

ТЭК

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

ФЕВРАЛЬ '25
2 (528)



ВЕРТИКАЛЬ

НЕФТЕГАЗОВАЯ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

ГЛОБАЛЬНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ
ЗАТРОНУТ ВСЕХ





Продолжается подписка

на **2025** год

ПОДПИСАТЬСЯ МОЖНО

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

по каталогу
индекс
через агентство
https://akc.ru/itm/neftegazovay_a-vertikal

ПРЕССА РОССИИ
45380

КНИГА-СЕРВИС

через агентство УРАЛ-ПРЕСС
+7 (499) 391-68-21
+7 (499) 700-05-07 (доб. 3102)
E-mail: nisakina@ural-press.ru

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

ЖУРНАЛ • НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ • ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



КОРОТКО О ГЛАВНОМ

ЦЕНА

Стоимость февральского фьючерса на хабе ТТФ в Нидерландах 10 февраля выросла **до \$626** за 1 тыс. м³.

ПРОГНОЗ

Американские производители нефти не будут спешить вернуться на российский рынок в случае урегулирования российско-украинского конфликта из-за понесенных убытков, заявил Financial Times Гарольд Хэмм, основатель нефтяной компании Continental Resources и спонсор предвыборной кампании Дональда Трампа.

ЦИФРА

18 февраля экспортные потоки СПГ из США выросли до рекордных уровней в **15,7 млрд ф³ (444,5 м³)**. Это исторический максимум, который почти на 20% больше показателей февраля 2024 года.

СОБЫТИЕ

Евросоюз ввел 16-й пакет санкций. В частности, под запрет попал экспорт программного обеспечения, связанного с разведкой газовых и нефтяных месторождений.

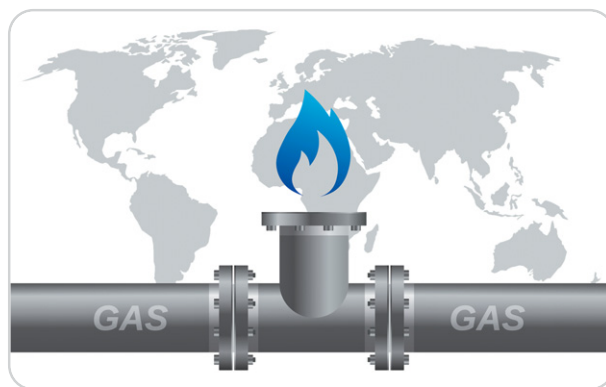
ЦИТАТА

«Расчеты в долларах, например за нефть, – это тема, которая, наверное, может быть дополнительно рассмотрена, если американская сторона проявит к этому тот или иной интерес», – сказал замглавы МИД России **Сергей РЯБКОВ** в интервью «РИА Новости».



ТЕМА НОМЕРА

- 6 Ничего личного:
только бизнес
Игорь Родичкин,
Ульяна Ольховская



ТЭКО

- 16 Некоторые аспекты
определения расчетной выручки
по НДС применительно
к природному газу
Борис Луцет



АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 22 Итоги 2024 года
для российского
нефтегазового рынка
на фоне санкционного
давления
Тамара Сафонова



- 30 Больше атома:
итоги года в отрасли
Мария Тимощенко
- 34 Куда приведет углеродный след
российский СПГ?
А.И. Гайворонский, И.В. Тверской



КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 40 Александр Бухвалов:
«К 2045 году не менее 20% парка легковых
машин в России составят электромобили»

- 44 Движение к автономности
Йоханнес-Корнелиус Ростовский,
Ульяна Ольховская



- 50 Александр Котов:
«Регулирование сегмента
нефтепереработки носит характер
тушения возникающих пожаров»

В МИРЕ

- 56 Аврал в заокеанском ТЭК
может выйти боком
Павел Богомолов



- 62 Мексиканские «ворота»
американского газа
Юрий Москвитин

- 68 В Арктике
начинается жара
Юрий Банько



- 74 Что получает
Азербайджан от санкций
на российскую нефть?
Алексей Рыбчинский

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 82 Рифогенные объекты карбонатного
риффея в сейсморазведке
О.В. Гутина, Г.Д. Ухлова,
В.С. Парасына, А.В. Струнов,
Н.В. Прицан, В.Г. Сибгатулин

- 102 Влияние герметичности интервалов
на эффективность работ
многостадийного гидроразрыва пласта
А.Ю. Тропин, А.В. Фадеев,
О.Н. Журавлев, А.М. Суворов

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 с 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

Редакция публикует оригинальные
авторские материалы. Мнение автора
может не совпадать с мнением редакции

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)

ЗАРЯД ОПТИМИЗМА ЕСТЬ

Колонка председателя редакционного совета
НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ Кирилла Молодцова



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Мы же понимаем, что вопрос о санкциях не должен стоять перед нами так же, как стоял вопрос о бытии перед датским принцем Гамлетом – «быть или не быть?»

В независимости от того, что решат в тех или иных государственных кругах, нам надо выстраивать свой бизнес таким образом, чтобы никакие запреты и ограничения не могли ощутимо нанести урон нашим проектам.

Даже если санкции решат снять, или снимут частично, или, наоборот, усилят их в ка-

ких-то процессах, мы должны быть готовы к любым поворотам, и для нас это не должно быть неожиданностью, форс-мажором. Мы сами должны формировать реальность. Априори в наши мозги и, соответственно, в нашу экономику должен быть интегрирован посыл – «конечно, быть».

Поэтому предлагаю подумать на тему – в чем мы имеем конкурентные преимущества (а их много) и в чем наши слабые места (и они в основном появились в результате неэффективного управления) в контексте новой практики давления глобальной политики, которая точно не бу-



дет разовой акцией. В этой связи мы должны обратить внимание на малый бизнес, на стартапы, которые четко ловят сигналы рынка и конструируют бизнес согласно запросам. Развитие идет. В этом огромный оптимистический заряд. Мы сейчас наблюдаем, какие технологии и услуги пользуются спросом и как растет бизнес в условиях горизонтальных связей. Это важная деталь. Умение наблюдать за горизонтальными связями рынка может многое подсказать для регуляторов, но не в плане нахождения новых источников для налоговых сборов, а в плане помощи и поддержки.

Также мы можем строить отношения с глобальным бизнесом, чтобы реализовать идеи масштабных проектов. Тут могут быть варианты. Один из которых – международное партнерство на взаимовыгодных условиях. Задача государства – прислушаться к потребностям бизнеса, способствовать подписанию соглашений на основе приемлемых правовых и налоговых норм.

В этом номере мы пытаемся рассказать о вариантах развития экономики страны в будущем в контексте усилий малого бизнеса, а также нового позиционирования крупного бизнеса. ■





НИЧЕГО ЛИЧНОГО: ТОЛЬКО БИЗНЕС

ИГОРЬ РОДИЧКИН

Национальная Ассоциация СПГ

УЛЬЯНА ОЛЬХОВСКАЯ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

Большинство российских газовых проектов в большей или в меньшей степени испытывают давление санкций. Есть возможность снять санкции и реализовать экспорт как ТПГ, так и СПГ. Каким образом?

ПРЕДИСЛОВИЕ

Чтобы понять, какая складывается из паззла картинка, иногда достаточно половины элементов, а иногда не хва-

тает и 9/10. Это зависит от многих факторов, в том числе от возможности сопоставить то, что есть, с тем, что было в похожих случаях. А это, в свою очередь, зависит от периодически открывающихся связей между событиями.

Раздача газа – замороженная и не очень

Для понимания ситуации со стабильностью экспорта природного газа из России необходимо сначала проанализировать все каналы поставок.

УГТС

Построена в 1970-1990 годах. Проектная мощность до 140 млрд м³ в год. После 2008 – до 100 млрд м³ в год. Последний транзитный договор 2020-2024 гг. был заключен на поставку 65 млрд м³ в 2020 году и 40 млрд м³ в 2021-2024 гг. 1 января подача газа остановлена. В первую очередь проблемы возникли, как это и ожидалось, у Украины (плюс у Венгрии и Словакии). Сегодня известно о том, что в газовых хранилищах Украины находится менее 10% запасов, и газ надо срочно закупать. В ЕС цены на газ поднимались до \$620 за 1 тыс. м³ (10 февраля). Но это на фоне, скорее, сезонной волатильности и ярко выраженной геополитической неопределенности.

В целом Европа оперативно смогла заместить трубопроводный российский газ (правда, ценой удара по немецкой энергоемкой промышленности, но не факт, что она не оправится). По данным ENTSG, поставки компании «Газпром» в ЕС сократились в 2024 году до 43 млн куб м в сутки, а их доля – до шести процентов. Это связывают с целенаправленной стратегией замещения поставок трубопроводного российского газа. К примеру, по данным Ember, уровень газовой генерации в европейских странах сократился на 21% в 2024 году и по сравнению с уровнем 2021 года. Это, конечно, не означает, что Европа не будет больше рассматривать украинский транзит как канал поставок. Компетентные источники считают, что к лету (а может быть и гораздо раньше) такие поставки могут возобновиться. Не в прежних объемах, более скромных, но вероятность есть. Скорее всего, транзит приобретет новую юридическую форму. Поговаривают о своповых поставках.

Северные потоки («Газпром»)

Построены в 2012 и 2021 годах и взорваны «неустановленными лицами» (три нитки из четырех) в сентябре 2022 года.

Собственники: СП – «Газпром» 50%, Wintershall 15,5%, E.ON Ruhrgas 15,5%, Gasunie 9%, GDF Suez 9%. СП2 – «Газпром» 100%, соинвесторы: E.ON SE – 10%, Wintershall – 10%, Shell – 10%, OMV – 10%, Engie – 10%.

В октябре 2024 года страховые компании Lloyd's Insurance Company и Arch Insurance в очередной раз отказали в выдаче страховки оператору «Северного потока» Nord Stream. Что логично: не для того он был взорван, чтобы выплачивать компенсацию. По четырем трубам технически возможно прокачивать 110 млрд м³ в год и более. По словам инженеров, проектировавших и строи-

ших газопроводы, восстановить нитки не сложно. Все решается. Главное, прийти к договоренностям. Пока в кулуарах ясности в договорных процессах в высоких политических и бизнес-кругах не видят, поэтому и про фундаментальные сдвиги не говорят. Зато в СМИ появляются щекочущие нервы идеи об альтернативном использовании СП, к примеру, прокачки через него водорода. Но это все технологически необоснованные фантазии (НГВ затрагивала эту тему неоднократно, на страницах журнала можно прочитать статьи, к примеру «Инфраструктура рынка водорода: истина где-то рядом» №1, 2022 год, «Северный поток-2 для водорода», №5, 2021 год).

Новое заявление Трампа о «завоевании» Газы укрепляет намерения Африки на трубопроводные поставки газа в Европу (Израиль, Катар, Ливия, Иран уже возбудились, но индульгенции, понятное дело, будут выданы не всем). Если до трубопроводов дело не дойдет, то добавятся новые оттенки и смыслы в конъюнктуре сегмента СПГ. Вся эта активность ослабляет чаяния «Газпрома» на реконструкцию СП.

На российской стороне этих трубопроводов в Финском заливе находятся построенный в 2022 году завод «Газпром СПГ Портовая» мощностью 1,5 млн тонн (2 млрд м³) в год и строящийся «Балтийский СПГ» мощностью 20 млн тонн (28 млрд м³) в год. «Газпром СПГ Портовая» под санкциями с января 2025 года, «Балтийский СПГ» пока нет.

«Газпром СПГ Портовая» – по сути мини завод, предназначен для бункеровки судов и газоснабжения Калининградской области через ПРГУ «Маршал Василевский». Пока не действовали санкции, бункеровка случалась только в штучных акциях, а «Маршал Василевский» вместе с другими СПГ-танкерами поставлял СПГ в Европу и Азию. Есть еще один канал сбыта, изначальный: газификации Калининградской области – 5%.

Объемы же Балтийского СПГ (не под санкциями) как раз могут идти вместо трубопроводного газа в Европу, которая совсем не против закупать эти объемы (пока там африканский газ материализуется, российский СПГ вполне осязаем). Так, в 2024 году экспорт российского СПГ в Европу увеличился на 20% по сравнению с 2023 годом. Речь о 17,8 млн тонн, по данным Rystad Energy. Причина роста – в цене. Поскольку на товар не наложены санкции, его выгодно покупать у самого дешевого поставщика, объясняют аналитики Crea.

«Криогаз-Высоцк», «Ямал СПГ», «Арктик СПГ-2», «Мурманский СПГ», «Обский СПГ», ПХГ «Коряк» и ПХГ «Саам» (НОВАТЭК)

«Криогаз-Высоцк» находится в Финском заливе. В 2019 построена первая очередь мощностью 0,7 млн тонн в год. В 2024 после модернизации мощность увеличена до 0,9 млн тонн (1 млрд м³) в год. Строительство второй очереди мощностью 1,2 млн тонн (2 млрд м³) в год – заморожено.

Собственники – НОВАТЭК – 51% и «Газпром»банк – 49%.

В 2024 году отгружено 0,9 млн тонн (1 млрд м³). С лета 2024 года отгрузка производится в основном в Бельгию – 67%, Финляндию – 12% и на внутренний рынок – 9%.

С 2025 года находится под санкциями. Но это пока не мешает отгружать СПГ в Европу в переходный период. «Криогаз-Высоцк», который попал под санкции США 10 января, продолжает работу. По данным сервиса отслеживания судов, 14 января комплекс покинул газовоз Coral Fungia. Он следует в бельгийский Зебрюгге. 15 января на загрузку встал танкер Coral Nordic [2], 6 февраля он еще находился в порту Высоцк с обозначением места прибытия – Нидерланды.

«Ямал СПГ» находится в Обской губе. Строился с 2012 по 2017-2018 гг. Проектная мощность 17,5 млн тонн (24 млрд м³) в год, фактическая – 21,4 млн тонн (30 млрд м³) в год.

Собственники – НОВАТЭК 50,1% (в том числе TotalEnergies 19,4%), TotalEnergies – 20%, CNPC – 20%, Фонд шелкового пути – 9,9%.

В 2024 году отгружено 21,4 млн тонн (30 млрд м³), в том числе 88% через западный сектор Арктики и 12% через восточный сектор Арктики: во Францию (30%), Китай (24%), Испанию (20%), Бельгию (18%), Нидерланды (6%), Корею (2%).

Не под санкциями. Возможно, это обусловлено наличием долгосрочных контрактов, поставками продукции иностранным акционерам, возможно, потому, что фактически лишь 40% доли принадлежит российской стороне, возможно, что в бюджет РФ идут беспрецедентно малые налоговые отчисления, возможно, что почти 30% участия за французской стороной, на которую приходится 30% отгрузок СПГ. Проект «Ямал СПГ» обеспечивают 15 газовозов специальной арктической серии YamalMax.

«АрктикСПГ-2» находится в Обской губе. Строится с 2018 года. Проектная мощность три линии по 6,6 млн тонн в год каждая. В 2024 году построена и введена первая линия. Вторая планируется к вводу летом 2025 года.

Собственники – НОВАТЭК 60% (в том числе TotalEnergies 19,4%), TotalEnergies 10%, CNPC 10%, CNOOC 10%, Japan Arctic LNG 10%.

В 2024 году отгружено ориентировочно 0,6 тонны (1 млрд м³) в год, в основном на плавучие хранилища Саам и Каряк. Проект имеет проблемы со сбытом, находится под санкциями. Долгосрочных договоров поставок нет, участие зарубежных акционеров заморожено. Для проекта «Арктик СПГ-2» необходимо иметь 21 судно-газовоз специальной арктической серии YamalMax, построены три. Остальной транспорт под вопросом.

Плавучие хранилища «Саам» и «Каряк»

Находятся на Кольском и Камчатском полуостровах соответственно. Построены в 2023 году. Валовая совмести-

мость 0,2 млн тонн (0,3 млрд м³) каждый. Собственник – НОВАТЭК. Под санкциями.

«Мурманский СПГ» планируется построить в Кольском заливе на трех таких же платформах, как и АСПГ-2, но мощностью по 6,8 млн тонн (30 млрд м³) в год. Окончание строительства намечено на 2030 год [3]. Терминал МСПГ предназначен для круглогодичного приема судов, но требуется газопровод из Ленинградской области. Под санкциями.

«Обский СПГ» планировалось построить рядом с ЯСПГ. Мощность 6 млн тонн (8 млрд м³) в год. В сентябре 2024 года принято решение о его заморозке и перепрофилировании ГХК на производство минудобрений [4]. Главное, чтобы было можно вывезти – куда-то и как-то. Пока в России наблюдается дефицит мощностей по транспортировке и перевалке аммиака.

«Якутский СПГ» и «Дальневосточный СПГ»

«Якутский СПГ» задуман и спланирован для сжижения и экспорта избыточного газа из Якутии. Требуется газопровод. Под санкциями.

Запланирован на побережье Охотского моря в с. Аян Хабаровского края. Проектная мощность 18 млн тонн/год (25 млрд м³ в год), первая очередь 8,9 млн тонн в год (12 млрд м³ в год). В 2024 году новым владельцем ООО «Глобалтэк» (SPV проекта «Якутский СПГ» Альберта Авдоляна и партнеров) стал Андрей Ни, сообщается в ЕГРЮЛ. [5]

Кто такой Андрей Ни, глобальная сеть скромно умалчивает. Однако есть основания полагать, что проект заморожен.

«Дальневосточный СПГ» с проектной мощностью 6,2 млн тонн (9 млрд м³) в год задуман и спланирован для сжижения и экспорта избыточного газа проекта «Сахалин-1» из порта Де-Кастри, откуда экспортируется нефть проекта «Сахалин-1». Собственники:

- «Эксон Нефтегаз Лимитед» (дочерняя компания ExxonMobil, доля участия – 30%);
- ПАО «Роснефть» (доля участия – 20%) через дочерние компании («РН-АСТРА» (доля участия – 8,5%) и «Сахалинморнефтегазшельф» (доля участия – 11,5%));
- индийская государственная нефтяная компания ONGC (доля участия – 20%);
- японский консорциум SODECO (Sakhalin Oil & Gas Development Co. Ltd., доля участия – 30%).

Последний раз о проекте упомянул вице-премьер России Александр Новак в рамках «Форума национальных достижений: энергетика» на ВДНХ в феврале 2024 года: «У нас есть заявленные проекты «Сахалин-1». В планах есть, никто не отказывался от таких планов», – сказал он, пишет ТАСС. Из презентации к докладу Новака на форуме следовало, что Россия может нарастить производство СПГ на Сахалине с 11 млн тонн в 2023 году (проект «Сахалин-2») до 15 млн тонн в 2030 году [6] Оптимистично. Главное, чтобы лицензиар и газовозы нашлись.

«Сахалин-2» («Газпром»)

Построен в 2009 году в рамках нефтегазового проекта «Сахалин-2». Проектная мощность 9,6 млн тонн (13 млрд м³) в год, фактическая – 11,6 млн тонн (16 млрд м³) в год.

Собственники:

- в период строительства Shell (55%) и Mitsui (25%) с Mitsubishi (20%),
- в апреле 2007 года «Газпром» выкупил контрольный пакет – 50% плюс одну акцию, таким образом, у Shell – 27,5% минус 1 акция, Mitsui – 12,5%, Mitsubishi – 10%,
- в сентябре 2022 года Shell заявила о выходе из проекта, в ноябре 2023 года ее доля передана «Газпрому» (26,86% ADR и 22,91% FF). Навсегда ли?

В 2024 году отгружено 10,2 млн тонн (14 млрд м³), в том числе 56% – в Японию, 28% – в Китай и 16% – в Южную Корею. Но на Японию как на основного покупателя уповать не стоит. Страна сакуры и самураев закупает у РФ менее 10% своей газовой корзины. При этом прогнозируется, что спрос Японии будет постепенно снижаться из-за сокращения численности населения, возобновления ядерной энергетики и переориентации на заокеанских поставщиков СПГ.

Проект пока не под санкциями. Возможно, это обусловлено технологическими особенностями (нефть и газ перерабатываются на одном комплексе и прекращение реализации газа остановит реализацию нефти), наличием долгосрочных контрактов поставки продукции иностранным акционерам и недостаточными пока возможностями производства и доставки СПГ с западного побережья Северной Америки в страны АТР. Но тучи сгущаются, возможны проблемы в условиях санкционных ограничений [7].

«Сила Сибири» и СХВ («Газпром»)

Газопровод «Сила Сибири» мощностью 38 млрд м³ в год построен в 2019-2024 годах. Поставляет газ от Чаяндинского и Ковыктинского месторождений в Восточной Сибири до северных регионов Китая через Благовещенск. Есть планы по его расширению. Чисто экспортный газопровод, другие потребители, кроме Китая, не предусмотрены, еще одно очко в пользу укрепления монополии Китая.

СХВ (Сахалин-Хабаровск-Владивосток) построен в 2011 году (1-й пусковой комплекс) мощностью 5 млрд м³ в год. Полная проектная мощность 30 млрд м³ в год. Строительство продолжается [8]. Поставляет газ с подводного месторождения Кириновское и в перспективе с подводного месторождения Южно-Кириновское (под санкциями) в рамках проекта «Сахалин-3». Но и тут не без проблем. В России до 2014 года строились импортные подводные добычные комплексы. По воле судьбы озадачились созданием отечественных, которые разрабатывает «Алмаз-Антей». С 2026 года на месторождениях планиру-

ется внедрить его подводную фонтанную арматуру. Поверим на слово, что все сразу четко заработает?

Между СХВ и «Силой Сибири» строится перемычка Белогорск-Хабаровск для газоснабжения Амурской области, Еврейского АО и Хабаровского края и повышения надежности системы газоснабжения. Окончание строительства запланировано в 2026 году. Наконец-то видим реальное стратегическое мышление и инвестирование в территориальное развитие страны.

В 2025-2027 гг. планируется построить отвод в Китай «Невское-Тунхуацунь» мощностью 10 млрд м³ в год, совместив его ввод с вводом месторождения Южно-Кириновское и увеличением пропускной способности СХВ до 15 млрд м³ в год.

Кроме того, существует проект «Владивосток СПГ» мощностью 1,5 млн тонн (2 млрд м³) в год с газоснабжением от СХВ. В 2020 году было известно, что предынвестиционное исследование завершено. Последнее упоминание о нем в программе Правительства России по развитию производства СПГ от 2023 года. Но в пресс-релизе ПАО «Газпром» от 17.10.2024 года о проектах по производству СПГ о нем не упоминалось.

«Сила Сибири-2», САЦ, ТАПИ, РАИ

Газопровод «Сила Сибири-2» планируется к постройке с начала проектирования газопровода «Сила Сибири» в 2006 году. Первоначальный проект состоял в прокладке от месторождений Западной Сибири через участок российско-китайской границы в Республике Алтай до китайского Урумчи с дальнейшим подключением там к китайской системе газопроводов «Восток-Запад».

В 2020 году планы прокладки маршрута изменились: появилось два альтернативных – через Монголию и Казахстан. Первоначально предпочтение было отдано монгольскому варианту мощностью 50 млрд м³ в год. Кто бы что ни говорил, но, видимо, победил здравый смысл: трубопровод через Монголию тянуть дороже, чем через Казахстан, из-за сложного географического ландшафта, во-первых, во-вторых – из-за того, что сама Монголия газа много не осилит, а Китаю в том месте дополнительный газ не особо нужен. Поэтому в 2024 году был актуализирован вариант транзита через ГТС Казахстана мощностью 45 млрд м³ в год (30 млрд м³ в Китай и 15 млрд м³ в Казахстан) [9].

Проект выглядит вполне рабочим, так как от Казахстана уже существуют газопроводы в Китай, и Китаю выгодно получать газ как раз в точке входа со стороны Казахстана (там находится развивающаяся промышленная площадка). Кроме того, российский газ нужен и расположенному рядом Узбекистану, который становится газовым акцептором, а не донором, да и самому Казахстану. Сам Казахстан не осиливает контрактные обязательства Китаю, тем более что часть своего газа он отдает

на Оренбургский ГПЗ. Так что объем может быть и больше – вполне вероятно, что мощность проекта можно увеличить до 50 млрд м³ в год.

Какой из вариантов (или оба?) станет рабочим – зависит от многих факторов и в первую очередь от планов Китая, который половину своих газовых потребностей закрывает импортом в виде ТПГ по различным маршрутам и СПГ (50/50). С одной стороны, Китай развивается стремительно, и стране нужно много энергии. За последние два года – 2023 и 2024 – потребление в Китае выросло на 50-60 млрд м³. А это как раз мощность «Силы Сибири-2». С другой, Поднебесная сама наращивает добычу газа, атомную энергетику и ВИЭ, чтобы быть максимально независимым государством, тем более что противостояние с США нарастает и мало ли что может случиться...

Газопровод «Средняя Азия-Центр» проектной мощностью 50 млрд м³ в год построен в 60-80-х годах прошлого века для транспортировки газа из Средней Азии в центральную часть России. В этом веке он перезапущен в реверсном режиме для снабжения среднеазиатских стран российским газом. В 2024 году по нему и другим газопроводам поставлено 36 млрд м³ [10]. Не под санкциями.

Газопровод Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия (ТАПИ) потенциально интересен для России не только возможностью принять участие в его строительстве, но и своповыми поставками в Туркменистан, экспортные возможности которого в последние годы оказались ограниченными. Поэтому в случае постройки ТАПИ возможны замещающие поставки в Туркменистан из России через Казахстан. Проектная мощность 33 млрд м³ в год, обсуждение его строительства начато в 1992 году. С 2015 года в Туркменистане и с 2018 года в Афганистане начато строительство с регулярными перерывами. В 2021 году строительство туркменского участка завершено, в 2024 году возобновлено строительство в Афганистане [11]. Пакистан и Индия, несмотря на свою заинтересованность в получении газа по этому трубопроводу, строительство на своих участках не начинали.

Договор о поставках газа из России в Иран через Азербайджан (РАИ) находится в стадии подписания. И в Баку весьма заинтересованы в получении российского газа через этот проект. Рабочая схема получения необходимых Ирану объемов газа из России оформилась 17 января 2025-го года в Москве. В этот день Москва и Тегеран подписали Договор о всеобъемлющем стратегическом партнерстве между Россией и Ираном.

Определены объемы: на первой стадии 2 млрд м³ в год, потом до 55 млрд м³ в год. Ранее иранская сторона заявляла о поставках до 300 млн м³ в сутки, что соответствует 110 млрд м³ в год. Чисто технически газ из России в Иран в малых объемах может пойти хоть завтра: по газопроводам времен СССР: Моздок (Россия)-Кази-Магомед (Азербайджан) с проектными 13 млрд м³ в год, а затем по газо-

проводу Бинд-Бианд (Иран)-Астара-Кази-Магомед (Азербайджан) пропускной способностью 10 млрд м³ в год [12].

И если Баку договорится с Москвой, часть поставляемого в Иран российского газа может остаться в Азербайджане, за счет этих объемов в республике возникнут газовые излишки, которые и уйдут по Южному газовому коридору в ЕС [13]. На случай, если с этим маршрутом начнутся проблемы, рассматриваются также варианты маршрутов через Туркменистан и по дну Каспийского моря [14].

«Голубой поток», «Турецкий поток» и «Черноморский СПГ»

Газопровод «Голубой поток» мощностью 17 млрд м³/год построен в 2002 году и соединяет Ставрополь и турецкую Анкару. Работает стабильно, в сводках новостей не появляется.

Газопровод «Турецкий поток» построен в двухниточном варианте суммарно 31,5 млрд м³ в год в 2019 году и соединяет Новороссийск с западной частью Турции. Работает стабильно. В 2024 году были сообщения о попытках повредить его подводную часть, в 2025 году были сообщения о попытках повредить его наземную часть. В 2024 году суммарно по ним поставлено около 38 млрд м³.

Кроме того, существует проект «Черноморский СПГ» мощностью 1,5 млн тонн (2 млрд м³) в год с газоснабжением от МГП ЮГК, который строился исходя из задуманной мощности проекта «Южный Поток» мощностью 63 млрд м³ в год. В 2020 году было известно, что предынвестиционное исследование завершено. Последнее упоминание о нем – в программе Правительства России по развитию производства СПГ 2023 года. Но в пресс-релизе ПАО «Газпром» 17.10.2024 о проектах по производству СПГ о нем не упоминалось.

Теоретически мы миллионеры, а практически...

Сводим исходные данные в таблицу и смотрим, что могло быть (ожидания) и что есть по факту (реальность) (см. табл. «Санкционное давление на ГПЗ и газотранспортную инфраструктуру»).

Видно, что возможностей для транспортировки метана (а заводы СПГ – это тоже элементы транспортировки, технологические) в виде газа в разы больше, чем в виде СПГ, и это не случайно. Потому что сжиженный метан по воде везти дешевле, чем газообразный по трубам, но для этого его сначала надо сжижать, а потом погрузить на специальное судно, предназначенное для перевозки охлажденного до жидкого состояния метана. И выгодно это везти только туда, куда трубу не протянуть или тянуть слишком далеко (больше 3 тыс морских миль в среднем). И это логично, если нет дополнительных ограничений в виде санкций и прочих искусственных факторов.

Таблица. Санкционное давление на экспортную газотранспортную инфраструктуру

№	Наименование	Собственник	Тип	Построен	Состояние	Мощ- ность проект.	Мощ- ность реальн.	Пр-во в 2024 году	Санк- ции +/-	Интересант	Противник
						Млрд м³ в год					
1	УГТС	Пр-во Украины	ТПГ	1970-1990	В 2015 на восста- новление требовалось €2,5 млрд	140	100	15 из 40	-	РФ, ЕС	США, Брит., Норв.
2	«Северный Поток»	«Газпром» 51%, Wintershall 15,5%, E.ON Ruhrgas 15,5%, Gasunie 9%, GDF Suez 9%	ТПГ	2011-2012	В 2022 взорваны 2 нитки из 2. Ст-сть ремонта €750 млн	55	60	0	-	РФ, ЕС	США, Брит., Норв.
3	«Северный Поток-2»	«Газпром» 100%, соинвесторы: E.ON SE 10%, Wintershall 10%, Shell 10%, OMV 10%, Engie 10%	ТПГ	2021	В 2022 взорвана 1 нитка из 2. Ст-сть ремонта €633 млн	55	60	0	+	РФ, ЕС	США, Брит., Норв.
4	«Газпром СПГ Порт.»	«Газпром»	СПГ	2022	Эксплуатация	2	2	2	+	РФ, ЕС	США, Норв.
5	«Балтийский СПГ»	Русхимальянс	СПГ	2027-2028	Строительство	28			-	РФ, ЕС	США, Норв.
6	«Криогаз-Высоцк»	НОВАТЭК 51%, «Газпром банк» 49%	СПГ	2019	Эксплуатация	3	1	1	+	РФ, ЕС	США, Норв.
7	«Мурманский СПГ» с газопроводом	НОВАТЭК	СПГ	2030		19			+	РФ, ЕС, Брит.	США, Норв.
8	«Ямал СПГ»	НОВАТЭК (в том числе TotalEnergies 19,4%) 50,1%, TotalEnergies 20%, CNPC 20%, Фонд шелкового пути 9,9%	СПГ	2017-2018	Эксплуатация	24	30	30	-	РФ, Франция, Китай	США, Норв.
9	«Арктик СПГ2»	НОВАТЭК (в том числе TotalEnergies 19,4%) 60%, TotalEnergies 10%, CNPC 10%, CNOOC 10%, Japan Arctic LNG 10%	СПГ	2024	Эксплуатация 1-й очереди	28	10	1	+	РФ, Франция, Китай, Япония	США, Норв.
10	«Обский СПГ»	НОВАТЭК	СПГ	Пересмотр	Проектиров.	8			-	РФ, ЕС, Брит.	США, Норв.
11	«Якутский СПГ» с газопроводом	ООО «Глобалтэк»	СПГ	Пересмотр		26			+	РФ	США
12	«Дальневосточный СПГ» с газопроводом	Еххон 30%, ONGC 20%, Роснефть 20%, SODECO 30%	СПГ	Пересмотр		9				РФ, США, Индия, Япония	США
13	«Сахалин-2»	«Газпром» 77,5%, Mitsui 12,5%, Mitsubishi 10%	СПГ	2009-2019	Эксплуатация	13	16	14	-	РФ, Япония	США, Брит.
14	Ответвление на Тунхуацунь от Сахалин- Хабаровск-Владивосток	«Газпром»	ТПГ	2027	Проектиров.	10	10	0	-	РФ, Китай	США
15	«Владивосток СПГ»	«Газпром»	СПГ	Пересмотр		2				РФ, Китай	США, Брит.
16	«Сила Сибири»	«Газпром»	ТПГ	2019-2024	Эксплуатация	38	38	31	-	РФ, Китай	США
17	«Сила Сибири-2»	«Газпром»	ТПГ	Пересмотр	Проектиров.	50				РФ, Китай	США
18	Туркменистан- Афганистан- Пакистан-Индия	Туркменистан, Афганистан, Пакистан, Индия	ТПГ	Пересмотр	Строительство	33				РФ, Туркменис- тан, Афганистан, Пакистан, Индия	США, Брит.
19	«Средняя Азия-Центр» и другие	«Газпром»	ТПГ	1960-1988	Эксплуатация	50	50	36		РФ, Казахстан, Узбекистан, Туркменистан	США, Брит.
20	РФ-Азербайджан-Иран	РФ, Азербайджан, Иран	ТПГ	Обсуждение	Проектиров.	55				РФ, Азербай- джан, Иран	США, Брит.
21	«Голубой Поток»	«Газпром»	ТПГ	2002	Эксплуатация	16	17	38	-	РФ, Турция	США, Брит.
22	«Турецкий Поток»	«Газпром»	ТПГ	2019	Эксплуатация	32	39		-	РФ, Турция	США, Брит.
23	«Черноморский СПГ»	«Газпром»	СПГ	Пересмотр		2				РФ, Турция, ЕС	США, Брит.
	ИТОГО		ТПГ			534	374	120			
	ИТОГО		СПГ			175	59	48			

И потому, при нормальных условиях нужны ТПГ для доставки на ближние рынки и СПГ для доставки на дальние рынки.

И мы также видим, что в силу технологических особенностей СПГ более уязвим для санкций, чем ТПГ (которые легче взорвать, чем ограничить санкционно), но при условии если нет стран-транзитеров, способных организовать (по своей или чужой воле) препятствия для прокачки через свою территорию.

Поэтому приходим к простому выводу: те, кто могут навредить и перекрыть поставки, должны быть сами заинтересованы в продолжении поставок.

Если с этой позиции посмотреть на 23 рассмотренных выше канала, то можно разделить их на две группы: уязвимые и неуязвимые (относительно, разумеется, потому что от диверсий на своей или дружественной территории никто не застрахован на 100%).

