентами Строгановки модели авто. Мы сошлись во мнении, что затея это вряд ли дойдет до воплощения идеи в действительность, ну, может, лет так через пять... Когда все формальности с документами были выполнены, мы наконец-то прокатились на электрическом

«Москвиче». В кредит машину можно купить за 2,8 млн рублей. Батареи хватает на 380 км. Заявлено 410 км. Парковки бесплатные. Зарядится в городе можно часа за три. «Не готова Россия к электромобилям. Морально не готова. Боятся», – говорит наш продавец, когда речь заходит об эксплуатации электрокара в условиях зимы.

На дороге мы хотели зарубиться со спорткаром. Но водитель сигнала не увидел, так как втыкал в телефон. Поэтому упустил уникальную возможность погонять с представителем отечественного автопрома.

Корнелиус проникся к «Москвичу» симпатией. Больше, конечно, из-за цены. Все-таки в 2-3 раза дешевле популярных «китайцев». Хотя чисто абстрактно эстетические и функциональные свойства Zeekr привлекают стопроцентно. «Когда мы стартовали, батарея показывала 270, в конце теста – 259. Два процента израсходовали», – подсчитал Корнелиус. Проехали меньше 10 км. «Но мы активно газовали, если бы спокойно ехали, было бы ближе к реальности».

EVOLUTE протестили гибридный, такой только был в доступе, модель i-SPACE. Салон оценили «в целом, терпимо», все такое базовое, пластмассовое, повеселило зеркало заднего вида, напоминавшее дизайн «Жигулей» прошлого века. Ну и тесновато показалось.

«62 процента показывает зарядка батареи, можно 57 км реально на батарее проехать», – оценил Ростовский. Наш дилер согласился. Запас хода на электротяге – 87 км, маловато.

Разгонялась машина слабовато. Но рулевка получше, чем у «Москвича», у которого туговатый руль.

Машину покупают для каршеринга и такси. Стоимость сопоставима с ценой «Москвича».

Есть удобная схема для получения субсидии. Субсидия дается под кредит, но можно взять кредит с досрочным погашением (есть какая-то хитрая схема). А так кредит под 19 процентов.



За такие деньги, конечно, лучше взять иностранный ДВС на вторичном рынке, если руководствоваться прагматическими принципами.

Недавно власти КНР рекомендовали своим автопроизводителям не спешить с углублением локализации производства автомобилей в других странах. Пекин призвал местные автокомпании выпускать ключевые и технологически сложные компоненты внутри Китая и только после этого отправлять их на сборочные заводы в другие страны. Может ли этот факт мотивировать отечественных производителей развивать собственную автоиндустрию? Сложно быть оптимистом в ответе на этот вопрос. Но дадим слово Ростовскому. А он, конечно, дипломатичен, а может, и правда, еще полон энтузиазма:

– Сейчас российский автомобильный рынок переживает стремительные изменения, вызванные внешними факторами и уходом западных автопроизводителей. Нам удалось быстро восстановить продажи за счет наплыва китайских импортных автомобилей, которые заняли как сегмент автомобилей с ДВС, так и электромобилей.

Однако это краткосрочное решение несет в себе серьезные риски для отечественной автомобильной индустрии. Основной проблемой является полная зависимость от китайских технологий и производств. Сейчас уже более 60% всех продаж новых автомобилей приходится на китайские бренды. Это дает Китаю, по сути, монопольное положение на нашем рынке, что ограничивает возможности для развития собственной автоиндустрии.

Если не предпринимать шагов для углубления локализации производства и создания своих автомобилей, в первую очередь электромобилей, как чистых, так и гибридных, мы окажемся в ситуации, когда отечественный автопром может и не выжить. Важно понимать, что раз-

вивать производство автомобилей с ДВС на долгосрочную перспективу – это путь в технологический тупик.

Уже большинство ключевых автомобильных стран мира переходят на экологически чистый транспорт, активно развивают инфраструктуру для электромобилей и планируют сокращение или полную остановку производства автомобилей с ДВС в ближайшие десятилетия.

Если мы не начнем активно инвестировать в развитие электромобильных технологий уже сейчас, то окажемся за пределами глобальных технологических трендов. Россия имеет уникальные возможности для создания замкнутой цепочки добавленной стоимости в производстве электромобилей. У нас есть необходимые ресурсы, включая ключевые металлы для производства литий-ионных батарей, такие как никель, кобальт и литий. Уже сейчас строятся заводы по производству батарей, такие как гигафабрика «Росатома» в Калининграде. Это значит, что Россия может не только удовлетворять внутренний спрос на электромобили, но и стать крупным игроком на мировом рынке по экспорту металлов, батарей и, возможно, даже электромобилей. Для этого необходимо поддерживать собственное производство электромобилей и параллельно активно развивать инфраструктуру зарядных станций и систему утилизации батарей.

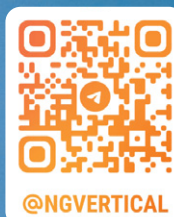
Также важно вкладываться в НИОКР и поддерживать локализацию производства электромобилей. Это позволит сохранить конкурентоспособность отечественного автопрома и избежать полной зависимости от зарубежных технологий.

Таким образом, электромобили – это не просто шаг в будущее, это возможность для России укрепить свои позиции на глобальном рынке и создать новые экспортные направления, начиная от поставок сырья и заканчивая готовыми автомобилями и технологиями. ■



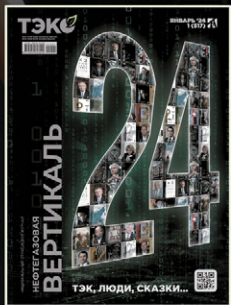
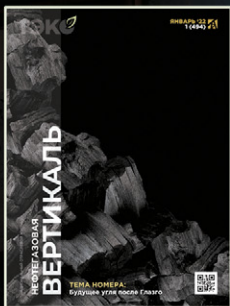
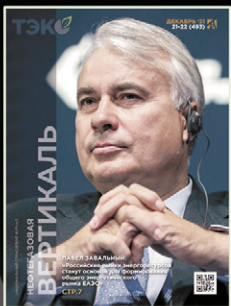
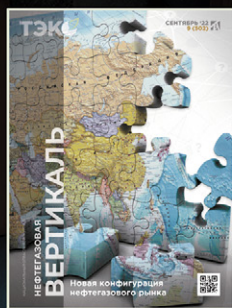
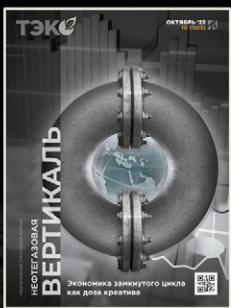
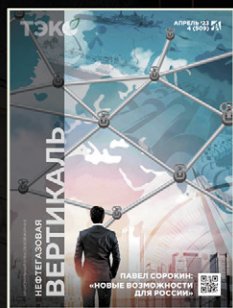
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Читайте актуальные
новости на нашем
Telegram-канале



@NGVERTICAL





Читайте актуальные новости на нашем Telegram-канале