Уязвимыми видятся № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 18, 20, 23 с проектной мощностью до 563 млрд м³.

Неуязвимыми видятся № 14, 16, 19, 21, 22 с проектной мощностью до 146 млрд м³.

В 2024 году экспорт составил 168 млрд м³, в том числе 71% ТПГ и 29% СПГ.

Cui prodest? Cui bono?

С неуязвимыми понятно, но что делать с уязвимыми, чтобы перевести их в разряд неуязвимых?

Наверное, закрыть уязвимости. И если технически это сделать невозможно (почти), можно сделать это организационно, по новому структурировать бизнес, поработать с правовыми, налоговыми нормами. Для этого необходимо понять логику интересантов – почему им выгодно противодействовать этим каналам? Причем, с чисто экономической точки зрения.

Сначала обозначим – почему неуязвимые неуязвимы. Неуязвимые:

- №14 – ответвление на Тунхуацунь от Сахалин-Хабаровск-Владивосток – отсутствие страны-транзитера;
- №16 – «Сила Сибири» – отсутствие страны-транзитера;
- №19 – «Средняя Азия-Центр» – страны-транзитеры имеют большую заинтересованность в стране-отправителе;
- №21 – «Голубой Поток» – отсутствие страны-транзитера;
- №22 – «Турецкий Поток» – отсутствие страны-транзитера.

Кто нам мешает – тот нам поможет

Редко бывает, что желание навредить проекту исходит чисто из идеологических причин. Как правило, везде есть экономическая заинтересованность. Как говорится,

ничего личного – только бизнес. Чтобы противник стал партнером, нужно чтобы он от развития проектов получал прибыль вместо убытков. Конечно, после определенных стратегических решений, которые смогли бы поменять отношения противников к проектам с отрицательного на положительный. Предлагаем возможные примеры взаимовыгодного сотрудничества сторон для функционирования замедленных, замороженных вышеперечисленных газовых проектов:

1. До 2022 года на Сахалине было два нефтегазовых СРП (соглашение о разделе продукции, специальный налоговый режим): «Сахалин-1» и «Сахалин-2», с операторами ENL (американской дочкой ExxonMobil при 30% в проекте) и «Сахалин Энерджи» (с фактическим управлением британской Shell при 27,5% в проекте) соответственно. В 2022 году ExxonMobil и Shell вышли из проектов. Но могут и вернуться, при определенных условиях.

2. «Я действительно считаю, что было бы круто иметь как партнеров, так и совладельцев в ГТС Украины Европу и Соединенные Штаты». Это было сказано 29.05.2021 в интервью немецкому Frankfurter Allgemeine Zeitung [15] тогда еще президентом Украины Владимиром Зеленским, когда до окончания транзитного договора и самого транзита было 3,5 года. После окончания транзита встал вопрос как его продолжить. Есть множество вариантов (в том числе и описанный выше), но все они упираются в правило «сначала решают принципиальные вопросы, потом технические». Так что, ждем-с. Возможно, к лету (или раньше?) дойдет очередь и до этого. Но первый шаг сделан: 31.10.2023 утвержден состав набсовета УГТС в составе трех «независимых» директоров (Великобритания, Польша, Украина) и замминистра энергетики Украины [16].

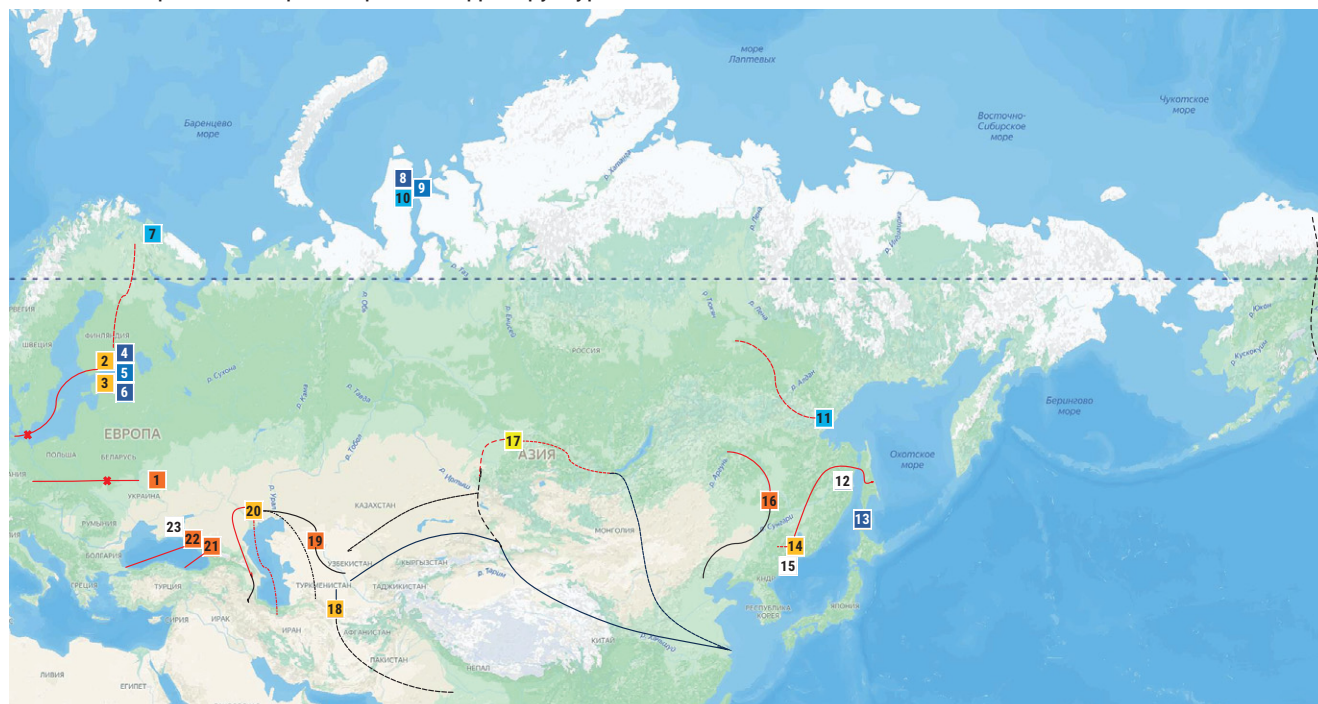
3. Оператор «Северного потока-2» Nord Stream AG 2 находится в процедуре банкротства, которая «внезапно» продлена до мая 2025, если не будут урегулированы все вопросы с мелкими кредиторами – будет зафиксировано банкротство и трубопровод будет выставлен на торги. И покупатель уже есть – американский инвестор Стивен Линч, который 20 лет занимался бизнесом в России, сообщил, что обратился к правительству США с просьбой выдать ему лицензию на участие в торгах, если на них выставят трубопровод «Северный поток-2» [17].

Не будем обсуждать, кто именно взорвал, это уже не важно. Необходимо понять, каким образом можно выгодно реализовать инфраструктуру СП и СП-2.

3. Проект «Ямал СПГ» до сих пор не под санкциями. Вполне возможно, это обусловлено лишь 40,4% фактической долей в нем российской компании НОВАТЭК и 29,7% фактической долей в нем французской компании TotalEnergies. Иностранное партнерство – ключ к работающим каналам выхода на глобальный рынок.

4. Проект «Арктик СПГ-2» в 70 км от «Ямал СПГ», с теми же ключевыми акционерами (НОВАТЭК 48,4% и

Рис. 1. Экспортная газотранспортная инфраструктура России



TotalEnergies 21,6%) и мощностью, оказался под санкциями США в 2023 году до его запуска. Тогдашний помощник госсекретаря США по вопросам энергетики Джеффри Пайетт заявил, что администрация добивается прекращения существования российского проекта «Арктик СПГ-2», реализуемого компанией «Новатэк». Об этом он заявил на заседании комитета Сената США по иностранным делам. По его словам, Россия уже столкнулась со снижением доходов от нефти и газа. И для продолжения этой тенденции принимаются новые санкции, например против проекта «Арктик СПГ-2», заявил Джеффри Пайетт. «Буквально на минувшей неделе мы приняли решение ввести новые санкции против проекта «Арктик СПГ-2» – одного из главных проектов НОВАТЭКа – и структур, задействованных в нем. Наша цель – убить этот проект. И мы делаем это, вводя санкции, работая с нашими партнерами по G7». При этом Пайетт отметил, что именно США сейчас являются лидером по поставкам СПГ. Вашингтону принадлежит более 40% всей доли экспорта сжиженного газа. И США намерены впредь наращивать свою долю на мировом рынке, заявил помощник главы Госдепа [18].

Возможно, вхождение еще одного акционера в этот проект, с существенным изменением в нем доли НОВАТЭКа, сможет исправить ситуацию с отношением к этому проекту администрации США? Ведь еще до ковида Леонид Михельсон искал кандидата на 10%, но не нашел. Сегодня – время новых возможностей.

Власти США всегда ревностно относятся к своей роли в управлении мировой экономикой и принципиально не

входят в какие-либо постоянно действующие организации, потенциально способные ограничивать США в решении как политических, так и экономических задач (в том числе в МУС и Морскую конвенцию ООН). Но при угрозе возникновения неуправляемой ситуации (как это было в 2020 году при падении мирового рынка нефти) они становились вполне договороспособными.

В 2025-2030 годах ожидается волновое увеличение производства СПГ в мире с 570 млрд м³ в год в 2024 г. (13% мирового потребления газа) до 1300 млрд м³ в год в 2030 г. (19-26% мирового потребления газа), с учетом размороженных проектов в США. Это увеличение будет настолько большим, что в 2027 году ожидается дефицит газозовозов для перевозки СПГ (при профиците в 2025 году). Мощности производствакратно увеличивают США, Катар, Россия. Назревает точка бифуркации.

Могут начаться войны «всех против всех», здесь хорошие шансы есть у Катара (у США тоже есть, если сформируется союз с Россией, а разговоры об этом уже идут) в силу наличия у него и производства СПГ и флота газозовозов и долговременной стратегии. Может повториться ситуация 2020 года (значительное падение цен на углеводороды), но уже не с нефтью а газом, в первую очередь с СПГ. В то же время, увеличение производства СПГ в США с 90 до 240 млн тонн в год (с учетом размороженных проектов в США) в 2,5 раза повысит спрос на газ для СПГ на внутреннем рынке США тоже в 2,5 раза (с 13% [19] до 25% [20] от общего потребления), и внутренние цены на газ в США могут подняться вдвое. Это, конечно, все равно будут ценыкратно ниже чем в Европе,

но затратнее для внутренней электроэнергетики США, которая на 43% газовая [21], и ее потребление тоже будет увеличиваться для энергоснабжения data-центров с 4 до 13%. Может, из-за подобной вероятности США и анонсировали сценарий трансформации Газы, с прицелом на шельфовые месторождения (не только Арктика и Гренландия мыслятся стратегическими активами, на планете есть и другие места для разработки на разных условиях), чтобы увеличить свое газовое влияние и подстраховаться от ценовой волатильности на внутреннем рынке? Как вариант вполне может быть. Такая форма заявлений может и просто использоваться как давление на рынок в свою пользу (если даже не дойдет до реализации).

Есть еще вариант мирового соглашения – надо будет договариваться по объему и долям рынка СПГ в ближайшем будущем. Но этот вариант, на первый взгляд, кажется еще более невероятным и недолговременным, учитывая отношение США к ОПЕК+ и ФСЭГ.

И причем тут Трамп?

А при том, что именно в его первую каденцию состоялось то соглашение 2020 года по сокращению добычи нефти всеми, в том числе и США. Это говорит о том, что он может пойти на глобальную сделку, если увидит, что она выгодна США.

Но сделки могут быть не только глобальные, но и локальные.

Как с возвращением ExxonMobil в «Сахалин-1» и Shell в «Сахалин-2». Как с вхождением в Набсовет УГТС представителей США, Словакии и России (сейчас там три «независимых» представителя с британскими интересами и один представитель от правительства Украины) на правах соинвестора реконструкции УГТС. Как с покупкой СП-2 в процессе банкротства американским инвестором. Как с покупкой у НОВАТЭКа 10% владения «Арктик СПГ-2» европейским или американским инвестором,

Как с российским участием в строительстве газопровода с севера на юг Аляски для завода СПГ, наряду или вместо японских участников [22] (а японцы когда-нибудь где-нибудь большие газопроводы строили, в отличии от..?) Потому что взаимопроникновение капитала – это лучшая гарантия-тормоз от конфликтов.

Понятно, что это может быть только пакетное соглашение, но оно может быть.

Выводы

Россия имеет много газовых проектов, попавших в той или иной мере под санкции. Только ряд из них имеют экономические перспективы. При этом те, которые завязаны на Китай, не столь маргинальны как может показаться. Китай покупает российский газ на своих условиях,

кто бы что ни говорил про конкурентную цену, есть ощущение, что все равно – выгодополучатель тут больше Китай. Ну а если изменится геополитическая ситуация? России в силу своего географического положения и культурного кода все время приходится делать выбор – с кем дружить: с драконом или с ястребом.

Другие трубопроводы: ТАПИ, «Якутский СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Владивосток СПГ», «Черноморский СПГ» – хоть и перспективны, но пока существуют как абстракции. Поэтому выпадающие объемы глобального рынка не заместят ни планируемые трубопроводы, ни внутренний рынок РФ совместно с дружественными странами. Даже если переводить все в метанол, аммиак или удобрения. И газохимия не сможет столько переработать, нереально построить столько перерабатывающих мощностей за 5-10 лет.

Европа же заинтересована в российском СПГ, который, несмотря на то, что ТПГ более дешевый, сегодня является более гибким энергоресурсом в плане реализации. И пока суть да дело, российский СПГ может сбываться в Европе как продукт, необходимый для восстановления энергоемкой промышленности и сдерживания роста цен на электроэнергию. При том, что санкции могут быть сняты, но трубопроводные поставки могут не пойти в том же объеме, а если возобновятся, то в гораздо меньшем. Нужно быть готовым к этому.

Если Маск, технократ с неограниченными финансово-техническими возможностями и фактически первая скрипка в администрации Трампа, не создаст принципиально новые промышленные источники энергии в ближайшие двадцать лет (можем считать эту картинку иллюстрацией к любому форс-мажору для углеводородов), то у российского газа есть возможность снова интегрироваться в глобальную экономику, в наибольшей степени в виде СПГ.

На более отдаленном горизонте событий (20-40 лет) может сказаться инновационный фактор в ассортименте энергомощностей и источников энергии (малые модульные ядерные реакторы, энергетический водород, термоядерная энергия etc.) – и тогда объем российского экспорта упадет уже не из-за санкций, а из-за (помечтаем): более дешевой энергии космоса, атмосферного электричества, электромагнитных полей Земли. Есть же вероятность, что идеи Теслы прорабатывают сегодня на испытательных полигонах создателя «Теслы»? Поэтому надо договариваться, здесь и сейчас!

Но можно ли договориться о международном партнерстве даже не в столь отдаленных проектах, а хотя бы в существующих ТПГ и СПГ-проектах? Кто будет таким ловким переговорщиком? А налоговое законодательство у нас открыто к таким сделкам? Ведь это нужно делать оперативно и качественно, а не как получилось с СРП на Сахалине: сочиняли пять лет, что-то пошло не так (подробно об этом читайте на страницах НГВ («Умный инве-

стремим для прогресса ТЭК», №12, 2023 год), и в результате на 20 лет попали в кабалу. ❗

Список литературы

1. Татьяна Кисилева. Страховщики не признали новые требования оператора «Северного потока» Что они ответили на аргументы Nord Stream // Портал РБК 07.10.2024 <https://www.rbc.ru/business/07/10/2024/6702843f9a794764793faa26>
2. Попавший под санкции «Криогаз-Высоцк» продолжает отгружать СПГ в Европу // Портал EurAsiaDaily 15/01/2025 <https://eadaily.com/ru/news/2025/01/15/popavshiy-pod-sankcii-kriogaz-vysock-prodolzhaet-otgruzhat-spg-v-evropu>
3. Строительство "Мурманского СПГ" на 30 млрд куб м газа в год планируется к 2030г - Новак // Портал "Интерфакс" 12.02.2025 <https://www.interfax-russia.ru/north-west/main/stroitelstvo-murmanskogo-spg-na-30-mlrd-kub-m-gaza-v-god-planiruetsya-k-2030g-novak>
4. Татьяна Дятел. НОВАТЭК морозит водород // Портал Коммерсантъ 23.09.2024 <https://www.kommersant.ru/doc/7179952>
5. Авдолян продал SPV «Якутского СПГ» // Портал «Интерфакс» 27.03.2024 <https://www.interfax.ru/business/952672>
6. Россия может нарастить производство СПГ до 15 млн т за счет «Сахалина-1» // Портал ТАСС 20.02.2024 <https://tass.ru/ekonomika/20034455>
7. Anna Shiryayevskaya and Shoko Odaю Japan Watching for Any Impact on LNG From New Russia Sanctions // 17.01.2025 <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-01-17/japan-watching-for-any-impact-on-lng-from-new-russia-sanctions?srnd=phx-industries-energy>
8. Оборудование «Ростеха» обеспечит транспортировку сахалинского газа // Госкорпорация «Ростех» 11.12.2024 <https://rostec.ru/upload/iblock/0cb/c27i2ygf0786jacg18z73lkq4dlh6o83.pdf>
9. Е. Алифирова, Ю. Ушаков по итогам переговоров В. Путина и Си Цзинпина: прорабатываются новые маршруты поставок газа в Китай, например, «Сила Сибири-2» // Портал Neftegaz.RU 21.01.2025 <https://neftgaz.ru/news/transport-and-storage/876371-yu-ushakov-po-itogam-peregovorov-v-putina-i-si-tszipina-prorabatyvayutsya-novye-marshruty-postavok/>
10. Алекс Будрис. Сотни танкеров, десятки труб: как сейчас устроен российский экспорт нефти и газа // Портал Forbes.ru 23/01/2025 <https://www.forbes.ru/biznes/529265-sotni-tankerov-desatki-trub-kak-sejcas-ustroen-rossijskij-eksport-nefti-i-gaza>
11. Афганистан проложил 6 км ТАПИ. К проекту хочет присоединиться Казахстан // Портал Хроника Туркменистана 29.01.2025 [afghanistan-prolozhil-6-km-tapi-k-proektu-hochet-prisoedinit-sya-kazakhstan/](https://www.hronikatm.com/2025/01/afghanistan-prolozhil-6-km-tapi-k-proektu-hochet-prisoedinit-sya-kazakhstan/)
12. Айгюль Тагиева. С расчетом на Пакистан и Индию: готов ли Азербайджан поставлять российский газ в Иран // Sputnik Азербайджан 22.01.2025 <https://az.sputnik-news.ru/20250122/s-raschetom-na-pakistan-i-indiyu-gotov-li-azerbaydzhan-postavlyat-rossiyskiy-gaz-v-iran-470139936.html>
13. Владимир Мишин. Большая игра: энергетические интересы доминируют // Портал НефтеГазовая Вертикаль 29.01.2025 https://ngv.ru/articles/bolshaya-igra-energeticheskie-interesy-dominiruyut/?sphrase_id=4754545
14. Громов А.И. Новые перспективы российско-иранского сотрудничества: газовый хаб и проект «Каспийский поток» // Энергетическая политика №12(203) декабрь 2024) [https://fief.ru/files/news2017/Громов%20А.И.%20\(ЭП%20№12\(203\),%20декабрь%202024\).pdf](https://fief.ru/files/news2017/Громов%20А.И.%20(ЭП%20№12(203),%20декабрь%202024).pdf)
15. Von Konrad Schuller. „Deutschland könnte uns militärisch helfen“ // Портал Frankfurter Allgemeine Zeitung 31/05/2021 <https://www.faz.net/aktuell/politik/ausland/ukrainischer-praesident-selenskyj-deutschland-koennte-uns-militaerisch-helfen-17367134.html>
16. Уряд затвердив членів Наглядової ради Оператора ГТС України // Державні сайти України 31.10.2023 <https://me.gov.ua/News/Detail?lang=uk-UA&id=9cd693b3-040d-454e-aa68-a170ff031942&title=UriadZatverdivChleniv>
17. Инвестор из США заявил о готовности купить взорванный «Северный поток-2» // Портал РБК 22.11.2024 <https://www.rbc.ru/politics/22/11/2024/674000179a7947597a572b0b>
18. «Наша цель – убить этот проект»: США решили избавиться от «Арктик СПГ-2» // Портал BFM.RU 9.11.2023 <https://www.bfm.ru/news/537639>
19. Елена Дорохина. LSEG: спрос на газ для производства СПГ в США приближается к рекордному уровню // Портал MaketCheese 2/12/2024 <https://mcheese.ru/news/natural-gas/TWpFeU5Eaw-lseg-spros-na-gaz-dlya-proizvodstva-spg-v-ssha-priblizhaetsya-k-rekordnomu-urovnyu>
20. Антон Волков. Bernstein: на рынке газа в США наступает суперцикл // Портал MaketCheese 17/01/2025 <https://mcheese.ru/news/natural-gas/TWpJmK1qWQ-bernstein-na-rynke-gaza-v-ssha-nastupaet-supercikl>
21. Short Term Energy Outlook. Current/Previous Forecast Comparisons: U.S. Electricity // Портал U.S. Energy Information Administration Current Forecast: January 14, 2025 <https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/compare.pdf>
22. Tim Kelly, Yukiko Toyoda and John Geddie. Japan weighs Alaska LNG pipeline pledge to win Trump's favour // Портал Reuters 31/01/2025 <https://www.reuters.com/markets/commodities/japan-weighs-alaska-lng-pipeline-pledge-win-trumps-favour-2025-01-31/>



НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ВЫРУЧКИ ПО НДД ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ПРИРОДНОМУ ГАЗУ

БОРИС ЛУЦЕТ

Кандидат экономических наук

Налог на дополнительный доход – один из ключевых элементов налоговой системы в нефтяной отрасли. Поэтому анализ его экономической эффективности всегда в центре внимания профессионалов. Но не менее интересной является и правовая казуистика – во многих случаях однозначно определить подлежащую уплате сумму налога довольно сложно и приходится просить разъяснений у Минфина. Возможно, регулятор откроет темные стороны «газовой» составляющей расчетной выручки от реализации углеводородного сырья?

Пунктом 2 статьи 333.46 НК РФ установлена формула определения расчетной выручки от реализации углеводородного сырья, добытого на участке недр. Одним из ее элементов является «газовая» компонента Цгаз, которая в свою очередь при реализации независимым лицам должна рассчитываться на основе средневзвешенных цен реализации природного газа.

Ранее, до внесения изменений Федеральным законом 28.06.2022 № 234-ФЗ, в указанных случаях у налогоплательщиков был выбор: применять цену ФАС или фактические цены реализации. После изменения формулировки, с 01.01.2023, обязательным стало применение средневзвешенных цен.

Данное законодательное изменение привело к возникновению ряда вопросов, связанных как с особенностями самого понятия «средневзвешенная цена», так и со специфическими нюансами транспортировки газа до конкретного потребителя у каждого конкретного налогоплательщика. В частности, в тех случаях, когда газ различных участков недр смешивается в газотранспортной системе и в дальнейшем покупателю фактически производится реализация смешанного газа.

Специфика ситуации потребовала вмешательства Минфина России, который дал разъяснения по данной теме. В настоящей статье с учетом данных разъяснений, существующих правовых норм и возможных трактовок проведен краткий анализ существующих методологических подходов к решению возникающих вопросов.

Позиция финансового ведомства

Минфин России в письме от 01.03.2024 № 03-06-01/18354 разъяснил, что при наличии в календарном месяце фактов реализации газа с использованием единой системы газопроводов, реализуемого различным потребителям с различных участков недр, являющимся как взаимозависимыми лицами с Обществом, так и не взаимозависимыми с ним, показатель Цгаз следует определять как средневзвешенное значение фактических цен реализации газа лицам, не являющимся взаимозависимыми с Обществом, в том числе с использованием экономически обоснованной методики определения такого средневзвешенного значения (при объективном отсутствии в договорах на реализацию газа указания на участок недр, с которого реализуется газ).

Таким образом, ключевым положением письма является допустимость издания налогоплательщиком определенного локального акта, которым будет установлена вышеуказанная методика. Хотелось бы отметить, что практика издания методик/порядков определения/распределения тех или иных величин в целях НДД уже закреплена НК РФ. Например, в пунктах 7 и 8 статьи 333.47 в части раздельного учета и распределения фактических

расходов – Однако как правило, такие нормы в соответствии с кодексом должны быть синхронизированы с учетной политикой организации. В рассматриваемом же случае издание методики кодексом не предусмотрено и, следовательно, какие-либо требования к ее форме, содержанию и срокам действия не определены.

С точки зрения налогоплательщика, это может рассматриваться в качестве положительного аспекта, поскольку дает гибкость в вопросах внесения изменений в методику.

Возникает, правда, интересный вопрос о возможности (необходимости) пересчета налоговых обязательств в случае, если результаты расчетов за периоды с 01.01.2023 на основании методики будут отличаться от фактически примененных по декларациям. Ответить на данный вопрос еще только предстоит и, вероятно, также не без разъяснений Минфина России, поэтому в рамках данной статьи он подробно разбираться не будет.

Непосредственное прикладное значение имеют другие аспекты позиции Министерства, проистекающие из вышеуказанного письма. К некоторым из них относятся следующие.

1. Что понимается под единой системой газопроводов, имея в виду отсутствие законодательного определения данного понятия, а также неопределенность в вопросе о том, может ли быть признан таковой единственный газопровод, в котором происходит смешение газа различных участков недр.

Как известно, Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» определяет лишь два понятия, имеющих косвенное отношение непосредственно к добычным организациям – «федеральная система газоснабжения», «единая система газоснабжения» и «региональные системы газоснабжения». Очевидно, что в контексте рассматриваемого письма Минфина России эти понятия неприменимы.

Используется в указанном законе также несколько более близкий к теме статьи термин «газотранспортная система». Вместе с тем в качестве самостоятельной дефиниции он не раскрывается, а в изданных в развитие закона постановлениях Правительства РФ либо используется применительно к ГТС ПАО «Газпром», либо также используется без конкретного определения;

2. Распространяется ли данная позиция Минфина России только на природный газ (Цгаз) либо также на попутный газ (Цпнг).

В соответствии с первым предложением абзаца одиннадцатого пункта 2 статьи 333.46, Цпнг – это цена на попутный газ, определяемая как «средневзвешенное значение фактических цен реализации попутного газа (в том числе попутного газа, подготовленного и доведенного до качества отбензиненного сухого газа) налогоплательщиком лицам, не являющимся взаимозависимыми с ним,

за календарный месяц, выраженная в рублях за тысячу кубических метров, уменьшенное на средневзвешенное значение затрат по транспортировке третьими лицами тысячи кубических метров такого газа до места перехода права собственности на него к покупателю (при условии, что указанные затраты не учтены в цене договора)».

Как можно видеть из формулировки данной нормы, он идентична формулировке абзаца восьмого того же пункта в части Цгаз, в соответствии с которой данная величина при наличии фактов реализации природного газа независимым лицам определяется как «средневзвешенное значение фактических цен реализации газа лицам, не являющимся взаимозависимыми с ним, за календарный месяц, выраженное в рублях за тысячу кубических метров, уменьшенное на средневзвешенное значение затрат по транспортировке третьими лицами тысячи кубических метров такого газа до места перехода права собственности на него к покупателю (при условии, что указанные затраты не учтены в цене договора)».

Таким образом, дефиниции в этой части для природного и попутного газа по сути совпадают дословно, в связи с чем нет оснований считать, что в отношении этих двух видов газа должны быть применены различные подходы при расчете средневзвешенной цены.

3. Требуется ли по мнению Министерства методика в том случае, если газ реализуется только независимым лицам.

Несмотря на кажущуюся праздность, вопрос приобретает значение именно в связи с формулировками Минфина России.

Как известно, абзац восьмой пункта 2 статьи 333.46 НК РФ в качестве необходимости применения средневзвешенных цен определяет единственное условие – «наличие в календарном месяце фактов реализации добытого налогоплательщиком газа лицам, не являющимся взаимозависимыми с ним». Как видно из данной формулировки, факт наличия либо отсутствия в календарном месяце фактов реализации взаимозависимым лицам Налоговым кодексом никак образом на обязанности налогоплательщика не отражается.

Однако в письме Минфина России в качестве условия создания методики упоминается «наличие в календарном месяце фактов реализации газа с использованием единой системы газопроводов, реализуемого различным потребителям с различных участков недр, являющимся как взаимозависимыми лицами с Обществом, так и не взаимозависимыми с ним».

Какой вывод можно сделать в этом случае? Вероятно, финансовое ведомство при подготовке ответа исходило из вопроса конкретного налогоплательщика, в котором была описана именно эта ситуация. Однако поскольку кодексом такая ограничительная трактовка не предусмотрена, по моему мнению, и рекомендации Министерства

должны рассматриваться именно с этой точки зрения. Поэтому, вероятно, экономически обоснованная методика расчета средневзвешенной цены должна применяться и в том случае, если в календарном месяце имели место факты реализации только независимым лицам.

4. Сто понимается под «объективным отсутствием» указания на участок недр в договорах реализации.

Если бы в письме была применена формулировка «объективное отсутствие возможности» указания на какие-либо показатели, толковать его в этой части было бы значительно проще. Хотя и при этом варианте критерии «объективности» остаются весьма неопределенными.

Вероятно, речь в данном случае должна идти о том, что в ходе исполнения договора в «смешанную» часть газотранспортной системы налогоплательщика в зависимости от текущего баланса газа может ресурс определенных участков недр может не подаваться.

Однако возможна и иная ситуация. При которой заведомо известно, что в ходе исполнения договора газ будет подаваться с определенных участков недр и их перечень «объективно» может быть указан в договоре. Однако наличие такой «объективной» возможности все равно не решает проблемы корректного определения средневзвешенной цены, поскольку особенности транспортировки могут приводить к совершенно различным ситуациям. Например, заведомо известно, что на определенном участке «смешанной» системы конкретным независимым покупателям газ поставляется исключительно из ресурсов конкретного участка недр, и это хорошо видно из схемы транспортировки. Очевидно, что в этой ситуации также напрашивается необходимость некой экономически обоснованной методики, однако из письма Минфина России этого прямо не усматривается.

Нормативное определение средневзвешенного значения

В Налоговом кодексе РФ, помимо пункта 2 статьи 333.46 (применительно к показателям Цгаз и Цпнг), средневзвешенная цена упоминается неоднократно как в части первой, так и в части второй.

Ссылка на средневзвешенную цену содержится в следующих нормах:

- пункт 3 статьи 105.10 (в части метода цены последующей реализации в ТЦО);
- статьи 214.1, 214.11, п.10 статьи 280 и статья 281 (в части налоговой базы по ценным бумагам и ЦФА);
- пункт 6 статьи 340 (в части оценки стоимости добытых драгоценных камней);
- пункт 2 статьи 340.1 (в части минимальной предельной стоимости газа горючего природного или попутного газа, добытых на новом морском месторождении углеводородного сырья). Важно отметить, что не-

посредственно в данной норме указывается, что взвешивание производится по объемам реализации за налоговый период;

- пункт 3 статьи 342 (в части среднего за истекший налоговый период уровня цен нефти сорта «Юралс»);
- пункт 18 статьи 343 (в части определения показателей Ціпром и Цінас при исчислении НДС на газ).

При этом ни одна из указанных норм не содержит указания на порядок либо формулу определения данного показателя в целях налогообложения.

Поскольку иное кодексом не предусмотрено, в соответствии с пунктом 1 статьи 11 институты, понятия и термины иных отраслей законодательства Российской Федерации должны применяться в том значении, в каком они используются в этих отраслях законодательства. Применительно к углеводородному сырью обнаружить нормативные правовые акты либо разъяснения государственных органов по порядку определения средневзвешенной цены не удалось.

В открытых источниках удалось найти только один нормативный правовой акт федерального органа исполнительной власти, непосредственно определяющий формулу расчета средневзвешенной цены. Приказом Минздрава России от 19 декабря 2019 г. № 1064н определен Порядок определения начальной (максимальной) цены контракта, цены контракта, заключаемого с единственным поставщиком (подрядчиком, исполнителем), начальной цены единицы товара, работы, услуги при осуществлении закупок лекарственных препаратов для медицинского применения. В соответствии с пунктом 5 данного порядка средневзвешенная цена определяется как сумма произведений цены и количества товаров по всем договорам за период времени, деленная на общее количество реализованных товаров:

$$Ц_{взв} = \frac{Ц_1 \times k_1 + \dots + Ц_n \times k_n}{\sum k_n},$$

Такая формула соответствует общепринятому понятию средневзвешенной цены, при котором взвешивание производится по объемам реализации. Несмотря на то, что она формально неприменима к определению средневзвешенных цен реализации природного газа, тем не менее может быть рассмотрена как характеризующая общие подходы органов власти к нормативному определению средневзвешенной цены реализации.

Понятие средневзвешенной также употребляется в НК РФ применительно к налоговым ставкам:

- в подпункте 2 пункта 2 статьи 25.13-1 (в части средневзвешенной ставки налога на прибыль). При этом непосредственно в законе установлена формула расчета:

$$Cт_{срвзвеш} = \frac{Cт1 \times П1 + Cт2 \times П2}{П1 + П2} \times 100\%$$

Из данной формулы также видно, что взвешивание производится по количественному показателю (прибыль). Данная формула также формально неприменима к определению средневзвешенных цен реализации природного газа. Однако является единственным нормативно установленной законодательством о налогах и сборах методикой расчета средневзвешенного значения;

- в пункте 3.3 статьи 343.2 (в части порядка расчета условных доходов бюджета при применении налогового вычета). При этом указывается, что взвешивание производится по объемам добытой нефти – обезвоженной, обессоленной и стабилизированной.

Возможные трактовки налогового законодательства

По смыслу главы 25.4 НК РФ объект налогообложения и налоговая база по НДС определяются применительно к конкретному участку недр. В связи с этим обоснованно утверждать, что и расчетная выручка как элемент определения дополнительного дохода от добычи УВС должна определяться применительно к каждому участку недр. Что подтверждается в том числе положениями пункта 2 статьи 333.45, пунктов 1 и 2 статьи 333.46 НК РФ.

Вместе с тем, в пункте 2 статьи 333.46 НК РФ имеется определенное несоответствие между отдельными положениями в том, каким образом должны определяться (рассчитываться) параметры показателя Цгаз в различных ситуациях. Так, в случае отсутствия реализации невзаимозависимым лицам, в соответствии с абзацем седьмым указанного пункта оптовая цена на газ принимается в размере, установленном для конкретного субъекта РФ в зависимости от местоположения участка недр. Между тем, при наличии в календарном месяце фактов реализации невзаимозависимым лицам, абзац восьмой указанного пункта предписывает определять средневзвешенную цену вне привязки не только к конкретному региону, но и конкретному участку недр.

На мой взгляд, доминирующим в данном случае все же является базовый принцип НДС, в соответствии с которым весь алгоритм определения расчетной выручки, равно как и иных существенных показателей для расчета суммы налога, привязан именно к конкретному облагаемому участку недр. То же самое относится и к определению средневзвешенной цены.

Данный подход согласуется с вышеуказанными нормами НК РФ. Представляется, что именно он и имелся в виду Минфином России при даче разъяснений, поскольку

только в этом случае при смешении газа с разных УН требуется некая методика. И при этом является наиболее обоснованным, поскольку предполагает учет особенностей реализации газа с каждого конкретного УН – то есть определение «истинной» средневзвешенной цены без каких-либо искусственных допущений, искажающих итоговый результат расчетов.

Соответственно, в рамках данного подхода:

- средневзвешенные по сделкам, где весь газ идет с одного УН (в соответствии со схемами, балансами, договорами, актами либо иными источниками информации), считаются без методики;
- методика требуется только для тех случаев, когда газ нескольких УН смешивается в общей системе газопроводов, и при реализации покупателям нельзя однозначно установить, газ какого именно УН реализуется. Как было указано выше, такая ситуация актуальна и в случаях, если газ УН на НДД будет реализовываться невзаимозависимым лицам.

Выбор весового показателя

В соответствии с абзацем вторым пункта 2 статьи 333.46 НК РФ при определении показателя Цгаз принимается «средневзвешенное значение фактических цен реализации газа лицам, не являющимся взаимозависимыми с ним, за календарный месяц, выраженное в рублях за тысячу кубических метров». Как можно видеть из данной формулировки, применительно к описываемой ситуации законом не определяется конкретный показатель, по которому надлежит определять веса при проведении расчетов.

Как было отмечено выше, в некоторых случаях Налоговый кодекс РФ содержит специальное указание на весовой показатель. Так, пунктом 2 статьи 340.1 установлен порядок определения минимальной предельной стоимости единицы газа горючего природного или попутного газа, добытых на новом морском месторождении углеводородного сырья, при котором цена определяется как средневзвешенная «по объемам реализации за налоговый период налогоплательщиком газа горючего природного, добытого на новом морском месторождении углеводородного сырья, на внутренний рынок и экспорт цена газа горючего природного» либо средневзвешенная «(по объемам реализации налогоплательщиком газа горючего природного, добытого на новом морском месторождении углеводородного сырья) ценой реализации газа горючего природного в соответствии с такими договорами в истекшем налоговом периоде с учетом доли добытого на новом морском месторождении углеводородного сырья и реализованного налогоплательщиком по таким договорам в истекшем налоговом периоде газа горючего природного в общем объеме добытого на таком месторождении и реализованного налогоплательщиком в истекшем налоговом периоде газа горючего природного».

Также в соответствии с абзацем четвертым пункта 3 статьи 342 (утратил силу с 01.01.2025) определялись «ежедневные средневзвешенные по объему поставок экспортные цены на нефть». Таким образом, можно видеть, что НК РФ в необходимых случаях содержит указание на конкретный показатель, по которому необходимо производить взвешивание цен.

Вместе с тем применительно к Цгаз такого указания не содержится. Следовательно, в этом случае формально налогоплательщик имеет право выбрать любую обоснованную величину. В качестве таковой, помимо традиционно принимаемого количества реализованного товара может быть выбран иной показатель, например, количество сделок с определенным покупателем за календарный месяц.

Вероятно, несмотря на отсутствие прямого указания в законе, при определении показателя Цгаз необходимо руководствоваться общепринятым пониманием средневзвешенной, опираясь в том числе на аналогию с ранее приведенными примерами нормативного определения данного понятия. 

Вероятно, несмотря на отсутствие прямого указания в законе, при определении показателя Цгаз необходимо руководствоваться общепринятым пониманием средневзвешенной, опираясь в том числе на аналогию с ранее приведенными примерами нормативного определения данного понятия. 



ОКТАБРЬ 2025



ЖДЕМ ВАС
НА XIV ПЕТЕРБУРГСКОМ
МЕЖДУНАРОДНОМ
ГАЗОВОМ ФОРУМЕ!

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ –
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
[@GASFORUMSPB](https://t.me/GASFORUMSPB)





ИТОГИ 2024 ГОДА ДЛЯ РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА НА ФОНЕ САНКЦИОННОГО ДАВЛЕНИЯ

ТАМАРА САФОНОВА

Генеральный директор ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» (ООО «НААНС-МЕДИА»), д.э.н., доцент РАНХиГС при Президенте РФ (Президентской Академии)

За год критического снижения спроса на российские энергоносители на мировом рынке не произошло. Тенденции развития глобального нефтегазового рынка уже можно обозначить. Какие условия станут определяющими для устойчивости отрасли?

Нефтегазовые доходы бюджета и субсидии за 2023-2024 годы, млрд рублей

	2023	2024	в % 2024 к 2023
Нефтегазовые доходы	8822	11131	26%
НДПИ	9465	12234	29%
Нефть	7787	10111	30%
Газ	1219	1449	19%
Газовый конденсат	459	675	47%
Экспортная пошлина	977	486	-50%
Нефть	284	-3	-101%
Газ	566	490	-13%
Нефтепродукты	127	0	-100%
Акциз на нефтяное сырье без $K_{демп}$, $K_{инв}$ и $K_{врк}$	-1174	-1624	38%
$K_{демп}$	-1589	-1816	14%
$K_{инв}$	-150	-216	44%
$K_{врк}$		18	
НДД	1293	2049	59%
Цена на нефть Юралс, \$/баррель	62,63	67,85	8%

Источник: Минфин, анализ автора

Страны коллективного запада периодически подкручивают санкции, пытаются сформировать инфоповоды, которые вводят в заблуждение общественность этих стран, предполагающих эффективность таких мер.

10 января 2025 года уходящая администрация США внесла в санкционные списки 69 судов, включая 54 танкера «Совкомфлота» для перевозки нефти и нефтепродуктов и четыре танкера для перевозки сжиженного природного газа.

Если предположить, что в реалиях перечисленные 69 судов де-факто прекратят одновременно перевозить российские грузы, возникнет коллапс мирового энергообеспечения.

В целом такие санкции не представляют собой принципиально новые ограничения. Пробы отслеживать танкеры, которые перевозят российскую нефть по цене выше потолка, были и раньше. Это очередной шаг против западных участников рынка, они теряют выручку.

Существует международная практика, когда танкеры перерегистрируются и под новым названием, в новом реестре, с новым страховщиком продолжают работать.

Стоит еще раз отметить неэффективность эмбарго и ценовых потолков. Эти меры, противоречащие международным правовым нормам, не нашли поддержки со стороны основных покупателей российской нефти и привели к трансформации направлений поставок углеводородного сырья из РФ на наиболее перспективные и растущие азиатские рынки.

Прогнозы Запада о том, что Россия потеряет значительную часть бюджетных нефтегазовых доходов – не оправдались.

На начальном этапе, страны ЕС планировали, используя сформированные в результате эмбарго схемы, получать российские энергоресурсы по «потолочным» – искусственно сниженным ценам. Однако все санкции привели к отрицательным результатам: потере крупнейшими западными трейдерами российского рынка энергоресурсов и участия в цепочках поставок.

На фоне санкций и политики отказа от российских энергоресурсов, стоимость энергии возросла, промышленный сектор ЕС находится в стагнации, энергоемкие предприятия закрываются, наблюдается спад экономического роста.

Нефтегазовые доходы бюджета

По итогам за 2023 год общие нефтегазовые доходы бюджета составили 8822 млрд рублей, за 2024 год – 11131 млрд рублей, рост составил +26% относительно уровня предыдущего года (см. «Нефтегазовые доходы бюджета и субсидии за 2023-2024 годы»).

Доходы от НДПИ:

- на нефть повысились на 30%;
- на газовый конденсат возросли на 47%;
- на газ возросли на 19%.

Доходы от НДД повысились на 59%.

Общий баланс мирового спроса и предложения, в млн баррелей/сутки

	1 квартал 2024	2 квартал 2024	3 квартал 2024	4 квартал 2024	2025 год
Мировой спрос на нефть	102,8	103,0	104,2	105,5	105,2
Добыча нефти в мире	102,1	102,3	101,8	102,1	данные не публикуются
ОПЕК и ОПЕК+	41,2	40,9	40,6	40,6	
ОЭСР	31,0	31,6	31,6	31,7	
не ОЭСР и не ОПЕК+	19,0	19,0	18,9	19,0	19,3
NGLs – Natural gas liquids	8,4	8,3	8,2	8,3	8,3
Процессинг	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
+/- профицит/дефицит	-0,7	-0,7	-2,4	-3,4	

Источник: ОПЕК, анализ автора

Доходы бюджета от экспортной пошлины снизились на 50% за счет обнуления по нефти и нефтепродуктам.

Выплаты из бюджета:

- обратного акциза на нефть возросли на 38%;
- демпфирующей компоненты возросли на 14%;
- инвестиционной составляющей возросли на 44%.

Средняя цена на нефть сорта «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском), по данным агентства «Аргус», публикуемым Минэкономразвития, составила:

- за январь-декабрь 2024 года – 67,85 \$/баррель;
- за январь-декабрь 2023 года – 62,63 \$/баррель.

За 12 месяцев 2024 года рост цены на нефть сорта Юралс относительно показателей за 2023 год составил +8%, тогда как рост нефтегазовых доходов бюджета +26%.

Такой отрыв произошел на фоне изменения параметров налогового маневра, обнуления таможенных пошлин при росте ставки НДС.

Налоговый маневр предусматривает формулу расчета ставки НДС на нефть с коэффициентами, являющимися по своей сути обратными аналогами вывозной таможенной пошлины на нефть и надбавок по демпферу.

Исполнение Россией сделки ОПЕК+

Квота стран ОПЕК+ на 2024 год с учетом добровольных сокращений составляет 38,683 млн баррелей/сутки без учета трех стран, освобожденных от квот в рамках сделки – Ливии, Ирана и Венесуэлы – общий объем добычи нефти странами ОПЕК+ в декабре 2024 года составил 40,65 млн баррелей/сутки. В основном наблюдается перевыполнение квоты, за исключением Габона и Нигерии.

Добыча нефти в мире в декабре 2024 года находилась на уровне 102,3 млн баррелей и учитывает Natural Gas Li-

quids (NGLs), составивший в декабре 8,3 млн баррелей/сутки, и процессинг (processing gains) в объеме 2,5 млн баррелей/сутки.

При этом мировое предложение отстает от спроса.

По данным январского отчета ОПЕК, спрос на нефть составил в 4-м квартале 2024 года – 105,5 млн баррелей/сутки, а дефицит предложения на мировом рынке нефти составил 3,4 млн баррелей/сутки (см. «Общий баланс мирового спроса и предложения»).

Такой дисбаланс в теории должен оказать влияние на мировых нефтяных трейдеров, но на западных биржевых площадках инвесторы больше ориентируются на инфоповоды, нацеленные на медвежьи настроения, связанные с задачей обрушить нефтяные котировки.

По данным последнего отчета ОПЕК спрос на нефть в ближайшие два года продолжит рост, достигнув в 4-м квартале 2026 года рекордного уровня 108,0 млн баррелей в сутки (см. рис. 1. «Мировой спрос на нефть в мире»).

Прогнозные значения Минэкономразвития

Изменение основных производственных показателей нефтегазовой отрасли отражено в исходных условиях для формирования вариантов развития экономики по данным Минэкономразвития за 2025-2027 годы (за 2024 год представлены оценочные значения) (см. рис. 2. «Исходные условия для формирования вариантов развития экономики по данным Минэкономразвития за 2025-2027 годы по базовому сценарию»).

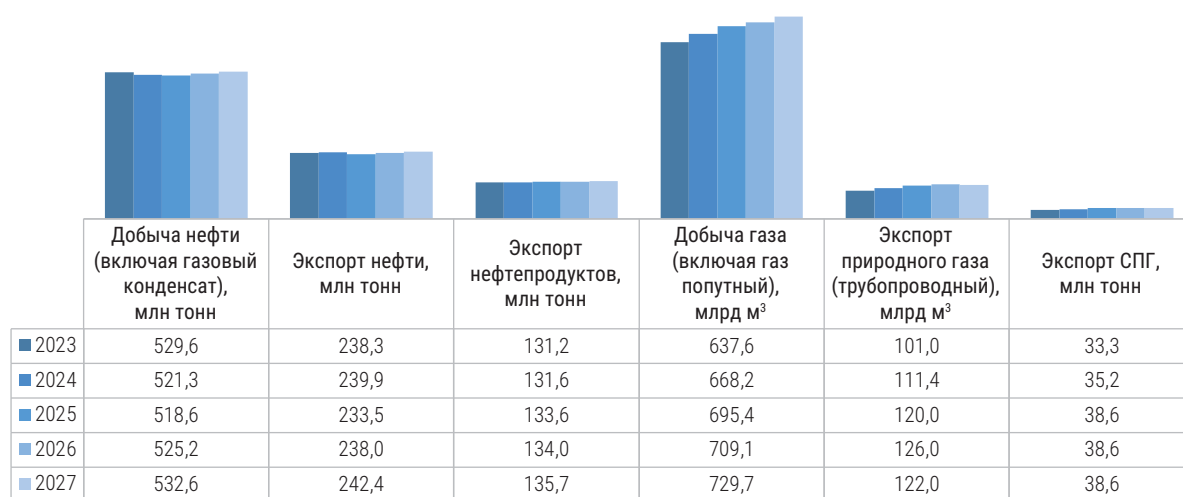
Согласно базовому сценарию Минэкономразвития предполагается к 2027 году превышение показателей добычи и экспорта нефти и газа относительно данных за 2023 год (см. рис. 3. «Исходные условия для формирования вариантов развития экономики по данным Мин-

Рис. 1. Мировой спрос на нефть в мире, млн баррелей/сутки



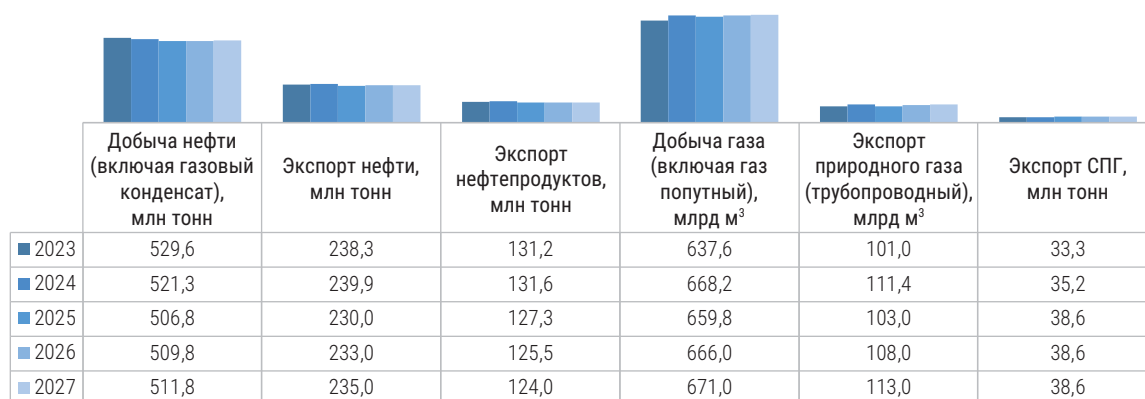
Источник: ОПЕК, анализ автора

Рис. 2. Исходные условия для формирования вариантов развития экономики по данным Минэкономразвития за 2025-2027 годы по базовому сценарию



Источник: Минэкономразвития, анализ автора

Рис. 3. Исходные условия для формирования вариантов развития экономики по данным Минэкономразвития за 2025-2027 годы по консервативному сценарию



Источник: Минэкономразвития, анализ автора

Основные производственные показатели деятельности топливно-энергетического сектора России, 2023-2024 гг.

Показатели	ед. изм.	12 месяцев 2023 года	12 месяцев 2024 года	+/- к предыдущему году	+/- в % к предыдущему году
Объем добычи нефти и газового конденсата	млн т	529,6	516,0	-13,6	-3%
Объем экспорта сырой нефти	млн т	248,2	240,0	-8,2	-3%
Объем первичной переработки сырья	млн т	274,9	266,5	-8,4	-3%
Объем производства бензина	млн т	43,8	41,1	-2,7	-6%
Объем производства дизельного топлива	млн т	88,0	81,6	-6,4	-7%
Объем добычи природного газа	млрд м³	637,6	685,0	47,4	7%
Экспорт природного газа	млрд м³	91,4	119,0	27,6	30%
Экспорт СПГ	млрд м³	43,6	47,2	3,6	8%
Объем добычи угля	млн т	438,0	443,5	5,5	1%
Экспорт угля	млн т	213,0	196,2	-16,8	-8%
Производство электроэнергии	млрд кВт · ч	1151,6	1198,3	46,7	4%
Потребление электроэнергии	млрд кВт · ч	1139,2	1192,0	52,8	5%

Источник: журнал «Энергетическая политика», НААНС-МЕДИА

экономразвития за 2025-02027 годы по консервативному сценарию»).

Согласно пессимистичному сценарию Минэкономразвития, предполагается к 2027 году рост показателей добычи и экспорта газа и СПГ относительно данных за 2023 год при снижении объемов добычи нефти и экспорта нефти и нефтепродуктов.

Фактические результаты производственной деятельности топливно-энергетического сектора России в 2024 году

За 12 месяцев 2024 года производственные показатели ТЭК России оцениваются в следующих объемах и демонстрируют следующую динамику относительно аналогичного периода 2023 года (см. «Основные производственные показатели деятельности топливно-энергетического сектора России за 2023 и 2024 годы»):

- добыча нефти и газового конденсата в России – 516,0 млн тонн/ -3%
- добыча природного газа – 685,0 млрд куб м/ +7%
- добыча угля – 443,5 млн тонн/ +1%
- экспорт нефти – 240,0 млн тонн/ -3%
- экспорт природного газа – 119,0 млрд куб м/ +30%
- экспорт СПГ – 47,2 млрд куб м/ +8%
- экспорт угля – 196,2 млн тонн/ -8%
- объем первичной переработки – 266,5 млн тонн/ -3%

- производство бензина – 41,1 млн тонн/ -6%
- производство дизельного топлива – 81,6 млн тонн/ -7%
- производство электроэнергии – 1198,3 млн квт час/ +5%.
- потребление электроэнергии – 1192,0 млн квт час/ +5%.

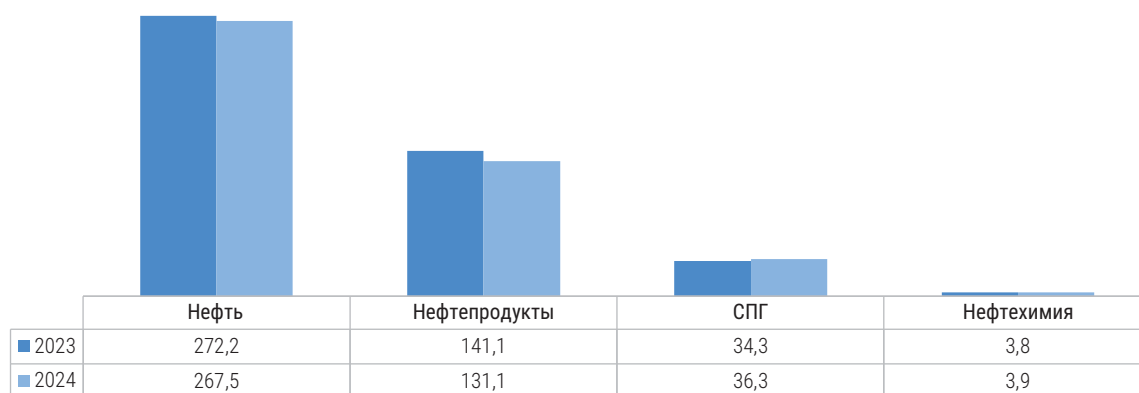
Таким образом, по итогам 2024 года добыча и экспорт нефти в России снизились в результате исполнения взятых основных и дополнительных обязательств по сделке ОПЕК+.

На снижение первичной переработки и производства моторного топлива оказали влияние и внутренние ограничительные меры по реализации бензина и дизельного топлива на экспорт.

Газовая отрасль стала вектором развития в 2024 году: рост добычи газа произошел за счет увеличения экспорта природного газа и СПГ, а также внутреннего потребления, реализации масштабной программы газификации регионов, запуска Амурского газоперерабатывающего завода, строительства газозаправочной инфраструктуры для расширения использования газа в качестве топлива.

Рост производства и потребления электроэнергии связан с развитием производственных мощностей в России, вводом в эксплуатацию мощностей возобновляемой энергетики и с развитием электротранспорта, а также майнинга.

Рис. 4. Грузооборот российских морских портов по перевалке нефтеналивных грузов в 2023-2024 году, в млн тонн



Источник: данные судовых агентов

Учитываются двойные грузообороты при поставках нефти на танкеры-накопители в порту Мурманск, транзитные поставки из ресурсов Казахстана, прием транзитных объемов нефти в порту Махачкала

Поставки российских углеводородов на мировые рынки

По данным ОПЕК, добыча нефти в России в декабре 2024 года составила 8,985 млн баррелей/сутки (без учета газового конденсата). Выполнение Россией сделки ОПЕК в части сокращения нефтедобычи отразилось и на снижении экспортных грузопотоков.

За 12 месяцев 2024 года произошло снижение грузооборотов нефтеналивных грузов морским транспортом на -3% относительно аналогичного периода 2023 года. Указанные показатели включают транзитные поставки, входящие потоки через порт Махачкала и двойные грузообороты при поставках нефти на танкеры-накопители в порту Мурманск, по данным судовых агентов (см. рис. 4. «Грузооборот российских морских портов по перевалке нефтеналивных грузов в 2023-2024 году, в млн тонн»).

При этом прирост грузооборота коснулся прежде всего порта Восточный (+4%), основными покупателями которого являются Китай и Индия, остальные порты в

основном продемонстрировали снижение, в частности на фоне ограничительных мер по добыче сырья.

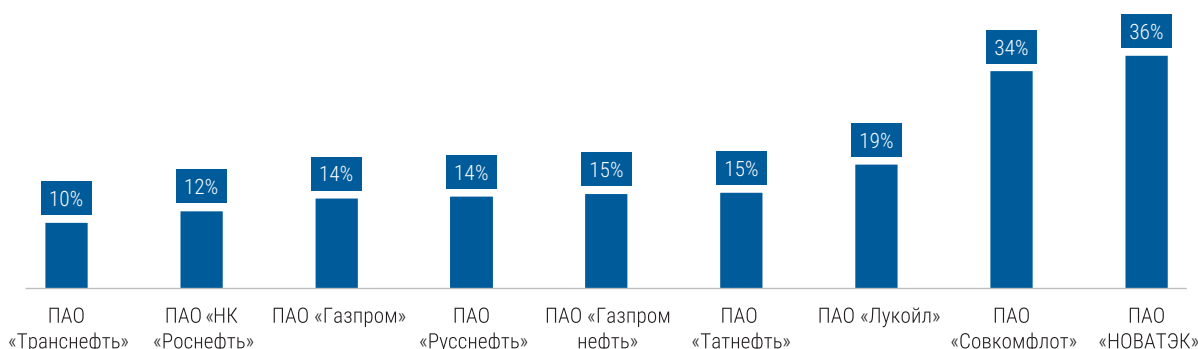
В период санкционного давления и глобальной трансформации мировых нефтегазовых грузопотоков российские трубопроводные системы, ориентированные на конкретные рынки сбыта, оказались более уязвимыми в части потери грузооборотов в направлении недружественных стран по сравнению с поставками морским путем, предусматривающим маневренность изменений направления экспорта.

Финансовая отчетность крупнейших нефтегазовых и логистических компаний

На момент подготовки статьи данные финансовых отчетов за 12 месяцев 2024 года не были опубликованы.

По итогам за 9 месяцев 2024 года крупнейшие нефтегазовые и логистические компании России в основном показали положительные денежные потоки чистой прибыли (см. рис. 5. «Рентабельность продаж по чистой прибыли за 9 месяцев 2024 года»).

Рис. 5. Рентабельность продаж по чистой прибыли за 9 месяцев 2024 года, в %



При этом ряд компаний не опубликовали отчетные данные за указанный период. Право не публиковать финансовую отчетность компании получили в соответствии с указом президента РФ.

В зоне неопределенности находится реализация проектов модернизации НПЗ на фоне высоких процентных ставок и периодических сложностей с закупкой необходимого оборудования

Наиболее высокие показатели рентабельности продаж по чистой прибыли продемонстрировали за 9 месяцев 2024 года следующие компании:

- ПАО «НОВАТЭК» – 36%
- ПАО «Совкомфлот» – 34%
- ПАО «Лукойл» – 19%.

Таким образом, еще один прошедший под санкционным давлением год показал устойчивость бюджета нефтегазовых доходов и российских компаний нефтегазового сектора.

После ввода эмбарго на поставки российских нефтепродуктов, установления потолка цен на них и ввода рестрикций на использование танкерного флота не наблюдается критического снижения спроса на российские энергоносители на мировом рынке.

Под давлением санкций российскими компаниями разработана и внедрена программа «лояльности» для дружественных стран с предложением индивидуальных скидок партнерам, заинтересованным в долгосрочном сотрудничестве.

За 12 месяцев 2024 года произошло снижение грузооборотов нефтеналивных грузов морским транспортом на 3% относительно аналогичного периода 2023 года

По сравнению с поставками морским путем, предусматривающими маневренность изменений направления экспорта, наиболее уязвимыми в части потери грузооборотов в период беспрецедентного санкционного давления оказались российские системы экспортных газопроводов и нефтепроводов, исторически ориентированные на конкретные европейские рынки сбыта.

С учетом ориентации стран Евросоюза на потребление альтернативного СПГ для исключения глобального дефицита газа в мире, важно ускорение этапов перехода поставок российского газа на рынки дружественных стран, что повлияет на компенсацию выпадающих объемов, ранее направляемых в Европу.

Объем экспорта газа из России может увеличиться при условии ускоренных темпов строительства газопроводных систем как в России, так и странах-транзитерах. Для исключения существенных потерь по добыче газа в России необходимо ускорение сроков объединения западной и восточной газотранспортных систем, а также реализации инвестиционных проектов строительства газопроводных мощностей «Сила Сибири-2», «Союз-Восток», обеспечивающих развитие евразийской интеграции.

Наиболее высокие показатели рентабельности продаж по чистой прибыли продемонстрировали за 9 месяцев 2024 года ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Совкомфлот», ПАО «Лукойл»

Стоит обратить внимание и на расширение сотрудничества со странами СНГ/ЕАЭС с целью использования потенциала советских трубопроводов и замещения ресурсной базы для обеспечения взаимовыгодных поставок.

Кроме того, важным будет подписание долгосрочных межгосударственных соглашений о сотрудничестве с дружественными странами-импортерами в области топливно-энергетических комплексов, что позволит определить направления, объемы, стоимостные ориентиры и целесообразность создания дополнительной инфраструктуры. При этом в перспективе объемы добычи газа в России, вероятно, будут поддерживаться за счет роста внутреннего потребления, в частности ввода в эксплуатацию мини-заводов по производству СПГ, масштабных проектов по экспорту СПГ, развития направлений газопереработки и создания новых нефтехимических производств.

В зоне неопределенности находится реализация проектов модернизации НПЗ на фоне высоких процентных ставок, при этом реализация проектов модернизации в полном объеме могла бы позволить увеличить экспорт продукции с добавленной стоимостью на внешние рынки. 

NEFT 4.0

ПЕРЕЗАГРУЗКА
ИНДУСТРИИ

СБ
ПРОЕКТ

Конгресс по цифровизации нефтегазовой отрасли России: NEFT 4.0

17-18 марта 2025 г. | Санкт-Петербург

200+

КОМПАНИЙ

380+

ДЕЛЕГАТОВ

50+

ДОКЛАДЧИКОВ

50+

ЭКСПОНЕНТОВ

270+

B2B ВСТРЕЧ



ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ К NEFT 4.0 2025

NEFT4.RU | +7 (495) 266-68-05





БОЛЬШЕ АТОМА: ИТОГИ ГОДА В ОТРАСЛИ

МАРИЯ ТИМОЩЕНКО

Независимый эксперт

Цены на уран достигли многолетнего максимума, в разы увеличивается стоимость акций атомных компаний, производителей топлива. Очередной виток, на который вышла атомная энергетика, отмечен не только количественным и качественным преумножением, он сформировал новые стратегии и векторы развития. Направления заданы особенностями финансирования и умением договариваться. Чем запомнился прошедший год и какие тенденции он привнес в текущий?

Итоги года

Атом продолжает экспансию в мировой структуре энергоресурсов – сейчас его доля составляет около 10%, вырабатываемых 440 реакторами, и она планомерно растет: в стадии строительства находятся еще 65 реакторов. В минувшем году новые реакторы были подключены к

сети в Индии, США, ОАЭ, Китае и Франции. Начато новое строительство в России, Китае, Египте и Пакистане. Реализованы долгожданные проекты реакторов IV поколения и ММР – никаких сюрпризов – российскими и китайскими атомщиками. Молодой рынок атомной энергетики все еще формируется, и ключевые игроки стараются занять определенные ниши.

Россия вводит новичков

Ряды стран-участниц ядерного клуба пополняются новичками. Самый заметный из них, пожалуй, Казахстан – крупнейший в мире производитель урана наконец принял решение о строительстве первой в стране АЭС. Вопрос рассматривался с 1990-х, однако психологическая травма от ядерных испытаний под Семипалатинском, аварий ракет-носителей «Протон» с разливом токсичного топлива и проч. оставили серьезный отпечаток у жителей Казахстана. Ощущение энергодефицита, тормозящего экономическое развитие страны, все-таки перевесило, и на прошедшем в конце прошлого года референдуме более 70% проголосовали «за».

Первая АЭС будет построена на западном берегу озера Балхаш, в поселке Улькен, недалеко от военного полигона Сары-Шаган, который находится в аренде у Минобороны России. В шорт-лист подрядчиков вошли лидеры отрасли: «Росатом», китайская CNNC, корейская KHNP и французская EDF. Американские GE-Hitachi и Nuscale, погрязшие в скандалах и судебных разбирательствах, исключили, а Westinghouse даже не рассматривали. Победителя должны определить летом этого года, тем временем правительство Казахстана уже строит планы на вторую и третью АЭС – президент страны дал поручение на определение площадки под них.

По данным World Nuclear Association (WNA), свои первые реакторы на своих первых АЭС должны в ближайшее время запустить три страны: Турция, Египет и Бангладеш. Все три проекта реализует «Росатом», новые атомные станции получили ВВЭР-1200 поколения III+, сейчас такие работают только в России и Беларуси.

Ограничения со стороны ЕС и США заметно усложняют и тормозят процесс – начиная с 2022 года российскому энергетическому сектору в принципе приходится проявлять особую гибкость и находчивость, а иногда идти на кабальные для себя условия.

Так, АЭС «Аккую», получившая статус «крупнейшей атомной стройки в мире», полностью финансируется российской стороной (в т.ч. кредит от ВББР на 10 млрд рублей). Это первый атомный проект, реализуемый по модели build-own-operate (строй-владей-эксплуатируй), когда заказчик только потребляет электроэнергию, а владение и обслуживание остается за исполнителем. Своевременный ввод в эксплуатацию саботирует Германия – власти страны не выдали компании Siemens разрешение на поставку электротехнического оборудования. Они обосновали это опасением, что далее техника может быть переправлена в Россию. Аналогичное решение немцами было принято ранее по венгерской АЭС «Пакш-2» российского производства. Помогли китайские друзья, поставив аналогичное оборудование. На каких условиях – не уточняется.

От графика отстает и бангладешская АЭС «Руппур», топливо для которой завезли еще в 2023 году, а физический запуск должен был состояться в начале прошлого года. Первый год «Росатом» будет сам обслуживать реакторы, и лишь затем передаст их в управление национальной компании BAEC. По условиям контракта Бангладеш оплатил только 10% от стоимости строительства, остальная сумма была предоставлена кредитом. В 2022 году Россия уведомила правительство страны-заказчика о необходимости погашения кредита в рублях в связи с блокировкой денежных переводов в долларах. К компромиссу пришли через юани, однако платежи не возобновились. Осенью прошлого года кредитор «ВЭБ.РФ» выдвинул требование о срочном погашении \$630 млн, но американские санкции против банка блокируют любые транзакции в его адрес. Тем не менее работы по строительству продолжаются.

Утром реакторы, вечером деньги

Россия остается бессменным лидером в отрасли несмотря на санкции. Китай, по некоторым данным, уверенно занимает вторую позицию. Правительства обеих стран обеспечивают существенную поддержку атомному сектору, что позволяет России и Китаю включать в экспортные договоры положения о долгосрочном финансировании и поставках топлива, тем самым способствуя укреплению дипломатических и стратегических связей со своими странами-клиентами.

Чтобы усилить свое глобальное присутствие, «Росатом» готов избавить или почти избавить заказчика от вложения собственных средств, предоставляя долгосрочные кредиты под минимальный процент

Несмотря на технологическое первенство «Росатома», сотрудничество с госкорпорацией является рискованным для большинства стран, подверженных давлению со стороны конфронтирующих с ней государств. Россия обращается к новым рынкам, в первую очередь в Юго-Восточной Азии и Африке, где это влияние не настолько ошутимое.

Маленькие страны с большими амбициями, не имеющие соответствующих компетенций, получают предложения от «Росатома», порой до принятия самостоятельного решения о развитии ядерной программы на крайне привлекательных условиях. КП обычно предполагает, что исполнитель обеспечит полный цикл – от строительства АЭС, поставки и переработки ядерного топлива до

вывода реактора из эксплуатации. Российские атомщики выстраивают максимально дружеские отношения, делятся опытом и проводят обучение для иностранных коллег.

Еще более заманчивым параметром является финансовая сторона. Госкорпорация готова избавить или почти избавить заказчика от вложения собственных средств, предоставляя долгосрочные кредиты под минимальный процент. «Росатом», как известно, на особом счету у правительства РФ и временами имеет финансирование, близкое к безлимитному. В 2021 году было принято решение выделить 56 млрд рублей из ФНБ и еще 24 млрд из госбюджета на программу развития технологий ММР на 2021–2024 гг под обещание занять 20% мирового рынка. В 2023 году инвестпрограмма «Росатома» составила 1,4 трлн рублей, а в 2024 выросла до 1,8 трлн.

Россия предоставила Венгрии кредит на €10 млрд, а та в свою очередь накладывает вето на применение санкций в отношении «Росатома»

Учитывая активную урбанизацию некоторых стран со слабо развитой экономикой, такой риск может быть оправдан, если «Росатом» первым войдет и прочно обоснуется в этих регионах. И если эти самые страны смогут перейти в статус платежеспособных.

Полноценное сотрудничество в ЕС «Росатому» удалось сохранить только с Венгрией – на февраль запланирована заливка первого бетона на АЭС «Пакш-2». Событие было несколько омрачено коррупционным скандалом и арестом директора по капитальным вложениям Г.Сахарова по делу о взятке в размере 32,6 млн руб. (€319 163,00) от венгерского субподрядчика Orgenergostrou, который активно освещают европейские СМИ. Одновременно Россия предоставила Венгрии кредит на €10 млрд, а та, в свою очередь, накладывает вето на применение санкций в отношении «Росатома».

Запад на малых мощностях

Западные страны менее расточительны в развитии атомной отрасли. Если Россия поставляет зарубежным заказчикам преимущественно гигаваттники, США и ЕС наоборот сосредоточились на малых мощностях – коллеги-атомщики видят перспективы не в развивающихся странах, а в сфере высоких технологий. Набивший оскомину концепт малых модульных реакторов (ММР) наконец-то нашел потенциальное применение и шансы на прорыв с бумаги в железо.

В прошлом году МАГАТЭ признало ММР как вид и выработало нормативы, отличные от колоссальных тре-

бований к большим АЭС. Это позволило снизить планку по отношению и к производителям, и к заказчикам. Как это ранее произошло с космической отраслью, в игру включились частники и их капитал. Потенциальных заказчиков нашли в лице крупных корпораций, в первую очередь, работающих с технологиями ИИ. Энергоемкость центров обработки данных (ЦОД) выросла в сотни раз за последние несколько лет, и в муниципальных сетях они стали отбирать слишком большую долю у домохозяйств и коммунальных служб. По оценке Международного энергетического агентства (IEA), потребление электричества вычислительными мощностями ЦОД, ИИ и сектором криптовалют может удвоиться к 2026 году, а к 2030-му взять на себя до 4,5% мирового энергопотребления.

Испытывая в последнее время множественные неудачи при строительстве больших АЭС, Европейские страны и США боятся упустить сегмент ММР, в котором уже расположились Россия и Китай, запустив первые малые реакторы в коммерческую эксплуатацию в минувшем году.

Направление развития ИИ является одним из приоритетных на Западе, в первую очередь в Штатах. В конце января, после встречи правительства США с руководителями крупнейших компаний, связанных с технологиями ИИ, американский президент выпустил исполнительное распоряжение, именуемое «Устранение препятствий к американскому лидерству в области искусственного интеллекта», параллельно Белый дом стал форсировать вопрос развития атомной энергетики.

США и ЕС видят перспективы не в развивающихся странах, а в малых мощностях, подходящих для снабжения дата-центров, развития сферы ИИ

Это придало определенную уверенность инвесторам, которые много лет занимали выжидательную позицию. Дойти до этапа лицензирования и подписания первого контракта до недавних пор удавалось только американской NuScale – компания заключила договор с коммунальными службами штата Юта, но смета предварительных расходов так стремительно росла (с \$5,3 до \$9,3 млрд), что заказчик отказался от участия в проекте.

Сегодня в топ самых финансируемых стартапов малой ядерки вышла компания X-energy, ей уже удалось привлечь около \$1,1 млрд. Из них \$500 млн инвестировала Amazon в рамках договора с энергетической компанией Energy Northwest на разработку четырех малых реакторов.

Другой гигант, компания Google, заключила первый контракт со стартапом Kairos Power о приобретении семи MMR, по условиям договора они должны быть поставлены в 2030 году. А компания TerraPower получила финансовую поддержку в размере \$1 млрд от Билла Гейтса.

Рестарт

Разрабатывая новые типы реакторов, Штаты и Евросоюз параллельно пытаются нивелировать топливную зависимость от России. Топливо HALEU (high-assay low-enriched uranium – «высокопробный низкообогащенный уран») названо МАГАТЭ топливом будущего для малых модульных реакторов (SMR) и усовершенствованных реакторов (AMR). Доля изотопа ^{235}U в нем составляет 5-20% (в классическом топливе – менее 5%), это должно позволить повысить эффективность и уменьшить размеры ядерной установки, утверждают в Агентстве. При этом такое обогащение создает угрозу создания ядерного оружия.

Пока только «Росатом» владеет достаточными мощностями, чтобы производить HALEU в промышленных масштабах для использования преимущественно в научных и экспериментальных реакторах и на атомных ледоколах. В прошлом году США и Великобритания заявили о намерении вытеснить Россию с этого рынка, в августе 2023 года правительство Штатов выпустило указ об ограничении импорта, а с 2028 года вводится полный запрет на российский обогащенный уран. Американская Centrus в конце ноября прошлого года сообщила о решении возобновить изготовление центрифуг для перезапуска обогатительного завода в штате Огайо (в октябре он впервые заработал после 10 лет простоя) и инвестировать дополнительно \$60 млн в расширение производства в течение следующих 18 месяцев.

Первые заказы на HALEU компании Centrus уже поступили от Минэнерго США, они подкреплены более чем \$3,4 млрд ассигнований, предоставленных Конгрессом. Они включают \$700 млн, выделенных в рамках Закона о снижении инфляции 2022 года, но исполнительные органы правительства США недавно получили предписание приостановить распределение всего финансирования, выделенного в рамках закона, для дальнейшего рассмотрения в соответствии с указом Дональда Трампа. Сроки и результаты такого рассмотрения неизвестны, заявили в Centrus. При этом Centrus – крупнейший поставщик топлива в стране, с момента выпуска указа об ограничении импорта российского урана трижды подавал заявку в Минэнерго с просьбой согласовать закупку «для удовлетворения ожидаемых потребностей ядерной промышленности США». В свою очередь Россия также ограничила экспорт обогащенного урана в США. Возможно, скоро процесс станет более прозрачным в связи с новым витком переговоров.

В прошлом году Великобритания анонсировала, что первая в Европе запустит мощности по производству HALEU, завод Urenco должен заработать после 2030 года. О намерении занять нишу высокопробного низкообогащенного урана заявляла также французская Orano. В феврале Евросоюз запустил исследовательский проект под названием EU-CONVERSION стоимостью €12,8 млн для разработки нового топлива для исследовательских реакторов.

В США реализуется проект по перезапуску выведенных из строя АЭС или установке дополнительных мощностей к действующим электростанциям

Параллельно в США реализуется проект по перезапуску выведенных из строя АЭС или установке дополнительных мощностей к действующим электростанциям. Одним из первых указов Трампа на посту президента в январе этого года был «высвободить американское энергетическое доминирование», видимо, любыми средствами. Так, Microsoft заключила контракт с компанией Constellation Energy на перезапуск реактора на АЭС Three Mile Island, печально известной первой в истории крупной аварией в 1979 году, теперь АЭС будет называться Crane Clean Energy Center – «Центр чистой энергии Крейн». Ранее Минэнерго США сообщило о готовности профинансировать в рамках новой программы по восстановлению энергетической инфраструктуры и сокращению выбросов парниковых газов перезапуск АЭС Palisades Power Plant в штате Мичиган, она была закрыта в 2022 году по финансовым причинам. К существующему оборудованию станции Palisades планируется также подключить два малых модульных реактора, обновленная АЭС должна заработать уже в августе. Еще одна АЭС, в которую планируют вдохнуть вторую жизнь – Duane Arnold в Айове, заявку на ее перезапуск в федеральные регулирующие органы подала NextEra Energy. В соответствии с заключением экспертизы – реактор атомной станции находится в исправном состоянии, а градирни Duane Arnold, разрушенные мощным ураганным ветром, необходимо будет восстановить. Генеральный директор компании NextEra отмечает, что строительство будет простым и не потребует специальных знаний в области ядерной энергетики, полностью восстановить станцию удастся к 2028 году.

За свою пока еще непродолжительную историю, атомная энергетика зачастую становилась предметом шантажа и ядерной угрозы. Но главная ее цель – быть средством международной кооперации, экономического развития и простого человеческого уюта. Пусть новый год будет мирным! 🌱



КУДА ПРИВЕДЕТ УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД РОССИЙСКИЙ СПГ?

ГАЙВОРОНСКИЙ А.И., ТВЕРСКОЙ И.В.

АО «Газпром промгаз»

Углеродный след производства и реализации СПГ у каждого продавца – разный. Газ, который добывается методом сланцевой добычи на месторождениях США,отягощен сильным углеродным следом, который увеличивается при доставке его до потребителя. По идее, это должно влиять на конкурентность продукта. Но, похоже, экологические стандарты существуют только для тех, кто находится в более уязвимой геополитической позиции.

Экологические и потребительские преимущества природного газа перед другими ископаемыми топливами обеспечивают положительную динамику развития всей мировой газовой индустрии, о чем свидетельствуют годовые отчеты ведущих статистических агентств. Разведенные, доказанные и прогнозируемые мировые запасы природного газа являются основой устойчивого и дина-

мического развития как ведущих индустриальных стран, так и всех развивающихся стран независимо от их географического месторасположения.

Конечно же, так называемая зеленая повестка и мировая политическая конъюнктура внесли свои коррективы в стратегии и планы развития основных газодобывающих компаний, что в большей степени отразилось на пе-

пераспределении объемов и векторов поставок газа как традиционным трубопроводным способом, так и в виде сжиженного природного газа (СПГ). Для трубопроводного газа какие-то рынки сбыта стали менее доступными (или вообще недоступными), что подтолкнуло поставщиков к поиску других потребителей и в других регионах. Сжиженный природный газ, являясь более гибким энергетическим инструментом, оказался менее подверженным приведенным выше внешним воздействиям. Усиление недобросовестной конкуренции также внесло серьезные коррективы в деятельность газовых мейджоров.

Оставим рассмотрение влияния политических процессов соответствующим специалистам и вернемся к зеленой повестке. Как и следовало ожидать, буквальное толкование данного аспекта привело не только к ожидаемым положительным результатам в виде значительного снижения выбросов парниковых газов, но и к некоторым негативным моментам. Оказалось, что энергетический потенциал возобновляемых источников энергии (ветровых, солнечных и приливных) подвержен серьезным сезонным и временным изменениям, что приводит к рассинхронизации графиков выработки и потребления этой энергии. Кроме того, существует некий параметрический предел по объемам генерации энергии возобновляемыми источниками, этот предел не обеспечивает текущих требуемых объемов потребления и уж тем более не сможет обеспечить будущие прогнозируемые энергетические потребности.

Таким образом, очевидно, должна существовать некая золотая середина пропорциональных соотношений между объемами генерации тепловой и электрической энергии возобновляемыми и не возобновляемыми источниками. Т.е. углеводородные топлива в обозримом будущем будут продолжать оказывать значительное влияние на индустриальное развитие человечества и природный газ при этом будет иметь свою энергетическую нишу, в которой экологическая составляющая будет являться несомненно большим преимуществом.

Как уже отмечалось, в настоящее время мировая газовая отрасль демонстрирует устойчивое и динамическое развитие. В частности, в Российской Федерации, согласно данным Росстата, объемы добычи газа в 2024 году увеличились на 7,4% по сравнению с предыдущим годом и составили 684,8 млрд м³, при этом экспорт СПГ вырос на 4% и составил 33,7 млн т. [1]. Вместе с тем, недобросовестная конкуренция со стороны Соединенных Штатов уже привела к дополнительным серьезным проблемам для российских производителей газа и с точки зрения требуемых технологий и оборудования, и с точки зрения целевых рынков поставки трубопроводного газа и СПГ.

Касательно СПГ, согласно отчетным данным международного газового союза (IGU), Российская Федерация входит в пятерку основных поставщиков [2], при этом главными конкурентами являются США, Австралия, Катар и Малайзия. Соответствующие объемы поставок и целевые рынки показаны на рис. 1.

Рис. 1. Основные поставщики и импортеры сжиженного природного газа

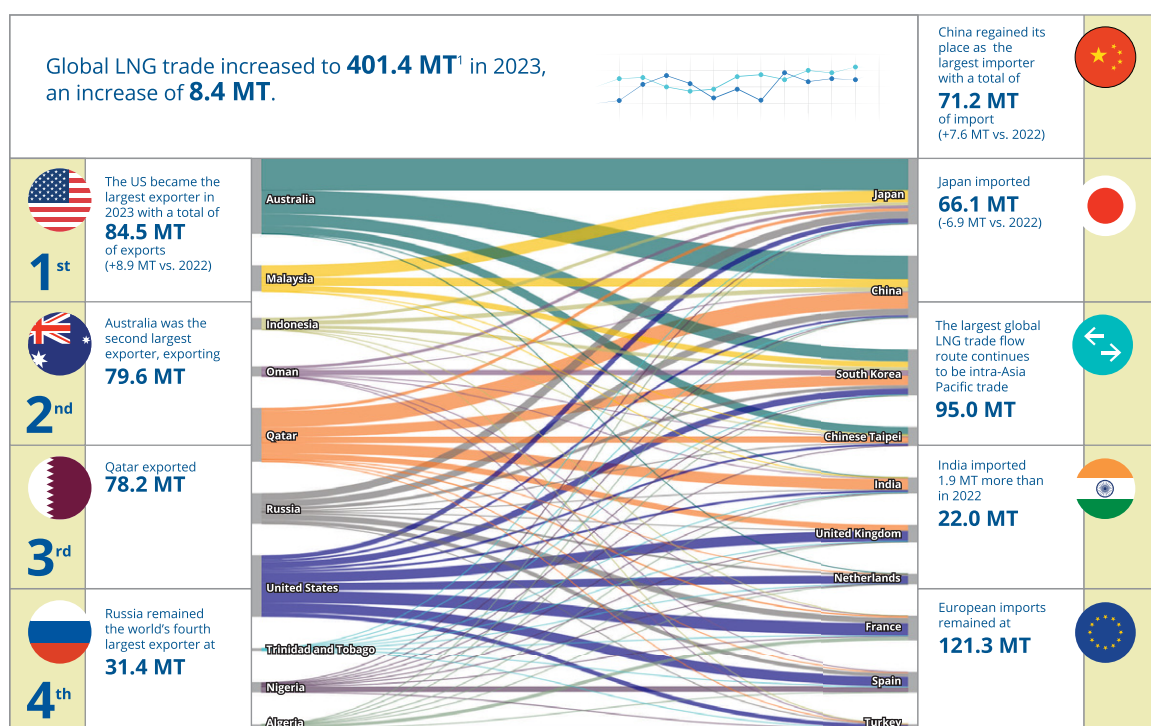


Табл. 1. Углеродный след для СПГ, экспортируемого из США, в сравнении с местными дизельным топливом и углем, произведенными недалеко от объекта использования (электростанция) в $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$

	СПГ	Дизельное топливо	Местный уголь
Добыча и транспортировка	75,6	48,8	20,7
Сжижение	14,2	-	-
Эмиссия при транспортировке	9,3	-	-
Поставка на объект потребления	5,4	-	-
Реализация на объекте потребления	55,0	75,0	99,0
Всего:	160	123,8	119,7

Примечание: при расчетах использовались усредненные данные для перевозки СПГ танкерами, силовые установки которых используют СПГ в виде топлива при продолжительности маршрута 38 дней.

Существующие прогнозные данные о дальнейшем наращивании объемов производства СПГ ведущими экспортерами свидетельствуют о том, что российские СПГ-проекты в будущем ожидает серьезная конкуренция. Понятно, что, успех или не успех в этой конкуренции будут зависеть не только от интегральных экономических показателей реализации соответствующих проектов, но и от того, насколько экологически приемлемыми будут их выходные характеристики. Проанализируем возможные рынки поставки российского СПГ с учетом его воздействия на окружающую среду.

Основное влияние на климатические изменения, как известно, играют парниковые газы, которые, попадая в атмосферу и задерживаясь в ней, приводят к повсеместному повышению температуры воздуха у поверхности Земли. При этом используют главным образом две оценки теплового воздействия выбросов парниковых газов на атмосферу: на 20-летний период (20 years Global Warming Potential (GWP20)) и на 100-летний период (100 years Global Warming Potential (GWP100)) [3]. Среди экспертов нет однозначного мнения, какая оценка является более информативной [4-10], в этой связи в статье будем использовать сценарий GWP20 как основу для последующего анализа.

Нас будут интересовать главным образом выбросы метана и двуокиси углерода, вносящие основной вклад в парниковый эффект СПГ-проектов. При этом нужно иметь в ви-

ду, что метан имеет гораздо больший парниковый эффект по сравнению с двуокисью углерода, и для приведения его выбросов к эквивалентным выбросам двуокиси углерода будем использовать рекомендуемый коэффициент 82,5 [11].

Значительное количество проведенных исследований по оценке углеродного следа СПГ-индустрии (carbon foot print) показало, что объективные результаты можно получить только принимая во внимание весь жизненный цикл, включающий добычу природного газа, его подготовку и последующую транспортировку до завода сжижения, собственно сжижение, транспортировку (как правило морем), регазификацию, дальнейшую транспортировку сухопутным трубопроводом до потребителя и, наконец, его сжигание для получения электрической и тепловой энергии.

Кстати говоря, только такой подход позволил убедительно показать, что, например, для китайских потребителей углеродный след импортируемого СПГ выше, чем углеродный след от использования собственных угольных ресурсов [12-14] (см. табл. 1). При этом, в целом для нашей планеты общий углеродный след от использования американского СПГ возрастает по сравнению с использованием угля в КНР. Однако парадокс состоит в том, что КНР, используя СПГ вместо угля, снижает свой вклад в углеродный след, а США, организуя добычу сланцевого газа и производство из него СПГ, увеличивает свой углеродный след, что, как ни странно, в рамках климатической повестки оценивается как положительный результат для обеих стран.

Удельный вклад отдельных составляющих жизненного цикла СПГ в общие выбросы углеродсодержащих газов (углеродный след) показаны в таблице 2 [12, 16], при этом цифры являются ориентировочными и сильно зависят от конкретного СПГ-проекта и рынка сбыта.

Представляется целесообразным сравнить углеродный след российских СПГ-проектов и проектов основных конкурентов (см. рис. 1): экспортеры – US (Texas City), Australia (Fremantle), Qatar (Doha), Russia (Vyborg), Russia (Prigorodnoye¹), Malaysia (Pasar Gudang); импортеры – China (Guangzhou), Japan (Mizushima), South Korea (Inchon), India (Mumbai), Spain (Barcelona).

Попытаемся оценить углеродный след каждого этапа жизненного цикла СПГ соответствующего проекта, для чего воспользуемся расчетными зависимостями, приведенными в работе [12].

Табл. 2. Удельный вклад отдельных составляющих жизненного цикла СПГ в общий углеродный след

	Этапы жизненного цикла					
	Добыча	Подготовка и транспортировка газа	Сжижение	Доставка и хранение СПГ	Регазификация	Доставка газа и его использование
Удельный вклад, %	7÷14	9÷32	7÷19,4	3÷9	3÷5	40÷74

¹ Завод СПГ на Сахалине

Табл. 3. Углеродный след по этапам жизненного цикла СПГ, принимаемый для сравнительного анализа

Экспортеры СПГ	Выбросы двуокиси углерода по этапам жизненного цикла, gCO ₂ eq/MJ				
	Добыча	Транспорт до завода СПГ	Подготовка газа	Сжижение	Итого
US (Texas City)	19,7	3,6	4,6	5,85	33,75
Australia (Fremantle)	7,7	1,7	12,5	5,85	27,75
Qatar (Doha)	3,9	1,2	2,5	5,85	13,45
Russia (Vyborg)	4,8	3,835	3,5	5,85	17,985
Russia (Prigorodnoye)	4,8	3,835	3,5	5,85	17,985
Malaysia (Pasir Gudang)	4,1	0,5	3,1	5,85	13,55

Понятно, что для объективного всестороннего анализа каких-то данных будет не хватать, поэтому необходимо сделать ряд допущений. В частности, для американских СПГ-проектов примем сланцевую добычу газа с углеродным следом 19,7 gCO₂Eq/MJ [13], для российских проектов углеродный след на этапах добычи и подготовки газа примем согласно [17], для австралийских и катарских проектов для этапа подготовки газа согласно [13]. Принятые оценочные данные представлены в таблице 3.

Для этапа сжижения углеродный след принят одинаково для всех вариантов. Аналогично для этапов регазификации и последующего использования соответствующие углеродные следы также одинаковые (данные не приводятся, поскольку в дальнейшем нас будет интересовать разница в углеродном следе всего жизненного цикла). В качестве средства морской транспортировки СПГ примем танкер вместимостью 150 000 м³, углеродный след которого будет зависеть от расстояний транспортировки, которые выбираются согласно данным [18], и скорости транспортировки, принимаемой 19 морских узлов в час. При этом в качестве силовой установки танкера примем современный двухтактный малооборотный газодизельный двигатель с запальной до-

зой 1%, потребляющий 108 t/day [19, 20]. Скорость испарения СПГ в резервуарах хранения примем 0,1%/day при температуре окружающей среды 5°C и 0,17%/day при 25°C [19-20].

Итоговые результаты исследований представлены в виде разницы в выбросах двуокиси углерода различными поставщиками на сложившиеся рынки сбыта (см. табл. 4) с учетом всех этапов жизненного цикла СПГ.

В зеленой зоне находятся поставщики, углеродный след СПГ которых минимален. Красная зона соответствует самым неблагоприятным вариантам организации поставок СПГ с точки зрения суммарных выбросов парниковых газов.

Американские СПГ-проекты по экологическим показателям проигрывают практически всем конкурентам и на всех рынках по причинам большого углеродного следа при сланцевой добыче газа и значительных расстояний морской транспортировки СПГ до потребителей. Их реализация будет обуславливаться главным образом глобальным доминированием США на мировых рынках и политической конъюнктурой. В противоположность этому катарские и малайзийские СПГ-проекты с точки зрения экологии являются наиболее предпочтительными.

Табл. 4. Разница в выбросах двуокиси углерода основными поставщиками СПГ на сложившиеся рынки сбыта

Экспортеры СПГ	Разница в выбросах двуокиси углерода различных поставщиков СПГ, gCO ₂ eq/MJ				
	Потребители СПГ				
	China (Guangzhou)	Japan (Mizushima)	South Korea (Inchon)	India (Mumbai)	Spain (Barcelona)
US (Texas City)	31,046	31,051	28,120	29,333	23,540
Australia (Fremantle)	15,916	15,633	12,789	16,557	14,117
Qatar (Doha)	2,932	2,933	0	0	0
Russia (Vyborg)	15,211	15,216	12,286	13,499	7,706
Russia (Prigorodnoye)	4,887	2,732	0,432	8,279	4,027
Malaysia (Pasir Gudang)	0	0	0,403	1,076	0,692

Российским СПГ-проектам² придется конкурировать, по-видимому, в основном с австралийскими проектами, если конечно же не появятся какие-то новые движущие силы. В частности, потребители газа будут стараться диверсифицировать закупки, чтобы не столкнуться с ситуацией монопольного навязывания цен. В этом случае найдется своя ниша и для СПГ-проектов с высоким углеродным следом.

Однако ситуация может измениться в случае появления новых СПГ-емких рынков сбыта, в частности индийских и бразильских, т.е. потенциальных рынков с прогнозируемым быстрым развитием (рынков БРИКС). В этом случае, российские поставщики СПГ смогут рассчитывать на существенную долю участия.

Основные выводы

Представленные в работе результаты свидетельствуют о том что:

- оценка результатов реализации климатической повестки на планете должна основываться на учете совокупного углеродного следа: добыча сырьевого газа, производство, транспортировка и реализации СПГ на объектах потребителя;
- учет углеродного вклада от транспортировки СПГ зависит не только от протяженности маршрута поставки и скорости перемещения, но и от класса танкера (емкостимость, тип двигателя и используемое силовой установкой топливо);
- производство СПГ с использованием сланцевого газа (таблица 2) дает наиболее худшие значения при оценке углеродного следа на этапе добычи;
- вклад ряда СПГ проектов замещения угля с учетом углеродного следа при их реализации не всегда снижает общий углеродный след для нашей планеты;
- российские СПГ-проекты имеют серьезные преимущества перед американскими с точки зрения общего углеродного следа и суммарных выбросов парниковых газов. 

Список литературы

1. <https://neftegaz.ru/news/dobycha/878572-rosstat>
2. <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2024-edition/>
3. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Sixth Assessment Report
4. Howarth RW. A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Sci Eng.* 2014; 2: 47-60. doi:10.1002/ese3.35
5. Howarth RW, Jacobson MZ. How green is blue hydrogen? *Energy Sci Eng.* 2021; 9: 1676-1687. doi:10.1002/ese3.956

6. Pavlenko N, Comer B, Zhou Y, Clark N. The Climate Implications of Using LNG as a Marine Fuel. International Council on Clean Transportation; 2020. Working paper 2020-02. Accessed October 16, 2023. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Climate_implications_LNG_marinefuel_01282020.pdf
7. Balcombe P, Staffell I, Kerdan IG, Speirs JF, Brandon NP, Hawkes AD. How can LNG-fuelled ships meet decarbonisation targets? An environmental and economic analysis. *Energy.* 2021; 227:120462. doi:10.1016/j.energy.2021.120462
8. Fesenfeld LP, Schmidt TS, Schrode A. Climate policy for short- and long-lived pollutants. *Nat Clim Change.* 2018; 8: 933-936. doi:10.1038/s41558-018-0328-1
9. Balcombe P, Heggo DA, Harrison M. Total methane and CO(2) emissions from liquefied natural gas carrier ships: the first primary measurements. *Environ Sci Technol.* 2022; 56: 9632-9640. doi:10.1021/acs.est.2c01383
10. Ocko IB, Hamburg SP, Jacob DJ, et al. Unmask temporal trade-offs in climate policy debates. *Science.* 2017; 356: 492-493. doi:10.1126/science.aaj2350
11. IPCC. Climate change 2021: the physical science basis. In: V Masson-Delmotte, P Zhai, A Pirani, et al., eds. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press; 2021: 2391. doi:10.1017/9781009157896
12. Howarth RW. The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas(LNG) exported from the United States. *Energy Sci Eng.* 2024; 1-17. <https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ese3.1934>
13. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4>
14. <https://news.cornell.edu/stories/2024/10/liquefied-natural-gas-carbon-footprint-worse-coal>
15. <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/going-green-with-carbon-neutral-lng.html>
16. <https://www.bloomberg.com/professional/insights/commodities/carbon-neutral-lng-suppliers-focus-on-optionality-transparency-and-ccs/>
17. <https://energypolicy.ru/primenenie-utochnennyh-koefficientov-vybrosov-parnikovyh-gazov-pri-transportirovke-i-hranenii-prirodnogo-gaza-v-nacionalnom-kadastre-rossii/gaz/2024/16/31/>
18. <https://sea-distances.org/>
19. Bakkali N, Ziomas L. Forced Boil Off of Gas: The Future of LNG as a Fuel for LNG Carriers. McKinsey; 2019. Accessed September 10, 2023. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/forced-boil-off-gas-the-future-of-lng-as-a-fuel-for-lng-carriers>
20. Pavlenko N, Comer B, Zhou Y, Clark N. The Climate Implications of Using LNG as a Marine Fuel. International Council on Clean Transportation; 2020. Working paper 2020-02. Accessed October 16, 2023. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Climate_implications_LNG_marinefuel_01282020.pdf

² Проекты ПАО «НОВАТЭК» по углеродному следу будет находится между приведенными в табл.3 российскими экспортерами



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

14-17.04.2025

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Минпромторг
России



ЭКСПОЦЕНТР



АЛЕКСАНДР БУХВАЛОВ: «К 2045 ГОДУ НЕ МЕНЕЕ 20% ПАРКА ЛЕГКОВЫХ МАШИН В РОССИИ СОСТАВЯТ ЭЛЕКТРОМОБИЛИ»

О подходе «Росатома» к развитию сегмента электромобилей НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ побеседовала с Александром БУХВАЛОВЫМ, директором бизнес-направления «Электромобильность» топливной компании «ТВЭЛ».

НГВ: Какова ключевая стратегия «Росатома» в развитии электромобильности? Почему госкорпорация решила активно включиться в процесс освоения и масштабирования этого направления?

А. Бухвалов: Сегодня атомная отрасль обладает всеми необходимыми компетенциями для реализации подобных проектов.

Электромобили набирают популярность во всем мире, и совершенно очевидно, что они займут существенную долю рынка в автомобильной промышленности следующего технологического этапа развития. Это актуальный вызов как для всего мира, так и для нашей страны. Мы в «Росатоме» верим, что для нас это возможность создать современный конкурентоспособный автомобиль. Предприятия атомной отрасли, обладающие уникальными научными и технологическими компетенциями, способны собственными силами производить до 60% всех компонентов электромобиля.

Включение в этот процесс объясняется в том числе поставленными перед нами государственными задачами. Развитие электромобильности является приоритетом для нашей страны, так как это не только экологичный и современный вид транспорта, но и стимул для развития многих смежных отраслей и направлений.

НГВ: В «Росатоме» этим направлением занимается далеко не одно предприятие. Как удастся синхронизировать эти процессы?

А. Бухвалов: Синхронизация обеспечивается за счет комплексного, взаимосвязанного и системного подхода, когда предприятия атомной отрасли работают над отдельными этапами производства. Наша ключевая стратегия в развитии электротранспорта заключается в создании полной технологической цепочки, которую условно можно разделить на пять этапов.

Все начинается с добычи необходимых ресурсов, таких как литий и редкоземельные металлы, которые являются основой для создания ключевых компонентов электромобиля. Мы уже развиваем проекты в Боливии, в планах – Колмозерское месторождение в России.

Следующим шагом становится производство аккумуляторов. В рамках этого направления «Росатом» строит две гигафабрики, где будут выпускаться современные литий-ионные батареи. Первая планируется к открытию к концу 2025 года. Общий объем производства двух фабрик позволит обеспечить объем выпуска до 100 000 тяговых батарей в год. Развитию отечественного автотранспорта мешает отсутствие широкой базы поставщиков компонентов. Уникальная роль «Росатома» заключается в том, что мы самостоятельно разрабатываем и производим продукты, которые составляют значительную часть стоимости автомобиля. Среди них – электропривод, батарея и прочие компоненты высоковольтной архитекту-

ры. Мы также планируем запуск производства интегрированного электропривода. Решение состоит из инвертора, редуктора и электромотора, которые объединены единой системой охлаждения в одном корпусе. Он, наряду с батареей, системой управления и прочими компонентами, станет основой для платформ будущих электромобилей.

Производство электромобилей также является важной частью цепочки. Мы активно работаем с автопроизводителями, развивающими направление электротранспорта. Одним из самых главных и ожидаемых проектов ближайшего времени станет электромобиль «Атом».

Но для того, чтобы такой транспорт мог полноценно функционировать и быть удобным для пользователей, необходимо создать развитую и устойчивую зарядную инфраструктуру. Мы берем на себя задачу строительства зарядных хабов и сети электрозарядных станций (ЭЗС).

Технологический цикл не заканчивается на производстве. После завершения срока службы батарей их необходимо экологично ликвидировать. Чтобы они не превращались в отходы, «Росатом» строит в Дзержинске комплекс по переработке. Его планируемый годовой объем утилизации будет составлять 20 тысяч тонн.

Таким образом, «Росатому» удалось сформировать полностью замкнутую цепочку от добычи до конечной переработки.

НГВ: Расскажите о концепции электромобиля Атом. В чем его уникальность?

А. Бухвалов: «Атом» – современный электромобиль-гаджет, обладающий передовыми технологическими решениями и ориентированный на массовую аудиторию.

Если говорить о том, чем Атом отличается от других электромобилей, то обязательно нужно сказать, что он создан командой отечественных специалистов с учетом климатических особенностей России, с использованием самых современных технологий. Так, например, среди внедряемых инноваций – проекционный дисплей с дополненной реальностью на лобовом стекле и продвинутый функционал активной помощи водителю ADAS, включая систему автоматической парковки. Запас хода составит до 500 км.

Важный элемент конструкции «Атома» – распашные двери без центральной стойки, которые открываются и закрываются при помощи электропривода. Это оригинальное решение позволяет комфортно и безопасно осуществлять посадку и высадку из автомобиля. Кроме того, «Атом» обладает собственной операционной системой с магазином приложений.

Сейчас предсерийные прототипы проходят калибровку систем, настройку программного обеспечения, а также испытания в реальных условиях. Серийное производство «Атома» стартует в середине 2025 года.

НГВ: *Каким образом развитие электромобилей может способствовать росту потребления зеленой электроэнергии в стране?*

А. Бухвалов: По нашим расчетам, около 1,8 млн электромобилей на дорогах России создают дополнительный спрос, эквивалентный мощности одного энергоблока атомной электростанции. С каждым приростом автопарка на четыре миллиона электромобилей потребление электроэнергии увеличивается на 1% от общего объема в стране. Сегодня в России насчитывается около 45 млн легковых автомобилей. Мы уверены, что к 2045 году не менее 20% этого парка будут составлять электромобили, что откроет новые возможности для увеличения выработки экологически чистой, зеленой электроэнергии, производимой атомной отраслью. Это, в свою очередь, будет способствовать формированию более комфортной и экологически благоприятной среды для жителей.

НГВ: *Многие считают, что электромобили слишком дороги, неудобны в эксплуатации и не подходят для российских климатических условий. Возможно ли изменить это восприятие и преодолеть подобные стереотипы?*

А. Бухвалов: Мифы об электромобилях часто связаны с недостатком информации и реального пользовательского опыта.

Да, стоимость электромобилей может показаться высокой на первый взгляд, но важно учитывать их значительно меньшие эксплуатационные расходы. Затраты на топливо и техобслуживание заметно ниже, чем у автомобилей с традиционным двигателем внутреннего сгорания. Это делает их более экономичными в долгосрочной перспективе, особенно при интенсивной эксплуатации.

Миф о том, что электромобили не подходят для российских зим, тоже давно устарел. Современные батареи отлично справляются с морозами, теряя лишь минимальный объем заряда, а электромоторы запускаются без проблем даже в экстремально низких температурах. Электромобили уже активно используются в Сибири и на Дальнем Востоке – там, где климатические условия считаются самыми суровыми. Также не стоит забывать о мировом опыте: электротранспорт широко распространен в скандинавских странах и на территории Северного Китая, где бывают достаточно холодные зимы.

Инфраструктура зарядных станций в России активно развивается. Еще несколько лет назад процесс зарядки мог быть сложной задачей и занимать значительное количество времени – до восьми часов в неделю. Сегодня на это уходит порядка 50 минут, а технологии замены батарей (Battery Swap) позволяют еще больше сэкономить время.

Что касается пробега, среднестатистический водитель проезжает менее 50 километров в день. Учитывая,

что современные модели, такие как «Атом», обеспечивают запас хода в 500 километров на одной зарядке, большинству пользователей достаточно заряжать автомобиль раз в неделю. Эти решения делают электромобили удобными для повседневной жизни и развеивают миф о том, что на них далеко не уедешь.

Лучший способ развеять сомнения – дать людям попробовать. Это одна из причин, почему мы участвуем в развитии программ электротакси и электрокаршеринга. Мы хотим, чтобы электрического транспорта в таких сервисах стало значительно больше. Это ускорит развитие направления. Пользователи, познакомившись с комфортом и экономичностью таких машин, начинают доверять новым технологиям и делать выбор в их пользу.

Как я уже отметил, ускорить процесс знакомства позволяет развитая инфраструктура. Для этого «Росатом» развивает новый формат заправочных комплексов – большие зарядные хабы. Такие нововведения позволяют людям на практике оценить удобство электромобилей и их преимущества.

НГВ: *Почему «Росатом» делает упор на развитие хабов?*

А. Бухвалов: Хабы позволяют гарантировано зарядить машину в понятные временные сроки. Любой пользователь с высокой вероятностью найдет свободный коннектор. Надеемся, что таких хабов будет становиться больше, а пользователи смогут с пользой проводить время, требуемое для зарядной сессии. Например, выпить чашечку кофе или сходить за покупками.

В таких хабах будет несколько зарядных станций – как быстрых, так и медленных, чтобы удовлетворить любые потребности водителей. Это особенно важно для бизнеса, например для такси и каршеринговых компаний, которым критично обеспечить быструю и предсказуемую зарядку.

НГВ: *Какие ключевые события в отрасли электромобильности вы считаете наиболее значимыми в 2025 году?*

А. Бухвалов: Главная задача в этом году – запуск серийного производства автомобиля «Атом». Кроме того, для нас очень важно подготовиться к запуску завода в Калининграде и открыть гигафабрику в Москве в 2026 году. Мы также продолжим развитие электрозарядной инфраструктуры. Будем активно продвигать эту тему, расширяя регионы присутствия.

В результате развития отрасли электромобильности Россия получит дополнительные компетенции по целому ряду инновационных продуктов и направлений. Это также укрепит технологический суверенитет страны, снижая зависимость от импортных решений. Для потребителей это означает не только больше возможностей для выбора современного транспорта, но и доступ к экологичным и передовым разработкам, созданным в нашей стране. ■



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ

РМЭФ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

9-11 АПРЕЛЯ 2025

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

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

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб. 2626



ENERGETIKA-RETEC.RU
visit@energetika-restec.ru
+7 (812) 320 63 63, доб. 743



18+

@ENERGYFORUMSPB
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ –
В TELEGRAM-КАНАЛЕ!



ДВИЖЕНИЕ К АВТОНОМНОСТИ

ЙОХАННЕС-КОРНЕЛИУС РОСТОВСКИЙ

Институт народнохозяйственного
прогнозирования РАН

УЛЬЯНА ОЛЬХОВСКАЯ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

Вам кажется, что роботы и автопилоты – это будущее? Они уже среди нас. Как встречаются спрос и предложение в российском сегменте автономного транспорта?

Автоматизация внедряется стихийно и горизонтально

– Недавно мы приступили к перевозкам самого хрупкого груза в нашей истории, да и, наверное, в истории мирового автономного транспорта – куриных яиц. И ни одно яйцо не пострадало при этом. Это важно, потому что в мире действительно пока на такие коммерческие перемещения никто не отважился. По разным причинам. Вот

мы, российская компания с российским железом более чем на 70%, со 100% российским программным обеспечением, мы смогли. Это наша гордость и достижение, – рассказывает нам Василий Жуков, коммерческий директор компании Evocargo.

Мы разговариваем с ним на производственной площадке компании в Москве. Стоим на улице рядом с миниатюрной автопилотируемой машиной, выпускаемой для закрытых площадок.

Компания как стартап, производитель автономных грузовиков, появилась в 2020 году, в разгар ковида. Собирали команду, работали в удаленном режиме – чертили, рисовали, программировали, дорабатывали, какие-то вещи проектировали на западных образцах, компонентах. В 2021-м начали мелкосерийную сборку, работали над ошибками, качеством, делали обкатку. 2022-й год, понятно почему, обнулил все эти разработки. Спасло то, что изначально было принято верное решение сделать ставку на отечественные компоненты – основа технологии была изначально российская, то есть у нас рама, все металлоконструкции наши, борта, кузов, все модификации – все это было заложено. С 2023 по 2024 гг. – период масштабирования. Сегодня компания вышла на полноценный серийный выпуск 120-150 машин в год. Все машины уже законтрактованы. «У нас есть понимание по перспективам на полтора года вперед, понимание по рынку, по потребности в автономном транспорте», – рассказывает Василий.

Интересно, что роботизация производства начинается с такой фактически спонтанной стыковки бизнеса и науки. В период неопределенности и экономической турбулентности потребность рынка встречается с конструктивной идеей и получается симбиоз – возникает технология. Это та самая горизонтальная связь, о которой давно говорят наши ученые. Причем, интеллектуальная составляющая здесь, – это малый бизнес.

«Как бы там мы ни смотрели на рынок, не всегда возникает в голове у директора по логистике или руководителя транспортного отдела мысль о том, что можно сделать полностью автономным процесс перевозок в компании. Кажется, что это еще где-то очень далеко. Кажется, что это будущее. А оказывается, что, в принципе, уже сегодня есть российские разработки, которые эту потребность могут закрыть», – рассказывает Василий. На различных конференциях, просто по сарафанному радио бизнес и разработчики узнают о потребности и спросе и находят друг друга.

Так, в портфеле Evocargo уже свыше 40 внедрений из различных отраслевых сегментов (маркетплейсы, обрабатывающая промышленность, продуктовые компании, ТЭК). К примеру, компании «Сибур» и «Газпром нефть» уже пользуются сервисом автономной логистики.

«Газпром нефть», наверное, с момента нашего основания делала запрос по применению автономных платформ. Они увидели еще четыре года назад перспективы использования автономного транспорта, поэтому с нами, наверное, уже больше трех лет взаимодействуем на разных площадках: НПЗ, месторождениях и на складах». Благодаря обратной связи от заказчиков компания собирается расширить производственную линейку и увеличить грузоподъемность модельного ряда – с двух до шести тонн.

Также в планах запустить серию грузовиков для дорог общего пользования. Уже пройдена опытная эксплуатация крупнотоннажного грузовика Evocargo N3 – автономного тягача с возможностью установки гибридной системы питания на водородных топливных элементах, разработанного для автономных грузоперевозок по междугородним и международным маршрутам hub-to-hub. Использование водородных топливных элементов совместно с тяговой аккумуляторной батареей позволяеткратно увеличить запас хода транспортного средства.

Рассматривается возможность использования водорода как топлива для транспорта, используемого именно на трассах.

Водородный транспорт – это не просто тренд, а реальный шаг к углеродной нейтральности. В мире активно развиваются водородные автомобили, поезда и даже самолеты, но ключевая проблема – высокая стоимость производства «зеленого» водорода. В Европе и Азии строят инфраструктуру заправок, а крупнейшие автоконцерны вроде Toyota и Hyundai уже выпускают коммерческие модели на водородных топливных элементах. В России тоже есть интерес к теме: утверждена «дорожная карта» по водороду, «Газпром нефть» и «Сибур» тестируют технологии, а в Москве планируют внедрение водородных автобусов. При этом инфраструктуры пока нет, а большинство водородных проектов – на стадии экспериментов. Какое будущее ждет водород как топливо в России, на самом деле, неизвестно, так как, возможно, интерес к теме будут поддерживать только корпорации. В декабре 2024 года комитет энергетики Госдумы приостановил действия экспертной секции по водородной энергетике.

Основные характеристики

Сейчас грузовики компании заряжаются электричеством. Можно зарядить от обычной стандартной бытовой розетки за шесть часов. Если нужно машину зарядить за час, то устанавливается суперчарджер. Ставится стойка, которую можно встретить, к примеру, на московских дорогах.

Зарядки батареи хватает до недели, в зависимости от условий и режима работы. Емкость ТАБ 105 А-ч (36 кВт-ч). Мы пришли к следующей простой формуле – заказываем не саму батарею, а только ячейки, нам дешевле этот элемент купить и самостоятельно собрать ТАБ [тяговая аккумуляторная батарея], – объясняет Василий.

В цехе, где собирают машины, оживленно. Несколько бригад работают над сборкой машин.

Сборка – постовая. Сначала варили рамы сами, но потом решили заказывать. Когда приходят рамы, начинается компоновка, которая длится около двух недель на один робогрузовик (на один пост, всего пять постов).

Похоже на процесс работы команд на Формуле 1. Как говорят в компании – в машину вкладывают душу. Устанавливают камеры, лидары, которые позволяют машине видеть среду эксплуатации и пространство вокруг на 360 градусов.

После этого машины отправляют на полигон, где проводят испытания, имитируют все возможные ситуации (для проверки настроек сенсорики). «Мы построили инфраструктуру, имитирующую различные условия, такие как дороги, разметка, различные значки, наличие пешеходов и других участников трафика, погрузочно-разгрузочные гейты и различные типы грузов», – рассказывает Константин Кузнецов, руководитель отдела эксплуатации.

В процессах конструирования и сборки задействовано более 100 человек. Всего же в компании работает 400 сотрудников.

Софт

Мозг машины разрабатывает собственный департамент разработки ПО. Обновления ПО автопилота выпускаются каждые три-четыре недели. Работа над его развитием ведется постоянно: корректировки вносятся по мере появления новых условий эксплуатации и факторов окружающей среды.

К примеру, автономные грузовики обучаются распознавать новые типы объектов. Нейросети обнаруживают различные динамические и статические объекты и классифицируют их, затем автопилот с помощью нейросетевых алгоритмов предсказывает их поведение. «Вот увидели белку, как на нее реагировать? Если система впервые видит этот объект [белку], она должна не только распознать ее и понять, что этот объект может перемещаться, но и учитывать особенности ее движения, например, побежит ли она через дорогу. И так применительно ко всем детектируемым объектам. Ни у кого в мире нет готового универсального решения [набора данных или датасета], которое бы позволяло обучить модель поведению зайчика, белочки, человека, велосипедиста, водителя скутера, в конце концов. Это в целом интересная задача, так как обычно в открытом доступе таких данных в необходимом объеме и нужного качества нет. Поэтому требуется формировать собственный набор данных [датасет], что мы и сделали», – объясняет Василий.

Мониторинг автономных грузоперевозок происходит в Центре мониторинга флота, развернутом под каждый объект эксплуатации. Он работает на базе созданной нашей командой облачной платформы EVO Cloud. В реальном времени по зашифрованным каналам передаются тысячи телеметрических параметров с каждой машины на объекте, что позволяет оперативно реагировать на любые изменения. В этой же системе осуществляется планирование и корректировка маршрутов, запуск и оста-

новка автономных грузовиков, а также визуальный контроль их окружения.

Система управления

В модели автономной логистики «ЭвоКарго» машины никем физически не управляются, их работа отслеживается через Центр мониторинга флота. «Управление оператором предполагает некое вмешательство в работу транспортного средства. В нашем случае такого нет. Мы полностью доверяем машине. Она выбирает скорость, выбирает, как объехать препятствие. Когда у нее возникает вопрос, она просто говорит: «Человек, я остановилась в безопасном месте, помоги, выручай, скажи, что делать». И уже дальше диспетчер определяет, что стало причиной остановки и как машина должна вести себя в данной ситуации. В остальном там только старт, стоп и выбор маршрута. По сути, это стандартные операции по диспетчеризации и маршрутизации», – рассказывает Жуков.

Автономность грузовиков обеспечена системой автопилота 5-го поколения, являющейся целиком собственной разработкой компании. В управлении транспорта ИИ задействован сразу в трех важных подсистемах: модуле восприятия, модуле прогнозирования поведения динамических объектов и модуле управления транспортным средством.

Кибербезопасность

– Могут ли хакеры гипотетически взломать мозг машины? – спрашиваем Дмитрия Куликова, директора по разработке ПО, так как тема взломов на предприятиях сегодня достигла уже апогея. Несмотря на то, что проникновение идет в основном через фишинг, личные мессенджеры и импортное оборудование, поиск возможных слабых мест становится уже идеей фикс любой компании. Хакеры уже не столь увлечены взломать систему ради шантажа и выкупа, а ради конкретной цели – нанесения максимального ущерба производству.

Идея взлома через автопилот отвергается на корню.

– Что он сделает? Нажмет стоп или старт? У нас же других элементов нет. У нас нет возможности машинке сказать, въезжай в стену, если она видит стену. Это же на уровне самого пилота заложено. Если машина видит стену, то она просто туда не поедет.

И у нас нет возможности подключиться к работе всех контроллеров предприятия. У нас свой контур безопасности. В него мало того что нельзя взломать практически, даже если взломать – что будет? У нас нет такой волшебной кнопки «все равно езжай», игнорируя препятствия, езжай.

Сегодня на многих российских предприятиях предъявляют завышенные требования к безопасности – фор-

мирование закрытого контура. И все данные должны обрабатываться внутри производственных экосистем. «Однако рисков на данный момент мы не видим. И, конечно, всегда работаем над повышением эффективности выявления потенциальных опасностей».

Эффективность

Стандартная экономия на операционных расходах при использовании автономных машин – до 30%. Чем больше машин работает на объекте, тем больше экономия. Из расходов пользователя убирается статья оплаты труда, страхование, ТОиР, а также топливо. К этому плюсуется безопасность. Давно известно, что причиной аварийности в большинстве случаев становится человеческий фактор. Понятное дело, что при использовании автопилотируемых средств он максимально исключается. По словам менеджеров компании Evocargo, у них был единственный инцидент с машиной, когда в нее въехал грузовик с водителем, который сдавал задним ходом и не рассчитал маневр.

Автономные грузовики, как правило, не продаются, а сдаются в аренду как сервис автономной логистики под ключ, вместе с техобслуживанием (затраты на ТОиР, обслуживание берет на себя «ЭвоКарго»). У компании индивидуальный подход для каждого клиента – как в части предоставления транспорта, так и в части технического обслуживания.

Аналитика

Автоматизация и цифровизация логистики и транспортировки предприятия дает значительный эффект. Благодаря работе автопилота можно измерять эффективность работы смежных производственных процессов – погрузки, выгрузки, складирования, производства. Можно отследить движение любого товара, сырья. Это позволяет увидеть, где, на каком участке возможно повысить эффективность.

К примеру, электронная коммерция. «От работы склада зависит скорость комплектации и перемещения товара. Мы это все видим и замеряем длительность каждой операции. Мы подъехали к складу на загрузку, измерили длительность процесса и потом эту отчетность передаем заказчику – сколько времени прошло, пока нас загрузили и отправили. А потом то же самое мы показываем на выгрузке. Вот мы приехали, подали сигнал, стало понятно, как быстро нас выгрузили. Это приятно, что мы начинаем потихоньку влиять еще и на смежные процессы. Мы можем провести анализ данных, передать их руководителю склада, персоналу заказчика и указать на несоответствие фактического времени на операцию нормативному – должны были справиться за пять минут, а данные показывают, что получилось только за семь. Давайте принимать меры. Все это увеличивает в целом эффективность процесса», – делится Василий.





Аналитика по всем машинам аккумулируется в Центре мониторинга Evocargo – в нем можно отследить все текущие процессы и состояния машин. Примерно такую же аналитику по работе машин на площадках можно выдавать каждому пользователю раз в день, в неделю, месяц. Эта функция существует как дополнительный сервис.

Утилизация батарей

Компания пока не проводила утилизацию своих автономных грузовиков, так как срок полезного использования машин от пяти до десяти лет, в зависимости от нагрузок, от разных факторов. Поэтому ни одна из машин пока еще в утиль не ушла, «Опыта еще такого не было. Но компания уже законтрактовала одного из авторизованных поставщиков данной услуги. Сами мы, есте-

ственно, не сможем этого [утилизировать ТАБ] сделать. На это есть стандарты, соответственно лицензированные предприятия для транспортирования и утилизации ТАБ», – отвечает Жуков на вопрос об утилизации отработавшего транспорта.

В России проблема утилизации литий-ионных аккумуляторов становится все более актуальной. Эти батареи содержат токсичные элементы, такие как кобальт, литий и марганец, которые при неправильной утилизации могут нанести серьезный вред окружающей среде. Например, одна батарейка, попавшая в почву, за 2-3 месяца загрязняет опасными веществами 20 м² территории. На данный момент в России перерабатывается лишь около 3% отработанных батареек, что значительно меньше по сравнению с Китаем, где перерабатывается треть таких отходов. Крупнейшим переработчиком в стране является компания «Мегаполисресурс», которая ежегодно обрабатывает около 700 тонн батареек. Технологический процесс включает разрядку батарей, их измельчение и сжигание в специальных печах, после чего из шлака извлекаются ценные элементы, такие как литий, кобальт и никель. Однако эффективность этой технологии ограничена: повторно используется только треть компонентов. Для улучшения ситуации в рамках федерального проекта по развитию экономики замкнутого цикла планируется создание экотехнопарков в восьми федеральных округах России, где будут открыты новые заводы по утилизации батареек. Кроме того, «Росатом» объявил о строительстве перерабатывающего завода в Дзержинске Нижегородской области. Производственный комплекс будет состоять из пяти автоматизированных линий для сортировки и переработки различных типов батарей, включая литий-ионные. Расчетный объем переработки сырья на этом заводе составит 50 тыс. тонн в год.



Потенциал сегмента

Объем сегмента автономного транспорта на производственных и промышленных площадках компания оценивает в десятки тысяч машин по всей России.

Пока компания осваивает нишу наземного автопилотируемого транспорта и видит потенциал для роста. В перспективе – выйти на дороги общего пользования.

«Пока мы дойдем до критической массы потребителей, например 30 или 40 процентов рынка, пройдет несколько лет точно», – считают в компании. Так что пока про диверсификацию бизнеса в плане увеличения ассортимента различного вида автономных устройств – воздушных, пассажирских, железнодорожных, водных – не думают серьезно. Рынок еще не осознал, что есть автономные инструменты оптимизации процессов.

Компания начинает экспортные поставки. «Есть опыт работы с Объединенными Арабскими Эмиратами. Там уже

ездят наши грузовики на нескольких объектах, тоже в коммерческой эксплуатации. Я думаю, что не за горами масштабирование технологии «ЭвоКарго» не только в пределах нашей страны, но и в мире», – считает Василий.

«В России сегодня нам есть чем гордиться, честно. Не просто концептами, которые производятся в одном экземпляре, а полноценными серийными грузовиками разной грузоподъемности, которые и по дорогам общего пользования ездят [ЭПР], и по промышленным площадкам, и удаленным территориям», – резюмирует он.

Автономность становится нормой

В России рынок автономных грузовиков находится на этапе активного развития. Среди ключевых игроков можно выделить компании «Сберавтотех», «Яндекс», «ЭвоКарго» и «КамАЗ». По состоянию на август 2024 года в эксперименте по беспилотным перевозкам участвуют 14 грузовиков: шесть от «КамАЗ» и восемь от «Сберавтотех». Компания «Яндекс» также активно тестирует свои автономные грузовики на трассе М-4 «Дон» между Москвой и Тулой. Что касается компании «ЭвоКарго», она предоставляет сервис на базе электрических автономных платформ собственного производства.

Мировой рынок автономных грузовиков активно развивается и, по данным Fortune Business Insights, в 2023 году его объем оценивался в 33 миллиарда долларов США. Прогнозируется, что к 2032 году этот показатель до-

стигнет 76 миллиардов долларов, демонстрируя среднегодовой темп роста (CAGR) в 10%¹.

Автономные грузовики используют передовые технологии, такие как искусственный интеллект, лидары, сенсоры и оптические камеры, для автоматизации транспортировки с минимальным или полным отсутствием участия человека. Они способны выполнять функции, традиционно выполняемые водителями: ускорение, торможение, рулевое управление и навигация. Ожидается, что эти технологии повысят эффективность, безопасность и снизят операционные расходы в транспортной и логистической отраслях²⁻³.

Среди ключевых игроков рынка выделяются компании, такие как Aurora и TuSimple, которые активно тестируют и внедряют автономные грузовые перевозки. Например, компания Aurora проводит испытания своих автономных грузовиков на дорогах общего пользования в Техасе, сотрудничая с различными грузоотправителями и перевозчиками.

Внедрение автономных грузовиков происходит поэтапно, начиная с частичной автоматизации и постепенно переходя к полностью автономным системам. Ожидается, что к 2027 году на дорогах появятся полностью автономные грузовики, включая автопоезда, где несколько грузовиков движутся в колонне, управляемой ведущим автомобилем.

Таким образом, мировой рынок автономных грузовиков демонстрирует значительный рост и потенциал для трансформации логистической отрасли в ближайшие годы. 



¹ <https://www.fortunebusinessinsights.com/autonomous-truck-market-103590>

² <https://www.ttnews.com/autonomous-trucks-reshaping-freight-industry>

³ <https://guides.loc.gov/trucking-industry/autonomous-trucking>



АЛЕКСАНДР КОТОВ: «РЕГУЛИРОВАНИЕ СЕГМЕНТА НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ НОСИТ ХАРАКТЕР ТУШЕНИЯ ВОЗНИКАЮЩИХ ПОЖАРОВ»

Об итогах и перспективах рынка нефтехимии и переработки углеводородов НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ побеседовала с Александром КОТОВЫМ, экспертом NEFT Research.

НГВ: Какие тренды в нефтехимии (как в мире, так и в России) стали очевидными в прошедшем году? На что ориентируется отрасль? На какие проекты идут инвестиции и в каком объеме?

А. Котов: Если говорить о глобальных трендах, то в прошедшем году продолжилась перестройка мирового нефтехимического рынка – наиболее развитые нефтехимические

регионы (США, Китай, Япония, Южная Корея) продолжили увеличивать долю средне- и малотоннажной продукции с высокой инновационной составляющей в товарной корзине. При этом и производство крупнотоннажной нефтехимии также развивается, но помимо уже упомянутых США и Китая, наращивание мощностей также продолжается в странах Ближнего Востока и быв-

шего СССР (прежде всего в России, Казахстане, Узбекистане, Азербайджане и Туркмении). Вместе с этим прошедший год ознаменовался дальнейшей стагнацией некогда мощнейшей европейской химической и нефтехимической промышленности. Резкое удорожание энергетических ресурсов и сырья на фоне фактического разрыва отношений с Россией привели к потере конкурентоспособности европейской продукции. За год мы стали свидетелями закрытия десятков крупных и средних предприятий, а сами крупнейшие европейские холдинги взяли курс на строительство новых мощностей в регионах с более дешевым сырьем (США, страны Ближнего Востока) и/или близкорасположенных к крупнейшему азиатскому рынку сбыта (например, целый ряд совместных проектов реализуется в Китае).

НГВ: Как идёт работа по новым проектам, по малотоннажным, специальной химии и стратегическим продуктам, тем же реагентам, анилинам, по всему, что раньше закупали за рубежом, а сейчас нужно налаживать собственное производство? Увеличивается ли ассортимент?

А. Котов: Прошедший год, несмотря на продолжающиеся боевые действия на юго-западных границах нашей страны и жесткую денежно-кредитную политику Центрального банка, все же стоит признать успешным для российской нефтехимической промышленности. Так, в прошедшем году «Казаньоргсинтез» завершил проект по модернизации производства полиэтилена высокой плотности. Мощность предприятия выросла на 150 тыс. т в год. Еще одно предприятие, входящее в состав компании «Сибур», «Нижекамскнефтехим», в конце года начал пусконаладочные работы на новом комплексе ЭП-600. Выход на проектную мощность нового комплекса станет первым этапом на пути развития предприятия цепочек дальнейшего передела, прежде всего расширения производства полистирола и ввод мощностей по выпуску металлоценового полиэтилена. Наконец, «Иркутский завод полимеров» (проект компании «ИНК») произвел первые гранулы полиэтилена из привозного сырья в ходе пусконаладочных работ. «Иркутский завод полимеров» станет крупнейшим в Восточной Сибири производителем полиэтилена с установленной мощностью 650 тыс. т в год. Запуск предприятия запланирован на первую половину 2025 года.

Если говорить о развитии среднетоннажной нефтехимии, то в этом важнейшем сегменте свою роль должен сыграть национальный проект «Новые материалы и химия» и включенный в него федеральный проект «Развитие производства химической продукции», стартующий уже в 2025 году и предполагающий развитие производства продукции по 22 технологическим цепочкам.

Из уже находящихся в стадии реализации особо хочется выделить проект производства эпихлоргидрина в

Дзержинске компанией «Дзержинск Капролактам Хлор» (входит в ГК «Тосол-Синтез»), который в прошлом году получил положительные заключения Государственной экологической экспертизы и Главгосэкспертизы на строительство. Проектная мощность нового завода составит 40 тыс. тонн хлора, 45 тыс. тонн каустической соды и 30 тыс. тонн эпихлоргидрина в год. Завод будет построен на территории индустриального парка «Ока-Полимер» в Нижегородской области. Отметим и проект компании «Синтамин» (входит в ГК «Синтез ОКА»), который предполагает создание производства полиалкиленгликолей и простых полиэфиров мощностью 15 тыс. тонн в год. Также в Нижегородской области группой компаний «Норкем» заявлен проект производства синтетических высших жирных спиртов. Все та же «Синтез ОКА» продолжает отработку собственной технологии по производству окиси пропилена – полупродукта, необходимого компании для производства продукции следующих переделов.

НГВ: Как выстраиваются отношения с дружественными странами в связи с санкционным давлением?

А. Котов: На сегодняшний день можно констатировать, что торговые отношения с недружественными странами сведены к минимуму и заключается в приобретении сравнительно небольших объемов необходимой санкционной продукции через третьи страны. Вместе с этим за прошедшие три года произошел постепенный разворот отрасли с западного направления на рынки дружественных и нейтральных стран, а именно:

- переориентация экспортных потоков в страны АТР (прежде всего Китай), Турцию, страны Африки и Южной Америки;
- рост поставок на российский рынок продукции из Азии, которая ранее закупалась в ЕС и США (катализаторы, присадки, добавки и т.д.);
- расширение присутствия азиатских компаний в качестве поставщиков оборудования, технологических лицензий и строительно-монтажных услуг;
- увеличение доли национальных валют в оплате товаров и услуг.

НГВ: Какое сырье сегодня считается более выгодным для отечественной переработки (нафта, газ)? Возникает ли проблемы с обеспеченностью сырьем предприятий МСБ? Что с ценообразованием на сырье на внутреннем и внешнем рынках? Какие инновации можно отметить в регулировании этих вопросов? Насколько они эффективны?

А. Котов: Однозначного ответа на вопрос, какое сырье более выгодно для нефтехимии, – нафта или СУГ/этан – дать сложно. На оба вида сырья существует налоговая господдержка в виде обратного акциза (СУГ и этан) и вычета по акцизам (прямогонный бензин) при переработке

в продукцию нефтехимии, поэтому экономика функционирования комплексов глубокой переработки при прочих равных (месторасположение заводов и логистика до основных рынков сбыта, стоимость энергоресурсов, стоимость оплаты труда и т.д.) определяется скорее продуктовой корзиной. В теории газовое сырье выгоднее, поскольку при его пиролизе обеспечивается более высокий выход олефинов (этилен и пропилен) и, соответственно, меньший выход побочных продуктов (жидкие продукты пиролиза – ЖПП). Но с другой стороны, именно выработка на нафтовых пиролизах большого объема ЖПП позволяет значительно расширить номенклатуру выпускаемой продукции, например производных бензола по цепочке бензол-этилбензол-стирол-полистирол или бензол-этилбензол-стирол-стирольные каучуки. В частности, именно на выпуск широкой гаммы продукции нацелен новый комплекс ЭП-600 на «Нижнекамскнефтехим».

Что касается обеспечения сырьем предприятий МСБ, то приведем пример переработчиков пластмасс. В этом сегменте обеспеченность российским полимерным сырьем находится на среднем уровне около 80%. При этом если на рынке ПЭТФ и эмульсионного ПВХ импорт обусловлен дефицитом мощностей на российских предприятиях, то в сегментах полиолефинов, полистирола и суспензионного ПВХ в основном импортируются марки, которые либо вообще не производятся в нашей стране, либо производятся в недостаточном объеме. Хуже обстоят дела с пигментами, спецдобавками и т.д. Здесь за три года хоть и наблюдается постоянный рост производства отечественной продукции, но все еще доля импорта очень велика, т.е., другими словами, есть что развивать и куда стремиться.

Механизмы ценообразования на российском рынке зависят от конкретного продукта. Но упрощенно можно сказать, что для профицитной продукции, доля экспорта в производстве которой высока, применяется принцип экспортного паритета с учетом премии внутреннего рынка, если же продукт дефицитный и велика доля импорта на рынке, принцип ценообразования строится на принципе импортного паритета с учетом скидки для внутреннего рынка. Определенной инновацией в вопросе ценообразования стал обязательный вывод на биржу некоторых продуктов нефтехимии. В конце декабря прошлого года Минюст зарегистрировал совместный приказ ФАС и Минэнерго об установлении минимального норматива продаж нефтехимической продукции на биржевых торгах. Минимальный объем реализации нефтехимии составит 10% от всего объема продукции. Приказ вступит в силу с 1 марта 2025 года. В перечень нефтехимической продукции, попадающей под действие приказа, вошли ортоксил, толуол, стирол и фенол. Документ распространяется на компании, которые занимают доминирующее положение на этом товарном рынке. Можно предположить, что

в случае успешной апробации перечень продаваемых на бирже продуктов постепенно будет расширяться.

НГВ: *Какой объем удобрений выпущен в 2024 году и какие прогнозы на 2025 год? Как прогнозы по модернизации предприятий этого сегмента? Какие расширения мощностей планируются? Как обстоят дела с транспортировкой? В том числе аммиака?*

А. Котов: По данным Российской ассоциации производителей удобрений (РАПУ), в 2024 году производство минеральных удобрений в России выросло на 6%, до рекордных 63 млн тонн. По этому показателю РФ занимает второе место в мире после Китая. Отрадно, что несмотря на санкции и политику ЦБ, отрасль продолжает развиваться. Например, в 2024 году завершилось строительство нового производства аммиака и карбамида на площадке «Щекиноазот». Ввод в строй нового предприятия мощностью 700 тыс. тонн по карбамиду состоится уже в начале текущего года. Целый ряд новых проектов по производству различных удобрений есть также в портфеле других российских холдингов: «Еврохима», «Фосагро», «Акрона» и «Уралхима».

Что касается транспортной инфраструктуры, то, потев доступ к портам Прибалтики и Украины, российские компании активно расширяют экспортные терминалы в российских портах, прежде всего на Балтике и на Черном море. Так, 13 декабря прошлого года в Ленинградской области была запущена первая очередь терминала по перевалке аммиака «Порт Фавор». Уже в следующем году на терминале планируется перевалить 1 млн т аммиака, в 2026 году – 1,5 млн т. Это примерно половина от того, что экспортировала Россия до февраля 2022 года через терминал в Одессе (конечная точка маршрута аммиакопровода Тольятти-Одесса). Пока аммиак на «Порт Фавор» доставляют автоцистернами, но с мая текущего года начнется прием грузов железнодорожным транспортом. Также построен и готов к началу перевалки аммиака терминал в Тамани, но в эксплуатацию он пока не вводится ввиду опасности террористических атак со стороны соседнего государства.

НГВ: *После того как «Сибур» объединил под своим управлением предприятия советской промышленности, ассортимент выпуска продукции резко сократился до ряда крупнотоннажных продуктов. Как Вы видите дальнейшие перспективы деятельности компании? Сможет ли «Сибур» добиться расширения товарного ассортимента и по какой номенклатуре? С чем начнет конкурировать на глобальном рынке? Какие перспективы по малеиновому ангидриду, к примеру?*

А. Котов: Не согласимся с тем, что «Сибур», объединив предприятия советской промышленности, сократил номенклатуру выпускаемой продукции. Более того, сейчас

костяк блока переработки компании составляют производства, введенные в последние 10-15 лет, при этом многие продукты до этого в СССР никогда не выпускались (например, ПЭТФ, поликарбонат, ДОТФ, малеиновый ангидрид, целый ряд марок полиэтилена, полипропилена, полистирола и ПВХ). За время своего существования «Сибур» в целом из компании, основным бизнесом которой являлась переработка углеводородного сырья на построенных большей частью еще в СССР газоперерабатывающих заводах с последующей продажей первичных продуктов его переработки, превратился в крупнейший нефтехимический холдинг страны. Рост компании осуществляется по принципу формирования технологических цепочек, увеличивающих добавленную стоимость переработки сырья на базе высоких технологий, модернизации действующих и ввода новых мощностей. В дальнейшем «Сибур», по всей вероятности, продолжит свое развитие по двум направлениям – расширение марочного ассортимента крупнотоннажной продукции и дальнейшее развитие производства среднетоннажной нефтехимии. В данном сегменте уже введены производства ДОТФ и малеинового ангидрида, продолжается работа над разработкой собственной технологии производства изоцианатов и т.д.

НГВ: *Как Вы оцениваете позиции крупных компаний по освоению внутреннего рынка? Меняется ли тут что-то? Ведь до сих пор крупный бизнес шел по пути индустриализации, хотел получить сверхприбыль за счет продажи значительных объемов продукции или сырья за рубеж, особо не вкладываясь в регионы и социальные ценности... Есть ли основания считать, что сегодня что-то меняется и бизнес начинает вкладываться в территории своего присутствия, строить социальную инфраструктуру, растить кадры? А также диверсифицировать бизнес согласно потребностям внутреннего рынка?*

А. Котов: Это очень сложный вопрос. Скажем так, ситуация подтолкнула крупный бизнес к изменению своей политики. Например, тот же «Сибур» разработал целый ряд механизмов по поддержке переработчиков полимеров. И это не потому, что вдруг компания решила кардинально изменить свои взгляды на бизнес. Просто жизнь заставила. После фактического закрытия премиального и некогда основного рынка сбыта своей продукции – рынка стран ЕС – компания была вынуждена была перенаправить торговые потоки не только на восточное направление, но и на внутренний рынок. А для развития внутреннего рынка (увеличения переработки нефтехимического сырья) нужны условия, которые частично и пытается в последние несколько лет создать «Сибур» (например, программа «Экспортный форсаж», целью которой является повышение конкурентоспособности при поставках готовой продукции из полимеров за рубеж). То же самое и в вопросе кадрового обеспечения. Столкнувшись с кадровым голодом,

особенно в сегменте инженерно-технического состава, крупные российские компании наладили тесное взаимодействие с ведущими ВУЗами. А все потому, что сейчас уже нельзя просто перекупить специалиста – их не хватает в принципе, а те, кто есть, уже хорошо трудоустроены.

НГВ: *Как можно оценить развитие СПГ-заводов в России и их влияние на топливный сегмент?*

А. Котов: В России функционируют 22 малотоннажных завода по производству СПГ. По данным Минэнерго, к 2030 г. будет построено еще 94 предприятия суммарной мощностью 3,2 млн т в год. С целью стимулирования данного сектора, правительство до мая 2026 г. отменило ввозную пошлину на иностранное оборудование для малотоннажного СПГ. При этом пока на внутреннем рынке не востребованы даже действующие малотоннажные мощности – например, по данным Минэнерго, средняя загрузка по итогам 2023 года составляла около 55%. Т.е. потенциальное развитие малотоннажного производства СПГ в стране пока сильно опережает темпы распространения техники на сжиженном газе. Общее же потребление природного газа автотранспортом по итогам 2023 года составило всего 1,9 млрд м³ – это капля в море, по сравнению с объемом потребления жидких топлив. Поэтому если говорить о влиянии СПГ-заводов на топливный рынок страны, то можно констатировать, что влияние практически отсутствует.

НГВ: *Как на бизнес влияют высокие ставки? И на крупный, и на МСБ? Может ли сегодня бизнес обходиться без кредитов? Сколько он может позволить отчислять в НИОКР? Как это отразится на развитии технологий?*

А. Котов: Первым следствием жесткой денежно-кредитной политики Центрального банка станет сокращение объемов кредитования, в т.ч. ипотечного, что может стать причиной снижения темпов роста переработки нефтехимической продукции (прежде всего полимеров) внутри страны ввиду уменьшения объемов строительства и недоступности кредитов для закупки нового оборудования по производству пластиковых изделий (сегмент выпуска готовых изделий, представленный в основном МСБ). Что касается непосредственно реализации крупных проектов, то находящиеся в активной или завершающей стадии (например, «Амурский ГХК» или «Иркутский завод полимеров») будут завершены, несмотря на фактическую недоступность кредитования в стране. Проекты же, находящиеся на начальной стадии и не имеющие господдержки, встанут на паузу. Пострадает и НИОКР – это тоже про долгосрочное развитие, а когда бизнес ставят перед проблемой выживания, все связанное с долгосрочным развитием также откладывается до лучших времен. Очевидно, что все это негативным образом отразится на развитии технологий в стране и машиностроении.

НГВ: Как складывается сбыт нефтехимической продукции на рынке БРИКС? На что есть спрос на внутреннем рынке? Какова динамика спроса на внутреннем и внешнем рынке?

А. Котов: Сегодня, наряду с Турцией, рынки стран БРИКС (прежде всего, Китая и Индии) являются основными для сбыта российской нефтехимической продукции. Основу поставок, как и до 2022 года, составляют profitные продукты, производство которых значительно превосходит внутренний спрос – это полиэтилен, полипропилен и синтетические каучуки. При этом необходимость переориентации экспорта с премиального европейского на более высококонкурентный азиатский рынок существенно снизило доходность поставок ввиду более низких цен в Азии и возросших логистических издержек. Именно по этой причине конкуренция за покупателя на растущем даже в условиях внешнего давления внутреннем рынке выросла. Например, внутренний рынок крупнотоннажных полимеров (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС и ПЭТФ) восстановился после небольшого снижения в 2022 году и по итогам прошлого года показал относительно 2023 года рост на 3,5% до 7 млн т. Экспорт крупнотоннажных полимеров из России в 2024 году, по предварительной оценке, остался на уровне 2023 года и составил 1,7 млн т.

НГВ: Какие успехи можно отметить в технологиях гидрокрекинга, применения отечественных катализаторов, производства собственных водородных установок, улавливания углерода на НПЗ?

А. Котов: К сожалению, здесь нельзя похвастаться грандиозными успехами. Все современные установки гидрокрекинга, введенные в рамках выполнения программы модернизации российских НПЗ, построены по иностранным лицензиям. Катализаторы гидропроцессов (гидрокрекинг, гидроочистка) также преимущественно иностранные. Проект строительства фабрики по производству собственных катализаторов гидропроцессов реализует компания «Газпром нефть». Предприятие спроектировано по принципу полного технологического цикла и обеспечит выпуск 21 тыс. тонн катализаторов процессов гидроочистки и гидрокрекинга в год, что позволит обеспечить потребности всего внутреннего рынка. Но сроки окончания проекта неоднократно сдвигались – на строительство также оказали влияние рестрикции с запретом на поставку в РФ оборудования из недружественных стран.

Тем не менее в части катализаторов для прочих процессов нефтепереработки есть определенные успехи, в частности наращивает применение собственных каталитических систем на своих НПЗ «Роснефть», увеличивают объем производства и расширяют ассортимент выпускаемой продукции независимые отечественные производители катализаторов и присадок.

НГВ: Как оцениваете регулятивную политику власти в отношении сегмента переработки? Как отражается фискальная политика на отрасли?

А. Котов: К сожалению, вынуждены констатировать, что регулирование сегмента нефтепереработки носит скорее характер тушения возникающих пожаров, либо попыток не допустить этот пожар при отсутствии по-настоящему долгосрочной стратегии развития. Тот же механизм топливного демпфера, который поначалу являлся временным решением вопроса резкого роста цен на бензин и дизельное топливо на внутреннем рынке, пережил уже множество корректировок и продолжает функционировать. При этом даже министр финансов Силуанов, выступая в июне прошлого года в Госдуме, признал несовершенство механизма демпфера, но при этом в очередной раз подтвердил его необходимость.

В то же самое время, представители отрасли заявляют, что долгосрочное планирование развития компаний и реализация дорогостоящих инвестпроектов невозможно в условиях, когда налоговая система регулярно претерпевает те или иные изменения. Например, с января текущего года снова выросли топливные акцизы на величину выше, чем предполагалось ранее. Что естественно снова повлечёт за собой опережающий инфляцию рост цен как в оптовом, так и розничном сегментах рынка. После чего, скорее всего, снова будет активирован ручной режим сдерживания розничных цен на топливо, а это уже в самой ближайшей перспективе может привести к ещё большей деградации независимого сектора автозаправочного бизнеса. Для крупных городов и центральной части страны это не является критичной проблемой, но, например, в Сибири и на Дальнем Востоке доля независимых АЗС очень велика, и их постепенная гибель приведёт к ещё большему усложнению и без того непростой ситуации на региональных рынках. Ещё одним фактором, который будет в долгосрочной перспективе оказывать серьёзное влияние на рынок, является денежно-кредитная политика ЦБ.

Так, в конце 2024 года глава «Роснефти» Игорь Сечин заявил, что вследствие повышения ключевой ставки, налогов и тарифов естественных монополий компания, возможно, перенесёт сроки модернизации своих нефтеперерабатывающих заводов. По словам топ-менеджера, из-за растущих издержек на фоне снижения прибыли инвестпрограмма компании теряет свою эффективность. А остановка программы модернизации крупнейшей нефтяной компании страны приведет к тому, что не будут выполнены планы Минэнерго по наращиванию производства бензинов и дизтоплива в России, это означает, что, по крайней мере, в среднесрочной перспективе рынок будет пребывать в состоянии достаточно хрупкого баланса (речь прежде всего здесь о сегментах рынка АИ-95 и зимнего дизтоплива), и любой форс-мажор будет приводить к дисбалансу. 



9-11
АПРЕЛЯ 2025

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

27-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

**ЗАЩИТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ,
ТРУБОПРОВОДОВ, МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ И ОБЪЕКТОВ ТЭК**

ДЕМОНСТРАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕМАТИКАМ:

- подготовка поверхности
- защитные материалы и покрытия
- электрохимическая защита
- оборудование для нанесения покрытий
- техническая диагностика и контроль качества
- техническое обслуживание и ремонт

**НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ»**

**ОДНОВРЕМЕННО
С ВЫСТАВКОЙ-КОНГРЕССОМ «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»
ПРОЙДУТ ОТРАСЛЕВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ:**

**РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ,
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ»,
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING»**



ОФИЦИАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ОРГАНИЗАТОР



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

+7 (812) 240 40 40 (доб. 2207)
corrosion.expoforum.ru

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
О ПРОЕКТЕ - В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!
[@corrosion_expo](https://t.me/corrosion_expo)





АВРАЛ В ЗАОКЕАНСКОМ ТЭК МОЖЕТ ВЫЙТИ БОКОМ

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ

Кандидат политических наук

Объявив чрезвычайное положение в американской энергетике, Дональд Трамп, возможно, допустил ошибку – он намерен снизить цены на нефть, давя на ОПЕК и весь Исламский мир, а также на Мексику и Канаду. Это, как говорится, too much.

Среди почти 200 указов, подписанных лидером Соединенных Штатов в первые дни его правления, едва ли не самым сенсационным стал декрет об особом периоде в истории энергетического сектора экономики США на ближайшие годы. Правда, эксперты по берегам Атлантики давно писали, что амбициозный республиканец, отодвигая зеленый переход на задний план, анонсирует воз-

врат сверхдержавы к приоритету ископаемого топлива в духе заповеди: Drill, baby, drill! Но мало кто ожидал, что этому придастся ореол якобы спасительной чрезвычайщины. По объему ожидаемой отдачи этот процесс, быть может, приравнен к реализации главного обещания Трампа электорату страны – вытеснению чуть ли не 12 млн иммигрантов обратно в Латинскую Америку или Африку.

Беспредел для освобождаемого от лимитов апстрима

Под разведку и добычу выделены огромные месторождения континента. Это не только кладовые в сердце материка, но и северо-восток, да и западное побережье США. И не только испещренный недавними, вышедшими под занавес запретами Байдена Мексиканский залив, который уже переименован в... залив Америки! Это еще и обширные территории ледяного безмолвия на девственной Аляске. Ведь там отныне открыты под освоение и разработку самые перспективные нефтегазоносные блоки Национального Арктического заповедника дикой природы (Arctic National Wildlife Refuge). Обо всем этом Трамп громко предупредил не только под сводами Капитолия, но и в своем видеообращении к делегатам Всемирного экономического форума в Давосе.

Что же касается углеводородных запасов Канады и Гренландии, то остается подождать, как будут разворачиваться события. Все это, как и табу, введенное Трампом на генерацию электроэнергии с помощью якобы бесполезных офшорно-ветровых ферм и целых парков на глубоководье, призвано раз и навсегда предотвратить топливно-энергетический спад в США.

Но просматривается ли он в действительности – этот пресловутый кризис в традиционных сферах тамошнего ТЭК? Ведь если Трапом официально объявлена чрезвычайная ситуация общенационального характера, то должно же существовать что-либо из ряда вон выходящее, что не дает властям и капитанам отрасли спокойно спать.

Что ж, на поверхности возникает подчас впечатлительное, будто такие страхи вполне осязаемы. «Команда Трампа характеризует состояние энергетического сектора как нечто находящееся под смертельной угрозой», – пишет на ленте канала Forbes обозреватель Эрик Шерман. Соединенные Штаты выглядят при этом чуть ли не мечущимся субъектом, который, по его словам, балансирует на грани своей же небезопасности в энергетике. На деле же трудно представить себе нечто более далекое от реалий, чем это сгущение страстей.

Говоря по чести, нефтянка переживает в США золотой век

Не станем спорить: кризисно-мрачные времена в американской энергетике и впрямь бывали. Этого нельзя отрицать. Так, арабское танкерное эмбарго октября 1973-го, начатое Саудовской Аравией и другими нефтяными монархиями Персидского залива в знак протеста против Вашингтонской поддержки израильской войны Судного дня на Синайском полуострове, – точно из разряда таких драматичных для США периодов новейшей истории.

Да, в ту приснопамятную эпоху привозного углеводородного сырья для заокеанских НПЗ отчаянно не хватало. Однако позднее случалось подчас и наоборот, когда ведущая рыночная экономика страдала от... сверхдешевых поставок черного золота вкупе с собственным буровым бумом! Так было, например, во время рецессии энергорынка 2014-2016 годов. Из той полосы и Америка, и весь мир вышли с огромными потерями и большим трудом.

Но наблюдается ли что-нибудь похожее сегодня? Можно ли, например, сказать, что немалые уступки ушедшей байденовской команды климатическому лобби, в том числе замораживание самых ненавистных экологическому сообществу проектов, нанесли архаичному апстриму непоправимый удар, и он мается теперь в тисках тяжелейшего спада? Ничего подобного! Сверхдержава находится на пике своего нефтегазового могущества. Хотя, конечно, половину ресурсов приходится по-прежнему импортировать – настолько велика лидирующая в рядах G7 экономика США.

Доведя (в ходе второго витка сланцевой революции) свою среднесуточную нефтедобычу до 13,4 млн баррелей, Соединенные Штаты вырвались далеко вперед. Они обеспечивают сегодня уже 20,1% мирового производства жидких углеводородов. The Energy Institute Statistical Review of World Energy свидетельствует еще и о том, что по природному газу пропорциональная доля американского ТЭК, без сомнений, тоже очень велика. Да, она превышает 25,5% от глобального объема. Все эти цифры убедительно говорят сами за себя.

Ни дефицит, ни дороговизна пока не нависли, но...

Вот уже несколько лет американский рынок бензина, дизельного топлива и смазочных материалов относительно стабилен. Более того, он благоприятен для оптовых и розничных потребителей.

Впрочем, еще вчера там подавали голос пессимисты. Дескать, невысокие расценки на АЗС недолговечны. Ибо нужны они правящим кругам главным образом для умиротворения электората вплоть до президентских выборов 5-го ноября 2024 года, а дальше хоть трава не расти. Но и намного позже, к середине зимы, никакого «вальса этикеток» на заправках в США так и не началось. 13 января галлон бензина продавался в среднем по стране за \$3,04. Для большинства автомобилистов это более или менее приемлемо.

И все же команда Трампа не так уж голословна, подняв планку тревожных дебатов о судьбах энергетике как таковой. Ибо, пока геологоразведка и добыча, дающие подчас быструю или на худой конец среднесрочную окупаемость и прибыль, едва ли не процветают, да и ВИЭ приведены в действие, обстановка на смежном фронте

обновления самого парка оборудования удручает. Гниет и ржавеет собственно инфраструктура американского ТЭК.

Отработавшие и на суше, и на шельфе скважины, вышки и остовы бывших цехов зачастую не консервируются должным образом, обретая чудовищные, словно в фильмах ужасов, черты угрожающих людям призраков. Провисли над провинциальными городками черные сгустки перепутанных проводов. Множатся утечки нефти и все чаще терпят крушение составы цистерн, срывающихся с рельсов столетней давности. Большой бизнес США перенес за последние десятилетия столько депрессий и неопределенности, что все вышеперечисленное остается катастрофически недофинансированным.

Трамп и новое руководство Минэнерго США об этом знают. Но громко, во весь голос признать такое состояние дел на весь мир нет ни желания, ни физических сил. Гораздо выгоднее и безопаснее (по соображениям престижа) выдвинуть абстрактную формулу: «чрезвычайное положение в энергетике». Мол, понимай как хочешь. Однако при этом есть и конкретный, без каких-либо эмоций, феномен, который ни скрыть, ни затушевать уже невозможно.

От сырьевых игроков требуют повернуться к инфраструктуре

Даже поддерживающий республиканцев канал Fox News не постеснялся озаглавить публикацию (одну из первых в эпоху Трампа): «Энергетический кризис Америки прячется у всех на виду, и он хуже, нежели все то, что вам известно!»

Ключевая тема статьи – шаткое положение генерирующих объектов, как и передающих энергию сетей американского ТЭК. Спрашивается: как обстоят дела на тысячемильных путях между центрами добычи, электростанциями и получающими от них тепло и свет звеньями жилищно-коммунального хозяйства и промышленности? А дела обстоят, видит Бог, очень даже неважно. Суровая зима 2021-2022 годов в Техасе – этом, казалось бы, энергетически продвинутом штате – невольно доказала вышесказанное.

«Сеть электропередач, – пишет эксперт Джозеф Бреттелл, – страдает в США от отчаянной нехватки вложений, отсутствия модернизации. Созданная в 1960-х и 1970-х гг. подотрасль ведет трудную борьбу за свое соответствие новым требованиям надежности и выживания. Мы уже не говорим о том, что над электросетями нависает угроза неспособности справиться с быстрым ростом напряжения, ожидаемого от внедрения в ТЭК новейших технологий. Каких именно? Ну, например, искусственного интеллекта (его федеральный центр под вывеской Stargate с полутриллионной сметной стоимостью и 200 тысячами рабочих рук строится в Техасе – П.Б.),

квантовой компьютеризации или, скажем, потенциально возможной энергетики ядерного синтеза»

Сетует тот же Fox и на то, что отключения света становятся повсюду все более частными и разрушительными по своим последствиям. Все это еще больше усилилось по мере того, как ветшающая инфраструктура стареет под спудом экстремальных погодных условий и потребительского роста... В такой обстановке прежде всего необходима мудрая приверженность задаче обновления американской энергосети. Это означает потребность в выделении значительных федеральных фондов и, кроме того, в пробивании эшелонов бюрократии. Сказанное назрело для того, чтобы ускорить и новостройки, и обновление имеющихся ЛЭП и промежуточных объектов на этих трассах.

Надо, однако, признать, что здесь Fox лукавит. Каналу хорошо известно: госбюджету, тонущему в 36-триллионном долге, не дано покрыть отставание энергосистемы (да еще фрагментарной – П.Б.) с помощью федеральных фондов. Бросить на амбразуру миллиарды долларов способна только одна процветающая отрасль национальной экономики. Это – Его Величество углеводородный ТЭК. Во многом именно поэтому Трамп и продвигает его интересы чрезвычайными методами. Вы сможете, заверяет он нефтяных магнатов, нарастить производство, выправить наш энергобаланс и залить ЕС углеводородами Техаса и Нью-Мексико; но взамен Белый дом попросит вас развернуться лицом к одряхлевшей энергетической инфраструктуре страны.

Прямоком к... кризису

Расчет в общем-то понятный и объяснимый. Но и в нем просматривается серьезный минус, способный в ближайшем будущем коварно подвести республиканскую администрацию с ее новым энергетическим курсом.

Нефте- и газодобыча в Соединенных Штатах, как известно, все больше опирается на обременительную технологию гидроразрыва пласта и весьма дорогостоящего горизонтального бурения у скважинных дельт. Химически активные растворы приходится гидравлически, то есть под сверхдавлением, закачивать на глубину, ломая стены скалистой породы для высвобождения теперь уже объединенных потоков сырья и их подъема на поверхность.

Все это по силам крупным и подчас средним, но не малым операторам. На такое производство им просто не хватает средств. Выручает разве что доступ к обычным – конвенциональным – месторождениям, откуда сырье пока еще тоже можно продавать за приемлемую цену. Но Трамп хочет от всех игроков, больших и не очень, удешевления черного золота, не так ли? В общем, если только супермейджоры, как это сегодня пропове-



дуются с Потомака, смело развернутся во всю свою богатырскую ширь, то слабым компаниям нижнего звена будет нечего делать. Вместе с ними может лишиться заработка и немалая часть скромных владельцев небольших нефтеносных участков – лэндлордов, живущих на природную ренту.

Иными словами, без устойчивых доходов останется целая армия (между прочим, патриотически настроенных) американцев, которые голосовали в основном за предпринимательский порыв несгибаемого республиканца.

«Циклическая природа нефтедобычи, – отмечает упомянутый выше Forbes, – с присущим ей разрывом между высокими и низкими ценами, как и крахом многих игроков на рынках, полностью вызвана игрой между предложением и спросом. Поговорите с теми, кто провел в этой отрасли годы. И вы услышите о периодах, когда компании всеми силами наращивали буровые работы и добычу. Но это же может обернуться излишками выкачанной нефти со спадом цен – подчас радикальным. Немало операторов вовсе не высшей лиги в Америке, работая с технологией гидроразрыва (более дорогостоящей, чем обычное бурение) попадают в беду, едва соотношение издержек и объемов добычи падает ниже определенных линий».

Иными словами, безудержно раскручивая спираль сланцевой революции с обещаниями налоговых скидок и прочих привилегий, Трамп многим рискует. Рискует, прежде всего, развязыванием глубокого циклического кризиса в ТЭК США. А далее – и в других секторах многопро-

фильного хозяйства своей страны. Уж не забыл ли азартный бизнесмен о таких азах политэкономии?

На самом деле у Трампа больше политики, чем экономики

Между тем, избежать наступления депрессии или как минимум заведомо сгладить ее остроту пока еще можно. Для этого надо хотя бы отчасти реабилитировать, возродить в правах возобновляемый ТЭК. Но сердитые республиканцы никак не могут этого сделать. Они не хотят забывать об ультимативности Парижского соглашения и о диктате недавних фаворитов Белого дома – капитанов сектора ВИЭ. Как не забыт и вклад спонсоров зеленого перехода в травлю Трампа – следственную, судебную, политическую, медийную и т.д.

«Ну а нефть – увы, невозобновляемая субстанция, – провел раздражающий республиканцев рубеж Шерман. – Вот почему надо все же приглядываться к энергии ветра, солнца, прилива, геотермальных ресурсов... Но все они, став сферами исследований и развития, зависят от заинтересованности страны, о которой идет речь. Если вести экспансию в ходе узкого энергообеспечения, которое сосредоточено на нефти и газе при досадном ковылянии иных (пока хромающих – П.Б.) потенциальных источников, то к этой практике, скажем с сожалением, подходит иная дефиниция. Скорее, – говорит тот же Шерман, – мы имеем дело с тягой к личной и корпоративной прибыли,

чем с прочной программой национального уровня. Приrost добычи и переработки сырья не обязательно ведет к созданию более здоровой экономики. И, между прочим, он может потенциально означать огромные потери для инвесторов».

...Сегодня многие говорят о деловой, предпринимательской окраске новой президентской философии в Вашингтоне. Мол, г-н Трамп чаще пользуется словом «сделка», чем терминологией политического свойства. Позвольте же, однако, подвергнуть эти взгляды сомнению хотя бы в сфере энергетики. Увы, здесь у главы республиканской администрации гораздо больше воинственной и даже азартной политики, чем осторожно трезвых критериев экономики.

Примеров тому хоть отбавляй. Но ярче всего доминирование политических мотивов над истинными запросами ТЭК в Новом и Старом Свете выявилось в январе 2025-го. Это сказалось в новых призывах президента США и его команды к обвальному удешевлению нефти и газа на мировом рынке. Трамп, выступая с позиций глобальной гегемонии, не преминул удивиться тому, что еще в период его избирательной кампании якобы провинились Эр-Рияд и другие звенья ОПЕК. Это ведь они не дали крупного прироста производства и, как следствие, снижения цен. Как будто альянс экспортеров обязан послушно ослаблять вентили на простаивающей части своих месторождений по капризной указке из США. Да и ради чего?

Оказывается, для очередного удара по российскому нефтеэкспорту – для его обесценивания. И, следовательно, для опустошения казны РФ ради слома способности Москвы продолжать СВО на Донбассе и в Новороссии. «Если бы цена на нефть понизилась, – заявил хозяин Белого дома в давосской речи, – то война между Россией и Украиной закончилась бы немедленно. Ведь сейчас эта котировка высока, причем в достаточной мере для продолжения войны. Вам надо сбить цену на нефть, и тогда вы добьетесь прекращения войны».

Еще больше отличился в русле антирыночной риторики отставной генерал Кит Келлог, назначенный Трампом спецпосланником президента по Украине. Тот ведь вообще дошел в своих прогнозных калькуляциях цены на нефть, подходящей для капитуляции Кремля, до высосанной из пальца цифры – \$45 за баррель.

Если же рассудить здраво...

Как известно, реакция Москвы на эти и созвучные им заявления не замедлила себя ждать. «Мы одни из крупнейших производителей в мире, скажем, нефти, – напомнил в интервью Владимир Путин. – США сейчас вообще занимают первое место, потом Саудовская Аравия, Россия. Но что характерно для российской и, допустим, аме-

риканской экономик? Мы не просто одни из крупнейших производителей энергоресурсов, мы еще и крупнейшие потребители энергоресурсов. А это значит, – подчеркнул далее президент РФ, – что как для нашей, так и для американской экономики, и слишком высокие цены – это плохо, потому что, используя энергоносители, нужно производить другие товары внутри страны, и слишком низкие цены тоже очень плохо, потому что это подрывает инвестиционные возможности энергетических компаний».

Напомним: в мировой торговле всеми товарами нефть превышает 15%. Примерно четверть этого суммарного товарооборота давно уже приходилась на Российскую Федерацию. Уже это неопровержимо свидетельствует о том, что попытки вырубить (будь то полностью или частично) столь весомый сегмент из общеотраслевого глобально-коммерческого контекста не просто злонамеренны, но и по большому счету не очень-то умны. Ибо как можно всерьез бороться за удешевление черного золота, если вы практически изолируете экспортный потенциал российского ТЭК?! Но коль скоро вы уже прибегли к этому алогизму, то перестаньте же давить на арабов с непомерным требованием полностью возместить образовавшуюся на рынке нехватку.

Впрочем, невзирая на эти трезвые оговорки, азарт политических интриг и домогательств переливается за океаном через край. И берет незаслуженный верх над практическими соображениями финансово-экономического порядка. Это очевидно не только на фоне пока еще не остановленной, несмотря на обнадеживающие подвижки эр-риядских переговоров, дуэли Белого дома с Кремлем. Неприятные парадоксы множатся еще и в ТЭК самой же Америки. Так, лозунг *Drill, baby, drill!* отнюдь не дает увеличения числа рабочих мест; и даже при буровом подъеме число действующих нынешней зимой в США буровых установок не раз снижалось. За лос-анджелесские пожары с их как минимум 250-миллиардным ущербом можно сколько угодно ругать не справившихся демократов во главе с губернатором Гэвином Ньюсомом. Но в целом политизация этого вопроса (как такового), причем в контексте острой критики калифорнийского ТЭК задним числом, мало что дает Трампу.

Топливо от соседей? Обойдемся!

Мексикю и Канаду как своих ближайших, но опять-таки несговорчивых соседей, Трамп третирует в первую очередь тоже военно-политическими и административно-трансграничными методами. Страну кленового листа, как известно, намечается завлечь под свою длань как новый, гигантский по территории 51-й штат США(!).

Но осознает ли Трамп, что это привело бы (в конечном счете) к подрыву его же власти? Подавляющий сегмент из 40 млн канадцев придерживается, увы, либе-

ральной идеологии, симпатизируя американским демократам. Иммигрантские, расово-этнические, трансгендерные и религиозные общины с одобрительным восторгом выдвинуты на передний план. Поэтому впустить десятки канадских депутатов в палату представителей и сенат Соединенных Штатов – значит своими же руками опрокинуть республиканский перевес в Капитолии, создав условия для... свержения главы государства! Военизация границы с Мексикой предвещает Трампу отнюдь не меньше проблем.

Но самое любопытное заключено в том, что все это фатально ударило бы как раз по той топливно-энергетической сфере США, за которую новая администрация ратует громко, но как-то односторонне. Вот, к примеру, Трамп угрожает резким повышением импортно-таможенных тарифов и Оттаве, и Мехико. Но в результате этого может пострадать столь важное обещание президента своим соотечественникам, как дешевизна бензина.

«А ведь недавно, в ходе избирательной кампании, Трамп поклялся дать американцам расценки на АЗС ниже двух долларов за галлон, – вещает CNN. – Но теперь аналитики настроены скептически в отношении выполнимости этого обязательства, как и в отношении подлинности таких намерений со стороны Трампа и нефтяной промышленности, которая его поддерживала. Мало того, дела вообще-то обстоят гораздо хуже. Планируемые (против канадских и мексиканских экспортеров топлива в США – П.Б.) тарифы смогут и в целом подтолкнуть горячее в противоположном направлении».

И ведь все это потому, добавил обозреватель Мэтт Иган, что Канада стала ведущим для США источником

нефти из-за рубежа. Вместе с Мексикой наш северный сосед давал в 2023 году 71% всего американского импорта жидких углеводородов. В докладе исследовательской службы федерального Конгресса подытоживается: тарифы на канадскую и мексиканскую нефть способны подстегнуть в США розничные цены на бензин, дизельное топливо и другие нефтепродукты, причем особенно в тех регионах, которые больше всего зависят от поставок сырья с северной стороны границы. Если (пока не поздно – П.Б.) не исключить нефть Канады из новой тарифной сетки, то цены на заправку автомобиля в Штатах смогут подпрыгнуть на 20, а то и на 50 центов в пересчете на галлон. Во всяком случае, так произойдет на Великих озерах, ибо тамошние НПЗ полагаются именно на канадскую нефть.

С этим согласен и шеф отдела отраслевых исследований в консалтинге GasBuddy Патрик де Хаан. Он же считает, что рискуют повыситься, хотя и не так сильно, расценки на американском Среднем Западе, в Скалистых горах и на северо-востоке США, куда ввозится готовое горючее с заводов соседней страны – из Нью-Брунсвика и Квебека... Но вот беда: г-н Трамп отбросил эти доводы. Он вообще отрицает, что экономика США зависит от импорта из Канады и Мексики. «Не нужно, чтобы они выпускали для нас автомобили, – отмахнулся президент, обратившись к аудитории Давоса и отвергнув любые намеки на преимущества континентальной интеграции. – Нам не нужна их древесина, поскольку мы располагаем собственными лесными массивами. Не нужны их нефть и газ. У нас самих больше этого сырья, чем у кого-либо».

Что ж, блажен кто верует... 🇺🇸





МЕКСИКАНСКИЕ «ВОРОТА» АМЕРИКАНСКОГО ГАЗА

ЮРИЙ МОСКВИТИН

Независимый эксперт

На энергетической карте мира сформировался и развивается новый регион – Латинская Америка. Бразилия доказала продуктивность своих подсолевых месторождений, Гайана год от года увеличивает запасы и добычу, Аргентина сделала ставку на сланцевую площадь Vaca Muerta, а Мексика в 2024 году начала экспортировать СПГ с проекта Altamira FLNG. Но сделала она это хитро: страна сжижает газ, полученный по трубопроводам из США со сланцевых месторождений Пермского бассейна. Таким образом, это не экспортер СПГ в чистом виде, а еще один канал сбыта для США. Такая схема рабочая и, судя по планам Мексики, будет расширяться. Причем заводы могут появиться не только на восточном побережье страны, но и на западном, откуда короче путь на азиатские рынки.

Полку экспортеров СПГ прибыло

15 октября 2024 года агентство Platts [1] сообщило новость, в которую еще год назад было бы сложно поверить. Мексика вошла в число стран-экспортеров СПГ. Американская компания New Fortress Energy отгрузила первую его партию в 59 тыс. тонн с проекта Altamira FLNG на газозов Energos Princess, который направился в Нидерланды, на терминал Gates. Таким образом, самый дешевый североамериканский газ вышел на премиальный европейский рынок, но не из США, а из их южного соседа. В этой истории есть несколько нетипичных моментов.

На сайте New Fortress нет информации об отгрузке первой партии СПГ, но почему-то есть релиз про третью [2], которая произошла 25 октября. Груз направился в Пуэрто-Рико, хотя туда же СПГ мог поставить любой американский проект в Мексиканском заливе. Департамент энергетики США в январе 2024 года запретил новые экспортные проекты и не выдавал на них разрешений. Тем не менее в августе прошлого года он выдал экспортную лицензию для нового экспортера – New Fortress. Это единственная компания, которая в прошлом году получила право на поставки СПГ в страны, не имеющие с США соглашения о свободной торговле (FTA, free trade agreement). Так Мексика стала единственной новой страной в плеяде СПГ-экспортеров. Однако это место должен был занять Сенегал, но оператор проекта BP несколько раз откладывал пуск Greater Tortue Ahmeyim (GTA) в водах на границе с Мавританией. Сначала мейджор говорил о пуске в конце 2024 года, потом о начале 2025 года, не сообщая даты. Таким образом, Мексика без лишнего шума и помпы опередила Сенегал. В 2024 году кроме латиноамериканской страны заработал еще один проект – российский «Арктик СПГ 2» (первая очередь). Однако мексиканский проект интересен не мощностью и не сроками реализации, он открыл новые логистические возможности для газа из США в дополнение к их восьми действующим проектам и восьми строящимся.

Главная странность этой истории в том, что газ по происхождению – американский, оператор Altamira FLNG, компания New Fortress, тоже «прописана» в США, но СПГ произведен в Мексике и отгружен с ее территории. Таких трансграничных экспортных схем до сих пор не было... Вероятно, это новая, уже третья модель в этой отрасли. Большинство крупных компаний производят СПГ на собственной ресурсной базе, оператор СПГ-завода и месторождения обычно один и тот же. Так делают в большинстве стран его крупных поставщиков – Катар, Австралия, Россия. В США модель иная принципиально. Операторы заводов, как правило, используют не свой собственный газ, а купленный на рынке у третьих сторон по контрактам или на споте – что не важно. Операторы заводов фактически «оказывают услуги по сжижению», но

продают СПГ по контрактам от своего имени. Этим такая модель отличается от работающего в нефтепереработке процессинга или давальческой схемы. При ней НПЗ, независимый или входящий в ВИНК, получает нефть от некой добычной компании и делает из нее нефтепродукты. Собственником топлив остается та же компания, которая добыла нефть и получила услугу по ее переработке. Для американского СПГ далеко не всегда можно понять, кто производитель газа, который завод принял на сжижение. Впрочем, потребителю это не важно, он имеет контракт с производителем СПГ, а не газа, добычные компании и месторождения ему не важно знать. Впрочем, страна происхождения СПГ покупателю тоже не особо важна. Транспортная инфраструктура Мексики позволяет забирать газ в США и доставлять его внутрь страны. На карте, опубликованной Администрацией по энергетической информации США [3], видно, что основные магистрали Мексики идут с севера, от американской границы на юг, в центральные районы (см. рис. 1. «Карта газовой инфраструктуры Мексики»).

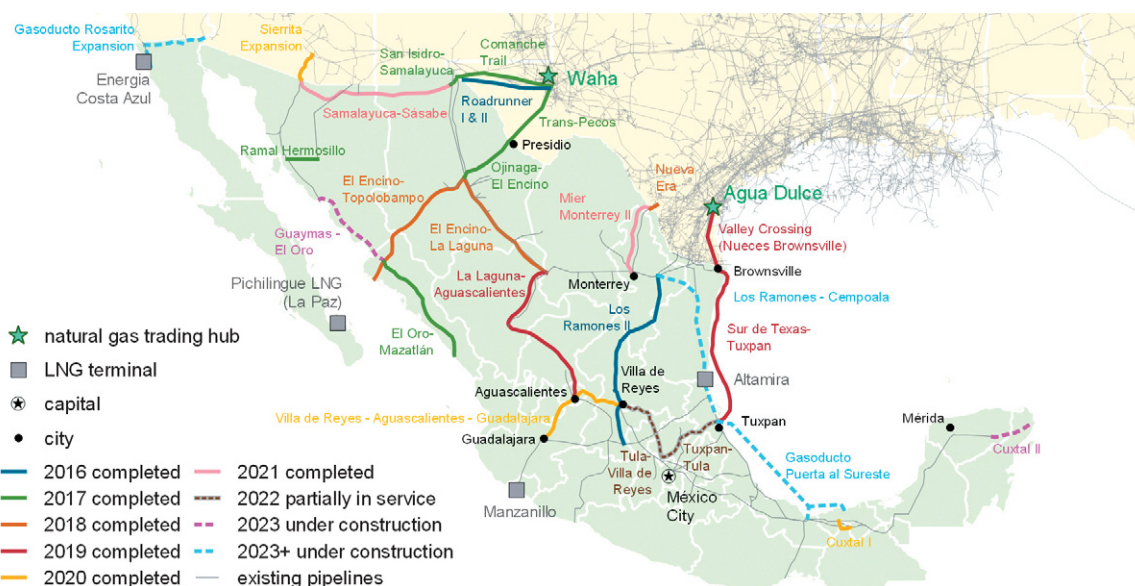
Для Мексики первые поставки в Европу и в Карибский регион – не лучшее решение с точки зрения рынка. На них американский газ конкурирует с американским же газом, хоть и сжиженным в другой стране. Вряд ли такая ситуация понравится новому президенту США

Мексика развила американскую модель СПГ-бизнеса: она перенесла сжижение на свою территорию. Это единственный случай в отрасли. До сих пор газ сжижали в той же стране, в которой его добывали. Что же такая модель может принести в мировую торговлю нового? И чей по происхождению будет СПГ – из страны, добывшей газ, или из страны, которая на своей территории его сжижала и отгружала?

Fast LNF – быстрый вход на СПГ-рынок

По данным Global Energy Monitor [4], пока на Altamira FLNG работает одна линия мощностью 1,4 млн тонн СПГ в год, вторая строится и должна быть готова к вводу в эксплуатацию в 2026 году, еще три находятся на этапе проработки. Все они рассчитаны на 1,4 млн тонн. По мировым меркам это совсем немного. Например, на «Ямал СПГ» работают три линии по 5,5 млн тонн и еще одна в 900 тыс. Причина в конструктивных особенностях мексиканских заводов. Они все морские и расположены не на специально построенных для сжижения конструкциях, как это реализовано, например, в «Арктик СПГ 2». New Fortress

Рис. 1. Карта газовой инфраструктуры Мексики



выбрала самое простое решение – устанавливать линии на бывших буровых платформах полупогруженного типа (jack up platform). Они раньше использовались только для морского бурения. Это большие, но ограниченные по габаритам сооружения, поэтому и линии мощностью больше 1,4 млн тонн в год оператор на них не размещает. Таких полупогруженных буровых платформ в мире работает более 500 единиц от Африки до Арктики. По мере завершения сроков их эксплуатации по прямому назначению, т.е. для морского бурения, часть их может быть перепрофилирована для размещения линий по производству СПГ.

Мексика развила американскую модель СПГ-бизнеса: она перенесла сжижение на свою территорию. Это единственный случай в отрасли

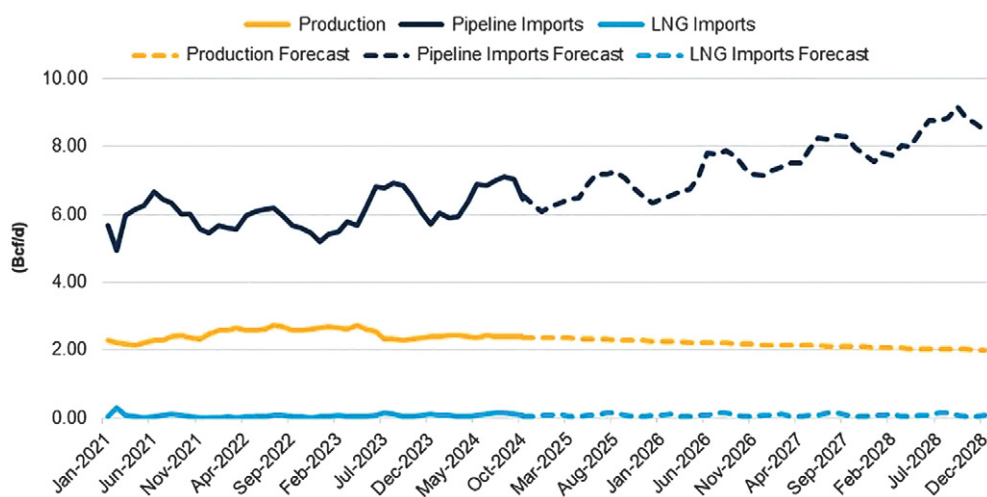
Уход производства СПГ в море не сегодняшняя новость. Первый подобный проект предложил Exxon в 1997 году, т.е. еще до слияния с Mobil. Через год аналогичную идею предложил Chevron. В 2016 году начали работу сразу три плавучих завода – Prelude (Shell), PFLNG1 и PFLNG2 (оба – Petronas). Они реализованы на платформах большого водоизмещения, которые крепятся ко дну якорями, а опоры играют роль стабилизаторов конструкций в условиях течений и волн. Это надежно, мощность линий может быть большой, но строить такие конструкции долго и дорого. По большому счету у них один плюс – после истощения ресурсной базы завода его можно переместить

в другое место, сколь угодно далекое от берега, и там возобновить производство. Но перемещений пока не было, все крупнотоннажные платформы стоят на местах. Перемещение – возможная опция, которая удорожает проект и может оказаться избыточной.

New Fortress назвала свое новшество технологией Fast LNG – «Быстрый СПГ». Действительно, на переоборудование платформ достаточно года-полутора. Таким образом, они дают компаниям скорейший выход на рынок. Для каждой линии требуется три полупогруженные платформы. На одной размещается собственно завод – криогенное оборудование и компрессоры. На второй – установка очистки газа и резервуары для хранения СПГ. На третьей – электростанция, жилые помещения для сотрудников и вспомогательное оборудование. Таким образом, на все пять линий Altamira потребуется 15 платформ. Но не обязательно покупать их новыми. На рынке достаточно таких б/у, и они вполне пригодны. Когда они прибывают на место, нет необходимости их перемещать в течение срока работы линии по сжижению, но когда-то в перспективе такая возможность есть.

Проект получил название по одноименному порту Альтамира. В нем с 2006 года работает регазификационный терминал мощностью 4,5 млн тонн в год, который сильно недогружен. В Мексике действуют еще два терминала – Manzanillo (3,8 млн тонн в год) и Costa Azul (7,6 млн). Все терминалы стационарные, плавучих терминалов по приему сжиженного газа (FSRU) в стране нет. Наличие этих сооружений позволит возможным будущим СПГ-заводам использовать их инфраструктуру – трубопроводы, резервуары, дороги и энергетические объекты.

Рис. 1. Источники газа в Мексике – текущие и прогноз



Это еще один плюс Мексики как начинающего экспортера. Именно так реализовано большинство экспортных заводов на территории США. Их строили не на пустом месте с нуля (greenfield проекты), а на площадках бывших регазификационных терминалов, ставших ненужными. Такие экспортные проекты на месте действовавших когда-то импортных мощностей (brownfield) позволяют значительно снизить капитальные затраты. Сегодня в США восемь действующих СПГ-заводов, еще столько же находятся на разных этапах строительства, а еще где-то полтора десятка пока еще в обсуждениях, на этапах Pre-FEED. Почти все эти проекты – brownfield. И это одно из главных преимуществ американской СПГ-отрасли.

Суммарные мощности Мексики по регазификации на настоящее время составляют 15,9 млн тонн в год, или 21,9 млрд м³ (при пересчете по коэффициенту 1,38). Но это номинальные мощности, или проектные, по факту они меньше. Даже если считать их по проекту, т.е. почти в 22 млрд кубов – это лишь чуть больше 20% от того, что нужно стране для внутреннего потребления, которое приближается к 100 млрд м³ в год. Собственная добыча – порядка 33 млрд, т.е. треть от потребностей. По прогнозу Natural Gas Intelligence [5], внутреннее производство газа в Мексике хоть и медленно, но будет снижаться в ближайшие пять лет, импорт трубопроводного вырастет, а импорт СПГ останется на прежнем уровне (см. рис. 2. «Источники газа в Мексике – текущие и прогноз»).

Импорт СПГ должен был частично смягчить недостаточное собственное недопроизводство, но с регазификацией в стране не удалось. СПГ по определению дороже трубопроводного газа, поскольку из него же и производится. А США рядом, трубопроводы давно построены, да и американского газа давно уже в избытке, добыча его год к году растет. Поэтому Мексика полагается именно

на трубопроводные поставки из США и является крупнейшим их покупателем – около 50 млрд м³ в год.

Altamira – не единственный производитель СПГ в Мексике, есть еще компания Solensa, но она специализируется на «малотоннажке» и рынок для ее продукции, естественно, небольшой и только внутренний, в основном продукцию использует тяжелая техника и дальнотоннажные грузовики. Газовый транспорт в Мексике не получил развития из-за слабой заправочной инфраструктуры. Аналогов американских «Голубых коридоров» в стране нет. Мексика продолжает импортировать газ, но при этом планирует увеличить его экспорт. Если Altamira выйдет на полную мощность в семь млн тонн в год (пять линий по 1,4 млн), то радикально это рынок СПГ не изменит, но добавит в него оттенки и нюансы, характерные только для Северной Америки.

Спрямление маршрутов поставок СПГ?

СПГ справедливо считается гибким товаром. Действительно, трубопровод, однажды проложенный из одной точки в другую, уже не выкопать и не перенести. Технически это возможно, но экономически это безумие. Танкер-газовоз может пойти от завода куда угодно и к тому же менять порт назначения в пути, причем даже не один раз, если это поставка не по твердому долгосрочному контракту, а по краткосрочному или по споту. Вроде бы танкер – максимальная гибкость, но это так лишь частично. Каждый производитель сжиженного газа имеет предпочтительные рынки его сбыта, обусловленные географической близостью к клиенту.

Для Австралии, Малайзии, Индонезии и Папуа Новой Гвинеи такие рынки расположены в Тихоокеанском бассейне. Это Китай, Япония, Южная Корея и Таиланд. Также

есть и в Индийском океане – собственно Индия и Пакистан. Самый дорогой газ на этих рынках – австралийский. Дело не только в большей величине транспортного плеча, но и в том, что некоторые австралийские проекты используют не природный или сланцевый газ (которого в этой стране пока мизер), но и метан угольных пластов. Австралия – номер два в мире после Индонезии по экспорту угля. Газ на угольных месторождениях – побочный продукт, но стране удалось его монетизировать. Страна с несильно развитой тяжелой промышленностью потребляет порядка 40 млрд м³ газа в год. В постковидном 2022 году Австралия произвела 80,2 млн тонн СПГ, обойдя Катар, хоть и не намного – ближневосточная страна произвела тогда 77,8 млн тонн. Сейчас эти страны номер два и номер три после лидера США с их почти 87 млн. И все производители находят свои рынки, причем ориентируются на те, которые находятся к ним ближе. Мексика, вероятно, пока не определилась с рынками и прощупывает их, исходя из цен и оптимальной для логистики географии.

Габариты судов не единственная сложность на пути американских товаров и СПГ в том числе в Азию

Катар и другие ближневосточные производители СПГ наиболее удачно расположены. Из Персидского залива газ поступает в Европу через Суэцкий канал и в Азию через Малакский пролив. США, когда начали производить СПГ, метались между рынками Европы и Азии. С одной стороны, азиатские цены выше, а с другой, до европейских потребителей ближе – прямо через Атлантику, без узких горлышек в виде каналов и проливов. В России два основных маршрута. С Сахалина ближе всего до Японии и Южной Кореи, танкеру нужно день пути с небольшим. От Ямала путь длиннее, но и себестоимость производства сжиженного газа ниже при температурах в минус десятки градусов по Цельсию, которые держатся на полуострове до 10 месяцев в году. Ниже температура окружающей среды – ниже затраты на электроэнергию для криогенных теплообменников. В этом смысле Ямалу помогает сама природа. В Катаре при жаре за плюс 40 температура – это недостаток. Но выручает гигантское месторождение Северный купол и масштаб производства – в промышленной зоне Рас-Лафан эта страна и производит свои 77 млн тонн в год и уже готовится почти удвоить эти мощности. Но для Мексики первые поставки в Европу и в Карибский регион – не лучшее решение с точки зрения рынка. На них американский газ конкурирует с американским же газом, хоть и сжиженным в другой стране. Вряд ли такая ситуация понравится новому президенту США, который объявил, что будет добиваться максимальных

преференций для американских товаров и ограничивать импорт тарифами.

Тихоокеанское побережье Мексики – прямой доступ США к емким газовым рынкам Китая, Японии, Южной Кореи, Вьетнама и еще к десяткам стран поменьше. США всегда с большим интересом наблюдали за рынками Азии, но вмешивались два фактора. Первый – политический, весьма непростые отношения с КНР. Второй – логистический, это ограничения типоразмеров танкеров в Панамском канале. Даже после его расширения, которое завершилось в 2016 году, крупные суда по нему не ходят. Класс Panamax, определяющий габариты и водоизмещение судов, способных пройти по каналу, стал New Panamax, более крупный класс. Старый предполагал ширину корпуса в 32,3 метра, новый – 49 метров. Но габариты судов не единственная сложность на пути американских товаров и СПГ в том числе в Азию. Искусственное озеро Гатун в последние годы склонно к обмелению из-за засух, а это значит снижение уровня воды в канале. Администрация канала снизила количество проходов судов в сутки с 36 до 30 [6]. Но главное препятствие – очереди на проход судов по каналу. В пробках можно простоять до нескольких недель. Если сжигать американский трубопроводный газ на терминалах на Западе Мексики, то логистические проблемы решаются сами собой, нет нужды в Панамском канале. Даже если США вернут контроль над ним, шире и глубже он не станет, да и желающих сократить маршрут между двумя океанами не уменьшится.

Все СПГ-заводы США находятся в Атлантическом бассейне, на западе страны их нет (завод на Аляске сейчас не работает). На мексиканском побережье Тихого океана есть и глубоководные порты, и газопроводы. Получат ли США для своего СПГ «окно в Азию» через Мексику, будет понятно с началом строительства на тихоокеанском побережье первых экспортных терминалов. Пока это лишь догадки, но в современном нефтегазовом мире путь от идеи до ее воплощения все больше сокращается. ❏

Список литературы

1. <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/lng/101524-mexico-exports-first-lng-to-europe-from-new-fortress-altamira-project-to-gate>
2. <https://ir.newfortressenergy.com/news-releases/news-release-details/new-fortress-energy-provides-update-its-initial-lng-asset-1>
3. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=60120>
4. https://www.gem.wiki/New_Fortress_Altamira_FLNG_Terminal
5. <https://www.naturalgasintel.com/news/can-mexico-natural-gas-infrastructure-keep-pace-with-rising-demand-in-2025/>
6. <https://globalenergyprize.org/ru/2023/11/01/obmelenie-panamskogo-kanala-oslozhnilo-torgovlju-uglevodorodami/>

9-11
АПРЕЛЯ 2025

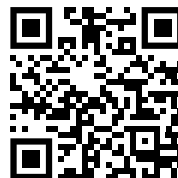


СВАРКА WELDING

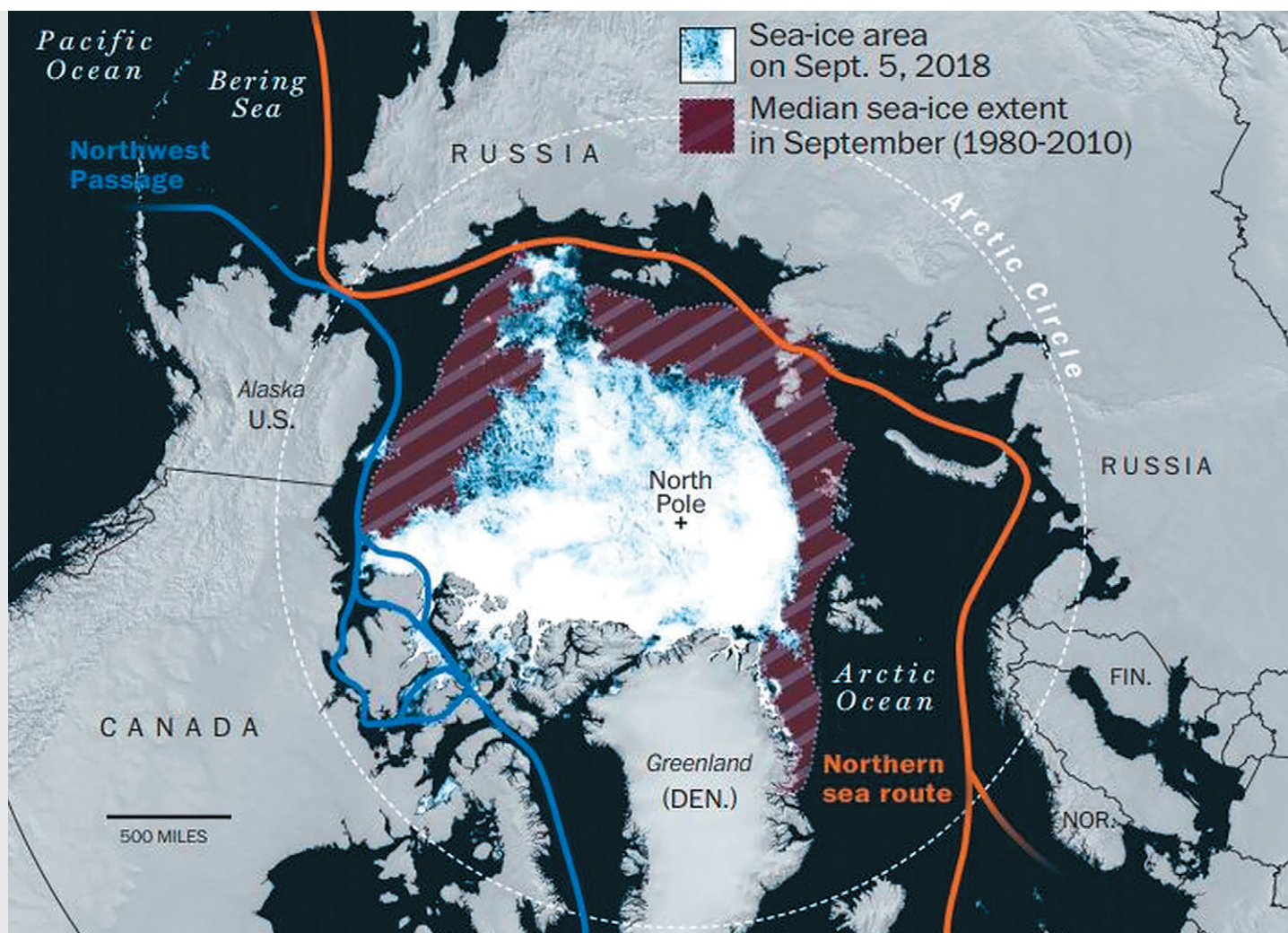
**22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ПО СВАРКЕ, РЕЗКЕ
И РОДСТВЕННЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ**

- » АВТОМАТИЗАЦИЯ И РОБОТИЗАЦИЯ СВАРОЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
- » ОБОРУДОВАНИЕ, МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СВАРКИ, РЕЗКИ, НАПЛАВКИ
- » МОДЕРНИЗАЦИЯ СВАРОЧНЫХ ПРОИЗВОДСТВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ
- » ВНЕДРЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ, ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СВАРОЧНУЮ ОТРАСЛЬ
- » ПОДГОТОВКА И АТТЕСТАЦИЯ СПЕЦИАЛИСТОВ СВАРОЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА
- » КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
- » СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

18+



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



В АРКТИКЕ НАЧИНАЕТСЯ ЖАРА

ЮРИЙ БАНЬКО

Специальный корреспондент в Мурманске

Арктика имеет огромное значение с точки зрения перспектив экономического развития, а также как военно-стратегический плацдарм. У России атомный ледокольный флот есть. Китай, США, Канада, Финляндия озадачены строительством подобных судов, способных осуществлять навигацию во льдах. Задачу упрощают климатические изменения и потепление. Северный морской путь приобретает все большее значение как кратчайший путь из Европы в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. После заявлений президента США Дональда Трампа о желании сделать Канаду 51-м штатом Соединенных Штатов Америки и прикупить Гренландию, находящуюся под протекторатом Дании, будущее Арктики окрашивается новыми тонами.

За географическим названием «Арктика» скрываются окраины материков Евразии и Северной Америки, почти весь Северный Ледовитый океан, прилегающие части Атлантического и Тихого океанов общей площадью 27 млн км². Арктика – это 13 морей, шесть из которых: Баренцево, Белое, Карское, Море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское – омывают берега России.

Арктика поделена на пять секторов между Россией, США, Норвегией, Канадой и Данией. В соответствии с Конвенцией о морском праве, принятой в 1982 году, акватория государств распространяется лишь на арктический шельф, а внешельфовая зона является международной. Россия присоединилась к этому соглашению в 1997 году. По новой конвенции территориальными являются 12 миль прибрежной зоны, а экономической территорией – 200-мильная зона вдоль побережья.

Восемь стран: Россия, Канада, Дания (через Гренландию), Финляндия, Исландия, Норвегия, Швеция, США – входят в Арктический совет.

Правда, и США, и Россия считают, что в Арктический совет не должны входить «околоарктические» государства, такие как Исландия, Швеция и Финляндия, а также стремящийся в этот совет Китай. Бывший госсекретарь США Майкл Помпео заявил, что есть только арктические и неарктические государства, третьих нет.

Принять участие в освоении природных богатств Арктики также хотели бы Индия, ОАЭ, Южная Корея, Бразилия, Сингапур, Турция, Япония, Великобритания, Германия, Италия.

Эти страны не только проводят научные исследования за полярным кругом, но и открыто заявляют о своих экономических и политических интересах в Арктике.

Арктика – это огромные запасы полезных ископаемых, которые сосредоточены не только на суше, но и на шельфе арктических морей. По данным Геологической службы США, запасы нефти и газа составляют 90 млрд баррелей, которых при нынешнем уровне потребления хватит всему человечеству на 145 лет.

Трампа нацелен контролировать Арктику

В октябре 2022-го года США приняли новую стратегию по развитию своего присутствия в Арктике до 2032 года под названием *Regaining Arctic Dominance* («Возвращение господства в Арктике»). Стратегия включает планы по усилению военного присутствия США в Арктике, а главными угрозами объявлены Россия и Китай.

Присоединение к США Канады и контроль над Гренландией позволят контролировать Штатам половину территории Арктики и Северо-Западный проход, что даст масштабный доступ к природным ресурсам. Ведь

там есть запасы почти всех полезных ископаемых, а запасы нефти составляют 52 млрд баррелей, около 3% мировых разведанных запасов. Гренландия богата запасами цветных и редкоземельных металлов, запасы нефти на острове, по предварительным оценкам, составляют около 31,4 млн баррелей нефтяного эквивалента, а природного газа – 4,2 трлн м³.

Идею покупки острова Дональд Трамп выдвигал еще в 2019 году. Эта идея как практика приобретения земли не уникальна. Ведь 40% современной территории США – результат купли-продажи. Территория штата Луизиана была куплена у Наполеона в 1803 году. В 1867 году США приобрели у России Аляску за \$7,2 млн. Тогда же госсекретарь США Уильям Сьюард рассматривал вопрос о покупке Гренландии и Исландии. У Испании была куплена Флорида, выплачены компенсации за захваченные в ходе американо-мексиканской войны части штатов Техас, Верхняя Калифорния, Нью-Мексико, Аризона. Да и у Дании в 1917 году США купили за 25 млн Датскую Вест-Индию – свою часть Виргинских островов. В 1946 году президент США Гарри Трумэн предлагал Дании купить Гренландию за \$100 млн.

В 1953 году США основали на острове военную базу в Туле (ныне Питуффик), которая стала частью системы предупреждения о ракетном нападении. В Гренландии американцы намеревались реализовать проект «Ледяной червь» – строительство в ледяной толще ядерной базы с шестью сотнями межконтинентальных баллистических ракет, которые перемещались бы по железнодорожным путям, проложенным в ледовых тоннелях между 2100 пусковыми шахтами. Правда, проект не был реализован.

Сейчас же Гренландия привлекает США наличием редкоземельных металлов, которых в ее недрах содержится 38 млн тонн, что составляет 12% общемировых запасов. Эти полезные ископаемые тем более важны, что 80% редкоземельных металлов поступает из Китая.

Согласится ли с намерением США Дания и жители Гренландии? Премьер-министр Дании Метте Фредериксен заявила, что Гренландия не продается, выделив для укрепления обороны этого острова €1,5 млрд на закупку двух патрульных кораблей, двух БПЛА дальнего действия в качестве разведчиков и двух собак упряжек.

Премьер-министр острова Муте Эгgede заявил, что Гренландия стремится к независимости, но не рассматривает продажу.

Чтобы прощупать настроение островитян, сын Дональда Трампа посетил Гренландию 7 января 2025 года.

Избранный президентом США Дональд Трамп не прочь сделать Канаду 51-м штатом, что позволит беспрепятственно пользоваться Северо-Западным проходом – морским путем через Канадский Арктический архипелаг из Атлантического в Тихий океан.

Строительство атомного флота

«Арктика может пережить лето без льдов уже в 2030 году, и потеря льдов приведет к оживлению арктических морских путей и повышению доступности подводных ресурсов», – отмечал помощник главы Пентагона по арктическим вопросам Айрис Фергюсон.

Дональд Трамп в свой первый срок руководителя государства подписал «Меморандум о защите национальных интересов США в регионах Арктики и Антарктики», рассчитанный до 2029 года, который предусматривает строительство атомных ледоколов с оборонительным вооружением.

На данный момент США имеют три тяжелых ледокола двух типов Polar и Healy, а также девять ледоколов буксирного типа. Выходить в море могут лишь два линейных ледокола Polar Star.

В 2017 году стартовала программа составления плана строительства новых ледоколов. В 2019 году компания VT Halter Marine получила контракт на проектирование и строительство головного ледокола PSC, а затем еще двух однотипных ледоколов со сроками сдачи ледоколов заказчику в 2024, 2026 и 2027 годах. Однако утратив компетенции в судостроении, США вряд ли получат эти ледоколы в срок. Не случайно в июле 2024 года на саммите НАТО в Вашингтоне США, Канада и Финляндия сформировали консорциум под названием Icebreaker Collaboration Effort или ICE pact по совместному строительству ледоколов.

НАТО в Арктике

С вступлением в НАТО Швеции и Финляндии, входящих в Арктический совет, блок усилил свое присутствие в высоких широтах.

На авиабазе США на Аляске в дополнение к самолетам F-16 и F-22 размещены самолеты и F-35A. Здесь проводятся учения «Арктик Вариор» с участием ВВС США и Канады.

Американцы совершенствуют свою систему противоракетной обороны, прекрасно понимая, что сбить российскую баллистическую ракету проще во время старта и на разгонном участке полета. Именно поэтому в Норвегии в интересах ПРО построена РЛС «Глобус 3», а в случае необходимости в Норвежское и Баренцево море могут прийти эсминцы УРО с системами ПРО ракет-перехватчиков SM-3. С учетом того, что большая часть экономической зоны России – нейтральные воды, США имеют право разместить там свои боевые корабли с системами ПРО.

Присоединение к НАТО Швеции и Финляндии привело к увеличению границы НАТО и России с 1215 до 2600 километров, а командующий вооруженными силами Нор-

вегии Эйрик Кристоффersen в апреле 2024 года призвал «надежно удержать» Россию от нападения на НАТО в Арктике. Сегодня здесь расположено около 50 объектов военной инфраструктуры Альянса. В их числе 22 аэродрома, 23 военно-морские базы, пункты базирования, мощные радиолокационные станции. Аэродромы Норвегии и Финляндии, их воздушное пространство активно осваиваются стратегической авиацией США, а в норвежскую военно-морскую базу близ Тромсе постоянно заходят американские и английские атомные подводные лодки. На территории этих стран на постоянной основе проводятся крупномасштабные учения стран блока НАТО с привлечением десятков тысяч военнослужащих и развертыванием огромного количества военной техники.

В марте 2023 года состоялись крупномасштабные учения Joint Viking 2023 с участием 20 тысяч норвежских военных и военнослужащих еще восьми стран, включая США, Канаду, Германию, Францию.

В ходе учений Nordic Response 2024 в Норвегии, Швеции и Финляндии отрабатывались наступательные операции против России. В учениях приняли участие 20 тысяч военнослужащих из 14 стран, более 100 самолетов и 50 кораблей.

Еще более масштабными были учения Steadfast Defender 2024 с участием 90 тысяч военнослужащих из всех 32 стран НАТО, которые проводились в Восточной Европе.

Снежный дракон стремится на Север

Интерес к Арктике проявляют не только восемь государств, входящих в Арктический совет, но и Китай. В 2018 году Китай официально объявил себя «околоарктическим государством» и имеет полное право на использование ресурсов региона, а также участие в управлении им. КНР планирует проводить разведку и добычу нефти, газа и минеральных полезных ископаемых, использовать морские транспортные пути.

Еще в 2010 году сотрудник Даляньского морского университета Ли Чженфу отмечал: «Тот, кто получит контроль над арктическим маршрутом, будет контролировать новый путь мировой экономики».

Учитывая государственную поддержку, наличие огромных финансовых ресурсов, мощную судостроительную промышленность, нет сомнения, что в ближайшие годы у Китая появятся новые мощные атомные ледоколы.

В свое время китайский контр-адмирал в отставке Инь Чжо сказал: «Арктика принадлежит всем людям мира, так как ни одна нация не обладает суверенитетом над ней». Китай, сказал он, должен также иметь долю ресурсов региона.

Чтобы решать эти задачи, нужны ледоколы. И Китай активно работает в этом направлении, приступив к строи-

тельству атомного ледокола, который станет третьим после двух дизель-электрических «Суэлун-1» и «Суэлун-2». China General Nuclear Power Group планирует к 2025 году завершить строительство атомного ледокола, оснащенного двумя ядерными установками, водоизмещением 30 тысяч тонн, длиной 152 метра, шириной 30 метров, осадкой 18 метров, способного преодолевать двухметровые ледовые поля. С помощью этого ледокола на глубоководном аппарате планируется отправить китайских исследователей на дно Северного Ледовитого океана.

«Суэлун-2» («Снежный дракон-2») собственной постройки, водоизмещением 14 тысяч тонн, имея два «Азипода», может преодолевать льды толщиной до 1,5 метров.

В январе 2018 года Госсовет КНР издал первую Белую книгу по политике в Арктике. В ней говорится о намерении создать торговые маршруты в рамках инициативы «Полярный шелковый путь». Заявлено и о намерении добывать в Арктике нефть и газ. Китай наметил пять опорных портов в Арктике – Мурманск, Архангельск, Сабетту, Тиски и Уэлен.

Китай хотел бы проводить свои суда по СМП собственными ледоколами, разработать выгодную ценовую политику ледокольного обеспечения, чтобы заниматься проводкой по СМП судов других стран. Во избежание конфликтов с Россией, КНР хотела предложить идею создания совместной компании по управлению СМП. Более того, в 2014 году Китай планировал создать совместное с Россией Арктическое пароходство. Но против этой идеи выступила не только Россия, но и Япония и Норвегия.

Идея интернационализации СМП рассматривалась руководством России как угроза, и прилагались все усилия для противодействия ей.

В этих условиях Россия просто обязана быть готовой к противодействию возможным угрозам, которые могут возникнуть в Арктике.

Следует отметить, что в Арктике сталкиваются интересы Китая и США. Во всех своих доктринальных документах США называют КНР главным конкурентом, в том числе и в Арктике. И это противостояние будет только нарастать. Ведь Арктика – это громадные природные минеральные и биологические ресурсы. И в ряде вопросов США находятся в роли догоняющего. По количеству ледоколов и темпам их строительства Китай уже обогнал США. Кроме этого, Китай активно сотрудничает в Арктике не только с Россией, но и в зоне интересов США – с Исландией и Гренландией.

Китайская компания Hainan Yangpu Newnew Shipping нарабатала опыт плавания по СМП, совершив восемь плаваний своими пятью судами по СМП. Китай имеет 14 контейнеровозов и шесть судов хевилифтеров для перевозки крупных грузов. Такими судами доставлялись по СМП модули для заводов СПГ, строившихся в Белокаменке в рамках проекта «Арктик СПГ-2».

Китай накопил огромный опыт проведения буровых работ по заказам российских компаний на арктическом шельфе, используя собственные буровые платформы. Имея ледоколы и буровые платформы, суда ледового класса, китайские компании смогут проводить работы не только по разведке арктического шельфа, но и добыче углеводородных и биологических ресурсов за пределами российской экономической зоны.

В чем совпадают интересы США и КНР, так это в интернационализации режима судоходства на трассе СМП. Но вряд ли США обрадуются, если Китай будет использовать СМП в рамках проекта Нового Шелкового пути.

Санкции тормозят проекты

Сухопутные арктические владения России – 4,8 млн км² – это 28% всей территории России, где в девяти субъектах проживает 2,6 млн человек, менее 2% населения России, но более 40% всего населения Арктики.

Добываемые в Арктике полезные ископаемые и прогнозные ресурсы составляют основную часть минерально-сырьевой базы России. По оценкам Российской академии наук, в арктической зоне содержится 40% золота, 60% нефти, до 90% газа, 90% хрома и марганца, 47% платиновых металлов, 100% коренных алмазов. Общая стоимость минерального сырья арктических недр превышает \$30 трлн. Здесь сегодня добывается 100% алмазов, сурьмы, апатитов, редкоземельных металлов, 95% газа, 90% никеля и кобальта, 60% меди и нефти.

Что касается арктического шельфа России, который богат запасами полезных ископаемых и прежде всего нефтью и газом, то он составляет 4,1 млн км². В 2023 году подкомиссия ООН признала геологическую принадлежность еще 1,2 млн км² к продолжению континентального шельфа России. На шельфе России содержится 17 млрд т нефти и 85 трлн м³ газа, что является стратегическим резервом минерально-сырьевой базы нашей страны.

Сегодня в прибрежной арктической зоне Российской Федерации активно работают компании «Газпром», «Роснефть», «Новатэк», «Лукойл», «Газпром нефть», «Норильский Никель». Здесь введены в строй морские терминалы «Варандей» компании «Лукойл» и «Ворота Арктики» компании «Газпром нефть», добывает нефть МЛСП «Приразломная», а «Газпром» ведет строительство ледостойкой платформы ЛСП «А» для добычи газа на месторождении «Каменомысское море» в Обской губе. Компанией «Новатэк» построен порт Сабетта, завод «Ямал СПГ» и две очереди проекта «Арктик СПГ-2» на полуострове Гыдан с терминалом отгрузки СПГ «Утренний».

«Роснефть» реализует крупномасштабный проект «Восток Ойл» со строительством порта «Бухта Север». Реализуются проекты на полуострове Таймыр по добыче угля. Здесь возникнет целый промышленный кластер на

Динамика роста грузоперевозок по Севморпути, тысяч тонн

Год	Всего перевезено грузов по СМП	Через морские порты Арктики	Транзитные перевозки
2011	3258	2424	834
2012	3876	2676	1200
2013	3914	2738	1176
2014	3982	3708	274
2015	5431	5392	39
2016	7479	7265	214
2017	9931	9737	194
2018	20180	19689	491
2019	31604	30907	697
2020	32970	31689	1281
2021	34850	32850	2000
2022	34117	33917	200
2023	35000	33873	2127
2024	37900	34900	3000

базе Сырадасайского месторождения угля с запасами 5,7 млрд тонн коксующихся марок.

Добыча полиметаллических руд планируется на Павловском месторождении острова Южный архипелага Новая Земля. На Чукотке реализуется проект по освоению Баимской рудной зоны с запасами меди, занимающими третье место в мире и четвертое по запасам золота. Здесь планируется установить в дополнение к ПАТЭС «Академик Ломоносов» еще четыре ПАТЭС.

В Мурманске компанией «Новатэк» построен крупнейший Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений и планируется строительство завода «Мурманск СПГ». Активно развивается порт «Лавна», мощностью 18 млн тонн, планируется строительство белорусского порта «Морской терминал «Ворота Арктики». Создание глубоководного порта планируется в Архангельске.

К сожалению, санкции США и ЕС в отношении России оказывают влияние на реализацию арктических проектов. Затруднены поставки нефти на экспорт, в том числе с Приразломного месторождения в Печорском море, с Новопортовского месторождения. Тормозится крупномасштабный проект – «Арктик СПГ-2». Есть проблемы и со сбытом, и с транспортировкой из-за дефицита танкеров.

Усугубляют ситуацию с поиском потребителей не только санкции, но и конкуренция – поставки СПГ в Европу из США, Катар и Норвегии.

В планах и поставки из Арктики. К примеру, Норвегия намеревается увеличить поставки газа из Арктики в европейские государства за счет разработки месторождений в Баренцевом море и запуска нового СПГ производства.

Министерство энергетики США одобрило проект стоимостью \$39 млрд по экспорту СПГ из Аляски под названием Alaska Gasline Development Corp («Аляска СПГ»), чтобы составить конкуренцию России на азиатском рынке. Запуск планируется в 2030 году.

Всем нужен СМП

Огромную роль в развитии арктического региона России, в освоении богатств Арктики, в обеспечении Северного завоза, вывоза углеводородного сырья и СПГ, транзитных морских перевозок играет Северный морской путь. Ситуации на Севморпути за последние полтора десятилетия изменилась кардинально (см. «Динамика роста грузоперевозок по Севморпути»).

В 1985 году по СМП было перевезено всего 38 тысяч тонн грузов. В 2000 году транзит был нулевым. В 2016 году перевозка возросла уже до 7200 тысяч тонн грузов.

В 2024 году по СМП перевезено 37,9 млн тонн грузов. В 2024 году поставлен рекорд транзитного грузопотока. Он составил 3 млн тонн.

Это связано с активизацией хозяйственной деятельности на арктическом шельфе и в приарктических регионах. Сегодня СМП – это единственный и экономически вполне реальный путь к природным кладовым российского Севера, Сибири и Дальнего Востока.

СМП объединяет в единую транспортную сеть крупнейшие речные артерии Сибири.

Северный морской путь дает России невероятные коммерческие и стратегические преимущества. СМП позволяет сократить маршрут между Шанхаем и Роттердамом по сравнению с маршрутом через Суэцкий канал на 2,8 тысяч морских миль, т.е. на 22%. Снижение транспортных расходов в этом случае составляет 40%. Преимущество СМП по сравнению с маршрутом через Суэцкий канал заключается и в расходах на судовое топливо. Танкер в зависимости от дедвейта потребляет от 90 до 380 тонн топлива в сутки. Не сложно подсчитать, сколько придется израсходовать топлива за 19 дополнительных суток плавания. Не стоит забывать и об опасности плавания по Красному морю, где торговые суда подвергаются обстрелам хуситов и нападениям пиратов.

В «ГлавСевморпуть» в 2024 году было подано 1312 заявок на плавание по СПМ. 2024 год стал знаменателен и тем, что по СМП за шесть суток прошел самый большой контейнеровоз Flying Fish-1, длиной 294 метра, шириной 32,2 метра, осадкой 12,3 метра, водоизмещением 66,7 тыс. тонн и вместимостью 4843 TEU. Средняя скорость плавания по СМП составила 15,5 узлов. Убедившись в безопасности плавания, китайская компания Safetrans Line планирует использовать Flying Fish-1 для плавания по СМП.

Сегодня США и ряд западных стран требуют от России сделать СМП международным.

«... Соединенные Штаты считают, что Северный морской путь должен быть транспортной артерией, открытой для всего мирового сообщества», – заявлял еще в апреле 2018 года командующий Береговой охраной США адмирал Пол Зукунфт.

А ведь в конце 80-х годов Михаил Горбачев предлагал сделать СМП международной морской транспортной артерией. Тогда партнерами выступили Япония и Норвегия. По предложению Горбачева нашей стране оставалась бы 12-мильная экономическая зона, а все остальное пространство становилось бы международными морскими водами. Однако Запад затянул оформление проекта, и окончательно международный статус СМП в 2001 году не был утвержден. К тому времени власть в России изменилась, а в 2008 году проект «Международный Севморпуть» был остановлен.

С начала 90-х годов проводились исследования возможности использования СМП для международного судоходства. Пример тому проект INSROP с участием 470 ученых и специалистов из 14 стран, в ходе которого организовывались транзитные коммерческие рейсы.

В 1997-1998 годах был реализован международный проект Европейской комиссии по транспорту ARCDEV – «Арктический демонстрационный рейс», чтобы доказать возможность круглогодичной навигации и транзит в западной части СМП. По оценке ООН, на СМП можно было ежегодно перевозить 7,6 млн тонн транзитных грузов.

В начале 2000-х годов японскими организациями была осуществлена вторая фаза исследований СМП, ставшая продолжением INSROP и направленная на изучение восточной части российской Арктики JANROP Phase II.

В 2003-2005 годах при финансовой поддержке Евросоюза осуществляется международный проект ARCOP по транспортировке нефти и газоконденсата из месторождений российской Арктики.

Транзитные перевозки иностранных грузов сдерживало то, что большинство крупных контрактов по перевозке грузов из Европы в страны АТР предполагали конкретный маршрут транспортировки.

А в это время в России начался процесс разработки проекта Концепции развития СМП. В июне 2014 года правительство России утвердило новую редакцию Транспортной стратегии Российской Федерации на период до 2030 года. И именно в этот период против России начали вводить санкции. В 2016 году наша страна меняет свой арктический курс и сосредотачивается на развитии внутренних перевозок по СМП, а также реализации крупных энергетических и горнодобывающих проектов.

Севморпуть выгоден для транзитных перевозок не только России, но и США, странам Западной Европы, Китаю, Японии, Южной Корее. Не случайно в октябре 2022 года Байден подписал Национальную стратегию для арктического региона, в которой говорится: «Арктиче-

ский путь необходим для военной и экономической безопасности США». То есть США хотели бы контролировать СМП. Но если наложить наш арктический сектор на схему Севморпути, то он полностью проходит по нашим территориальным водам, а значит, принадлежит только России, и иностранные суда могут проходить по нему только с разрешения России. Именно поэтому в мае 2021 года госсекретарь США Блинкен заявил, что арктическая зона России должна принадлежать не одной стране, а всему миру».

Американцы постоянно выдвигают предложения, чтобы Севморпуть был открыт как международный коридор для транзитного прохода.

Статья 234-я «Покрытые льдом районы» Конвенции ООН по морскому праву 1982 года, ратифицированной Россией в 1997 году, гласит, что, если прилегающие к территории государства акватории покрыты льдом более половины года, в этом случае в целях обеспечения экологической безопасности прибрежное государство может устанавливать собственные правила судоходства.

Россия ввела обязательные нормы, предписывающие уведомлять Москву не менее чем за 90 дней для транзитного прохода по Севморпути иностранного военного судна, причем, допускается присутствие не более одного военного корабля, а подводная лодка обязана идти в надводном положении.

Но, как будет развиваться ситуация с учетом таяния льдов в Северном Ледовитом океане?

В послании Федеральному Собранию Владимир Путин в феврале 2024 года пригласил зарубежные компании использовать СМП, но консенсус по теме не достигнут, сегодня страны НАТО заявляют, что Россия узурпировала права на Арктику, считая Севморпуть общей собственностью.

В этих условиях страны НАТО наращивает свое военное присутствие в Арктике, наращивает его и Россия. Интересы нашей страны в Арктике обеспечивает Северный флот, осуществляющий ежегодно с 2013 года походы боевых кораблей по всему маршруту Северного морского пути с проведением боевых стрельб и высадкой десанта на необорудованное побережье. На постоянной основе в водах Северного ледовитого океана несут боевую вахту атомные ракетные и многоцелевые подводные лодки, а воздушное пространство патрулирует истребительная и морская ракетно-бомбовая авиация. На боевую вахту заступил и боевой ледокол «Иван Папанин», а аналогичный «Николай Зубов» в стадии строительства. Для морских погранвойск завершается строительство судов ледового класса «Пурга» и «Дзержинский». Оба эти проекта 23550, шифр «Арктика» и «Ермак», имеют на борту ракетное и артиллерийское вооружение, которое обеспечит выполнение задач по защите национальных интересов России на трассах Севморпути. ❏



ЧТО ПОЛУЧАЕТ АЗЕРБАЙДЖАН ОТ САНКЦИЙ НА РОССИЙСКУЮ НЕФТЬ?

АЛЕКСЕЙ РЫБЧИНСКИЙ

К.ю.н, нефтетрейдер

Азербайджан наращивает импорт российской нефти. Насколько это выгодно?

В прошлом году по мере опубликования странами статистических данных о своей внешнеэкономической деятельности в федеральных и отраслевых средствах массовой информации стала появляться информация об увеличении в разы покупки российской нефти Азербайджаном [1].

Относительные величины действительно впечатляют, хотя, когда дело доходит до абсолютных показателей, картина оказывается более скромной. Но тем не менее тенденция на лицо, и она нуждается в изучении причин своего возникновения, оценке результатов, а также в осмыслении ее влияния на рынок в целом.

Тем более, что все это происходит на фоне постоянно действующих санкций в отношении российской нефтяной

отрасли и экспорта, которые не только до сих пор существуют, но и продолжают усиливаться на фоне принятия западными странами очередных санкционных пакетов в отношении нашей страны.

Колыбель всех нефтянок

Район бакинских нефтяных промыслов, то есть территория современного Азербайджана, имеет практически сакральное значение не только для отечественной нефтяной отрасли, но и для аналогичных отраслей всех постсоветских государств.

Именно с данного региона берет свое начало еще в Российской Империи первое промышленное и системное

Табл. 1. Импорт нефти из Российской Федерации в Азербайджанскую Республику в период 2016-2023 гг.

Период	Сумма, USD	Количество, т	Цена, USD/т	Цена, USD/баррель
2016	17 419 589	61 227	284,51	39,52
2018	36 432 616	74 320	490,21	68,09
2019	146 551 865	296 067	495,00	68,75
2022	131 352 925	199 603	658,07	91,40
2023	729 263 735	1 304 000	559,25	77,67

Источник: The United Nations Comtrade database

бурение скважин и добыча нефти, а также последующее комплексное развитие нефтепереработки.

Советская нефтяная промышленность, в свою очередь, на этой основе существенно возмужала и нарастила обороты, а после прекращения существования СССР стала основой экономик части государств СНГ.

И вот уже независимый Азербайджан после 1991-го года в своей энергетической стратегии сделал ключевую ставку именно на увеличение добычи нефти на своем шельфе Каспийского моря и последующего ее экспорта в третьи страны, что сделало его достаточно влиятельной силой, без учета интересов которой невозможно вести бизнес не только в регионе, но и в Южной Европе и в Западной Азии.

Как в последствии отмечал первый президент Азербайджана Гейдар Алиев: «Мы успешно создали эту нефтяную стратегию и пытаемся реализовать ее с помощью долгосрочной стратегии. Мы подготовили направления развития этой нефтяной стратегии. Мы знаем, что эта стратегия сыграет решающую роль в повышении безопасности и международного авторитета нашего государства. Мы знаем, что нужно нашей современной и молодой стране» [2].

Именно поэтому то, что происходит на нефтяном рынке Азербайджана важно. И к этим процессам приковано внимание не только местных участников нефтяного рынка, но и региональных, и глобальных игроков.

Говорит статистика

Изучение статистики Азербайджанской Республики действительно показывает, что в 2023 году страна осуществляла активные закупки российской нефти (см. табл. 1).

По сравнению с 2022 годом поставки российской нефти увеличены почти в семь раз и существенно перевалили за показатель в 1 млн тонн, что уже можно определить в качестве события для рынка, так как данный объем сырья в регионе имеет значение.

К этому стоит добавить, что историческая ретроспектива показывает, что ранее закупки нефти из России имели спорадический характер и не превышали показатели, которые следовало бы замечать.

Факт возросшего импорта нефти для Азербайджана является следствием нестандартных внешнеэкономических операций с учетом того, что страна является одним из крупнейших добытчиков и прямым экспортером данного вида сырья.

А это означает, что на рынке что-то произошло, когда Азербайджанская Республика именно в «разгар санкционной поры», не опасаясь последствий, стала активно закупать именно российскую нефть.

Более того, подобная практика продолжилась и в 2024 году (см. табл. 2).

Таким образом, нельзя все списать на какую-то сиюминутную рыночную конъюнктуру, а стоит более глубоко посмотреть и изучить, что двигает азербайджанскую сторону в данном направлении и именно в текущем моменте.

Зачем это нужно Азербайджанской Республике?

В Азербайджане уже длительное время фиксируется постоянно падающая добыча нефти на эксплуатируемых месторождениях, а следственно, и сокращение экспорта углеводородного сырья (см. табл. 3).

Азербайджанское руководство отдает в своей энергетической стратегии первоочередное место добыче и экспорту самого сырья, нежели процессу переработки нефти и последующего экспорта нефтепродуктов.

В связи с этим для азербайджанского бюджета и основного оператора нефтяной отрасли страны – Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР), где консолидированы практически все национальные нефтяные активы, – такое положение вещей является весьма критичным вызовом.

В результате определенное решение было найдено в виде замещения части собственной нефти, отправляемой на переработку на Бакинский НПЗ, на сырье сторонних поставщиков, среди которых большую долю составляет российский ресурс (1,3 млн тонн из общего количества в чуть более двух млн тонн по результатам 2023 года).

Причина такого свопа достаточно проста и лежит исключительно в коммерческой плоскости.

Табл. 2. Импорт нефти из Российской Федерации в Азербайджанскую Республику в января-октября 2024 г.

Период 2024	Сумма, USD	Количество, т	Цена, USD/т	Цена, USD/баррель
Январь	15 436 577	27 618 000	558,93	77,63
Февраль	90 603 689	158 084 000	573,14	79,60
Март	23 981 932	46 189 300	519,21	72,11
Апрель	126 132 697	234 922 600	536,91	74,57
Май	159 553 124	275 534 670	579,07	80,43
Июнь	139 000 332	239 032 000	581,51	80,77
Июль	101 028 585	186 586 100	541,46	75,20
Август	85 131 554	148 724 030	572,41	79,50
Сентябрь	68 775 364	127 057 000	541,30	75,18
Октябрь	71 521 725	145 112 100	492,87	68,45
Итого 2024	881 165 579	1 588 859 800	550,20	76,42

Источник: The United Nations Comtrade database

Азербайджанская нефть Azeri Light является одним из самых дорогих сортов нефти вследствие ее химико-физических качеств. В этом плане она существенно выигрывает в цене по сравнению с российской экспортной смесью.

Соответственно, высвобождая часть объемов в результате такого замещения, ГНКАР экономит на сырье при поставках на собственный НПЗ и выигрывает в разнице в цене на экспорт.

тельное время находится на примерно одном и том же уровне в количестве 6,3-6,6 млн тонн в год.

За прошедшие 10 лет добыча нефти Азербайджаном упала более, чем на четверть (27%), аналогичная ситуация имеет место и с азербайджанским экспортом сырья – сокращение на 26%. И если бы страна не стала импортировать нефть из иных государств, то объем падения сырьевого экспорта был бы еще большим.

Технические особенности

В связи с тем, что имеет место неполная замена Azeri Light, направляемой на переработку, это означает, что технологические установки Бакинского НПЗ не перенастраиваются на прием чистой российской нефти, которая смешивается (вместе с иным ресурсом) с азербайджанской нефтью в определенной пропорции (1:3).

Приведенные в таблице 3 данные показывают, что нефтепереработка в Азербайджанской Республике для-

Турецкий фактор

При оценке деятельности азербайджанской нефтяной отрасли и ГНКАР нужно не сбрасывать со счетов ее самый крупный нефтеперерабатывающий актив – НПЗ Star в Турции (близ Измира).

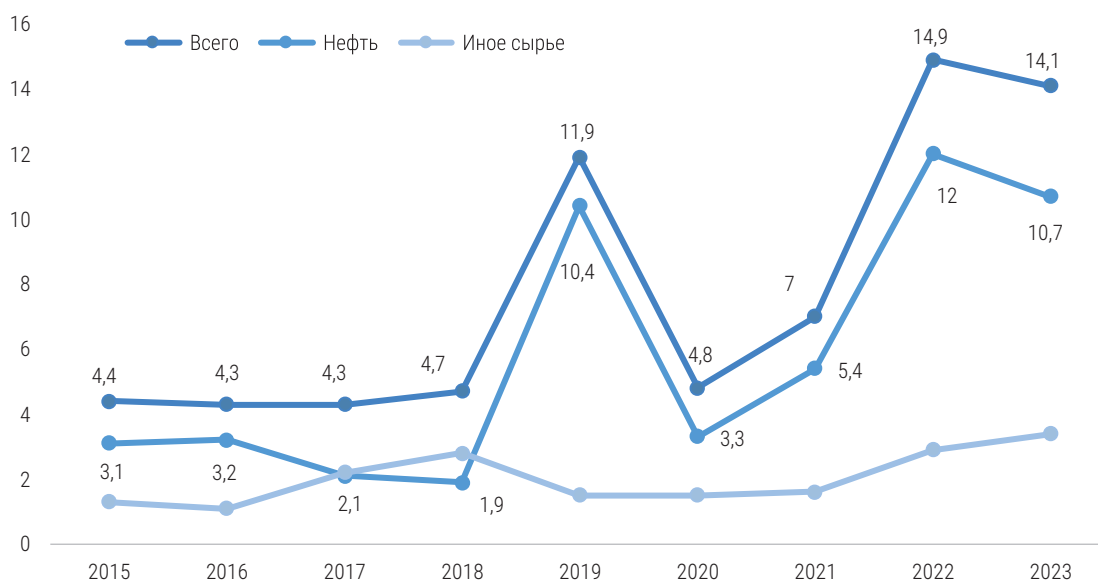
Азербайджанской компании нужно загружать собственный НПЗ. Разумеется, актуален вопрос, какой нефтью обеспечивать его работу. Мощность переработки НПЗ Star составляет 11 млн тонн в год.

Табл. 3. Результаты деятельности нефтяной отрасли Азербайджанской Республики в 2015, 2020-2023 гг., тыс. тонн

Период	Добыча	Импорт	Экспорт	Переработка
2015	41 628,3	-	35 109,9	6 578,1
2020	34 531,9	-	28 374,3	5 967,4
2021	34 580,3	-	28 095,8	6 690,0
2022	32 646,4	673,4	26 648,9	6 357,0
2023	30 147,4	2 025,7	26 068,0	6 363,5

Источник: Государственный статистический комитет АР

Рис. 1. Схема расположения НПЗ турецкой нефтяной компании Tüpraş и магистральных нефтепроводов на территории Турции



Источник: Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş.

Данный факт нужно учитывать и рассматривать комплексно при оценке работы азербайджанской стороны с российским ресурсом.

Тем более, что в 2023 году также в СМИ появлялись сигналы о том, что поставки российской нефти в интересах ГНКАР на турецкий НПЗ возобновлены.

В частности, активно обсуждались сведения о возобновлении поставок нефти на азербайджанский нефтеперерабатывающий завод в Турции со стороны российской нефтяной компании ЛУКОЙЛ [3].

Вместе с тем необходимо отметить, что российская нефть и нефтяное сырье никогда не исчезали с турецкого рынка и сохраняли свое присутствие на нем в достаточных количествах (см. рис. 1).

Традиционно, Российская Федерация являлась ведущим поставщиком нефти и нефтепродуктов на рынок Турции, конкурируя при этом с Ираком и Ираном. В разные периоды доля российского сырья и продуктов доходила до 30 процентов и более в зависимости от политической ситуации и коммерческой конъюнктуры.

При этом поставки собственной нефти и нефтяного сырья на свой НПЗ в Турции азербайджанская ГНКАР осуществляет в незначительном количестве или же не осуществляет вообще, а предпочитает загружать его ресурсом из РФ или же третьих стран (Ирак, Ливия).

Таким образом, мы видим четкую корреляцию и соответствие коммерческого поведения ГНКАР в отношении российского сырья – как на рынке Азербайджана, так и на рынке Турции, где находится основной нефтеперерабатывающий актив компании.

Что с ценой?

Одним из основных и закономерных вопросов, возникающих при рассмотрении поставок российской нефти в Азербайджан, является вопрос их цены, что особенно представляет интерес в условиях установленного Западом санкционного потолка в 60 долларов США за баррель.

Как видно из приведенных выше таблиц 1 и 2, экспортная цена российской нефти в Азербайджан в 2023 году составляла 559,25 долларов США за тонну или 77,67 долларов США за баррель.

За десять месяцев 2024 года эти показатели находились на уровне 550,2 доллара США за тонну или 76,42 доллара США за баррель.

Как правило, нефть продается в таких случаях на условиях DDU (доставлено без уплаты таможенных пошлин) в резервуарах НПЗ или морского нефтяного терминала.

Если принимать во внимание, что средняя цена Brent в указанные периоды составляла 82,6 и 80,8 долларов США за баррель соответственно, а сделки шли в регионе Каспийского моря, то имеющиеся дисконты на российскую нефть в районе 4,4-5 долларов США за баррель являются относительно коммерчески допустимыми.

Вопрос в том, какое сырье экспортировалось в Азербайджан: существующая сетка трубопроводного транспорта, а также сам регион Каспийского моря позволяют поставлять туда традиционную российскую экспортную смесь Urals или же CPC Blend, которая идет через Каспийский трубопроводный консорциум.

Табл. 4. Расчет экономии азербайджанской стороны при замене поставок на переработку собственной нефти Azeri Light на российский ресурс в 2023 году

Направление поставки	Бакинский НПЗ	НПЗ Star (Измир)
Цена Brent, USD/bbl	82,60	
Премия Azeri к Brent, USD/bbl	5,00	
Цена покупки российской нефти, USD/bbl	77,67	
Экономия Азербайджана, USD/bbl	9,93	4,93
Экономия Азербайджана, USD/тонна	71,47	35,47
Количество закупленной нефти, тонн	1 304 000	10 707 121
Итого экономия, USD	93 195 145,00	379 767 323,05

Источник: составлено автором на основании данных Государственного статистического комитета АР, The United Nations Comtrade database, Агентство по регулированию энергетического рынка Турецкой Республики

Предоставляемые государствами статистические данные не позволяют выделить ни сорт поставленного сырья, ни задействованный при этом транспорт. Информация от участников рынка имеет противоречивый характер.

Вместе с тем даже при отсутствии этой информации видно, что сделки носят коммерческий характер и отражают реалии складывающихся цен на российскую нефть.

Какую выгоду азербайджанской стороне несет данный импорт

Как уже отмечалось выше, ГНКАР, используя поставки российской нефти, освобождает часть собственного сырья, получая возможность вместо переработки пустить его на экспорт.

Исторически азербайджанская нефть Azeri Light торгуется с премией к Brent на уровне в среднем около пяти долларов США за баррель в зависимости от рыночных условий.

Таким образом, можно посчитать, что прямая экономия от закупок российской нефти азербайджанской ГНКАР на поставках на Бакинский НПЗ в 2023 году составила 93,2 млн долларов США.

В свою очередь, допуская, что вся поставленная российской стороной нефть в Турцию пошла на переработку на азербайджанский НПЗ Star в Измире, можем предположить, что косвенная экономия за счет ненаправления туда собственной нефти и отсутствия покупок иного ресурса с моря могла составить до 379,8 млн долларов США (см. табл. 4).

Если по поставкам российской нефти в Азербайджан приведенная цифра практически точно отражает размер

экономии в результате такого нефтяного свопа, то в отношении турецких операций ГНКАР по загрузке своего НПЗ – это ориентировочный уровень.

Более точный показатель зависит от множества коммерческих факторов в зависимости от того, где в Средиземном море покупать сырье и доставлять его в Эгейское море (месторасположение НПЗ Star).

В любом случае, на рынке Средиземного моря нет более дешевого сырья, чем может предложить российская сторона.

Исходя из анализа импорта нефти Турцией, а также расположения иных нефтеперерабатывающих заводов (подконтрольных турецкой компании Tüpraş) и имеющих нефтепроводов на турецкой территории (см. рис. 2), можно практически со стопроцентной вероятностью делать вывод, что в текущих условиях загрузка НПЗ Star осуществляется именно российским ресурсом, а остальных – иракским, иранским, казахстанским, саудовским и ливийским (в объемах и пропорциях в зависимости от ситуации).

Как оценивать операции Азербайджана с российской нефтью

Как показывают приведенные выше цифры, азербайджанская сторона решает посредством импорта российской нефти преимущественно корпоративные задачи по оптимизации деятельности Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики: сокращение расходов на нефтепереработку и минимизация падения экспорта из-за снижения добычи на шельфовых месторождениях в стране.

Оценочная сумма экономии в 93,2 млн долларов США, безусловно, имеет значение для ГНКАР как субъекта хозяйствования, однако в рамках государства данная сумма не делает принципиальной погоды.

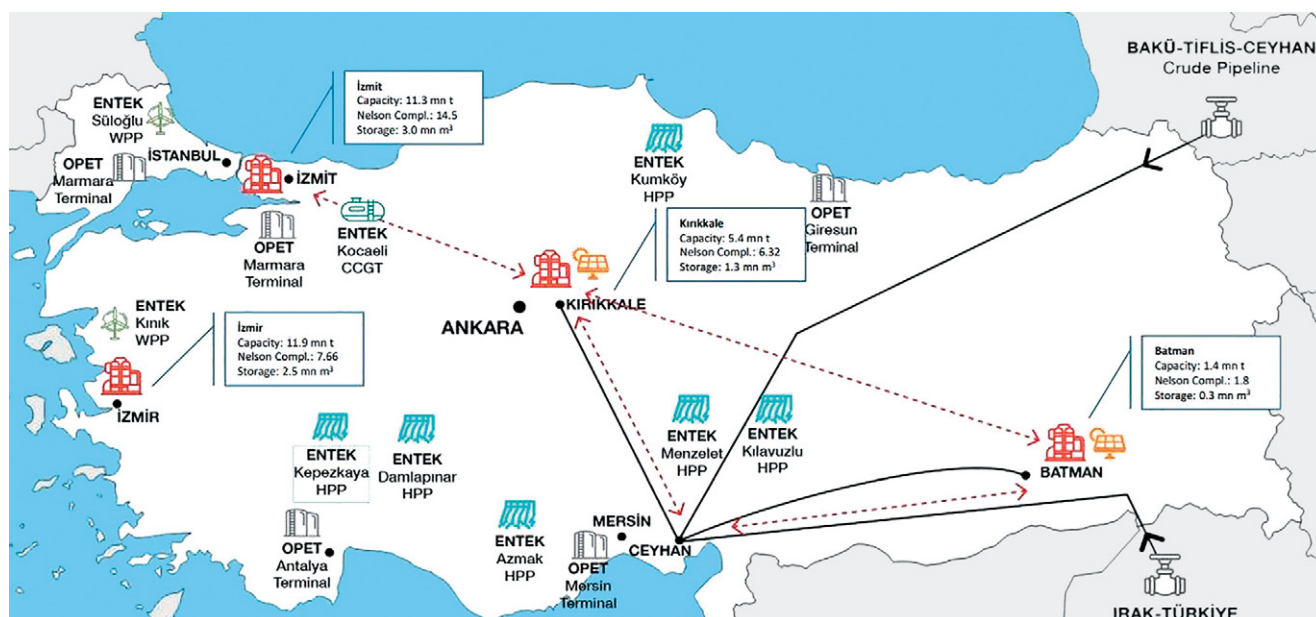
Гораздо более значимым событием является возвращение Азербайджана к обеспечению своего НПЗ в Турции именно российским сырьем, что имеет место с 2022 года.

И вот здесь работают совершенно иные цифры, которые позволяют существенно улучшать показатели уже всей нефтяной отрасли Азербайджанской Республики, а не только в рамках консолидированной отчетности группы ГНКАР.

По итогам 2023 года азербайджанская сторона закупила более 12 млн тонн российской нефти (с учетом поставок на свой турецкий НПЗ).

Это определяет ее долю в российском экспорте в 5,12% от общего объема в размере 234,2 млн тонн в 2023 году. Таким образом, Азербайджан становится одним из крупнейших покупателей российского сырья после начала СВО.

Рис. 2. Поставки нефти и нефтяного сырья из Российской Федерации в Турецкую Республику в 2015-2023 гг., млн тонн



Источник: Агентство по регулированию энергетического рынка Турецкой Республики

Безусловно, показатели Китая (107 млн тонн) и Индии (81,81 млн тонн) [4] значительно выше, однако с учетом явного политического фактора и совершенно иной роли данных акторов в свете имеющейся ситуации, мы исключим их из оценки и сфокусируемся на участниках, которые направляют российскую нефть исключительно на нужды собственной нефтепереработки.

Это выводит Азербайджан на второе место после Республики Беларусь в части импорта российского сырья.

Роль Азербайджана с учетом российских ресурсов в текущей ситуации в мировом энергетическом секторе

Азербайджан всю историю независимости с 1991 года всегда проводил самостоятельную энергетическую политику, рассчитанную исключительно на собственные экономические интересы.

Несмотря на свои политические прерогативы, наличие союзнических отношений и внешнеполитической линии, когда дело касается сугубо финансовых вопросов и коммерческой выгоды, то всегда преобладает здравый смысл, четкий расчет, и занимается наиболее приемлемая для страны в этом плане позиция.

Например, в свое время Азербайджан не стал участвовать в так называемом проекте «Сарматия» – поставках азербайджанской нефти в Европу в обход территории России и путем замещения ее ресурса (см. более подробно [5]).

При этом инфраструктура данного проекта была практически полностью построена и введена в эксплуатацию, а Азербайджан со своим ресурсом действительно был способен существенно подвинуть Российскую Федерацию на ее традиционных рынках сбыта в Германии, Польше, Чехии, Венгрии и Словакии.

Азербайджан тогда предпочел развитие собственного международного проекта – магистрального нефтяного трубопровода «Баку-Тбилиси-Джейхан», то есть совершенно иную географию поставок.

На текущий момент страна столкнулась с проблемой сокращения нефтяной добычи и экспорта и решает ее для сохранения доходов бюджета и показателей работы Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики.

По результатам 2023 года ГНКАР согласно консолидированной отчетности показала прибыль до уплаты налогов в размере 2,679 млрд азербайджанских манатов, что составляет 4,554 млрд долларов США [6].

Приведенные выше расчеты позволяют определить, что операции с российским ресурсом внесли в этот результат более 10%.

В связи с этим, уместно вспомнить знаменитое и всем известное положение К. Маркса, определяющее поведение капитала в зависимости от уровня получаемой прибыли.

При этом стоит отметить, что Азербайджан имеет очень сильный нефтяной трейдинг мирового уровня, представленный компаниями Socar Trading (дочернее

предприятие ГНКАР в Швейцарии) и 2Rivers (бывшая – Coral Energy), которые также могут осуществлять (и скорее всего, осуществляют) операции с российской нефтью, но уже в интересах третьих стран и покупателей на иных рынках. А это также идет в общую азербайджанскую копилку.

Несмотря на уменьшение своего экспортного ресурса до уровня 26-28 млн тонн в год, Азербайджан продолжает быть значимым игроком на рынке Южной Европы, Западной Азии и иных стран Средиземного моря.

И хотя азербайджанская нефть не занимает доминирующего положения на рынке, наличие данного ресурса влияет на сырьевое ценообразование и учитывается трейдерами и потребителями при планировании спроса и заключении сделок.

В связи с этим, можно констатировать, что ближайшая цель Азербайджана – это именно сохранение своих позиции и влияния на рынке.

И именно российский ресурс позволяет добиться положительного результата.

Безусловно, используются и иные рычаги: такие как совершенствование технологий добычи нефти и повышение отдачи скважин и пластов, разведка и разработка новых месторождений. Однако это очень затратный и, самое главное, долгий путь.

Поэтому почему бы его не совместить с импортом российской нефти? Ведь трейдинговые операции совместно со своим всегда давали быструю и эффективную отдачу в моменте.

Принимая во внимание все выше приведенное, представляется, что в ближайшей перспективе линию использования российского ресурса азербайджанской стороной ничто не сможет поколебать – ни ситуация с самолетом AZAL, ни с Русским домом в Баку, ни иные факторы. И выбранная тактика будет успешно продолжена. 

Список литературы

1. Российская нефть встроилась в азербайджанский экспорт // EurasiaDaily [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eadaily.com/ru/news/2024/01/24/rossiyskaya-neft-vstroilas-v-azerbaydzhanskiy-eksport> (Дата обращения – 11.02.2025).
2. Ганбарли Мирсеймур Мирсалам оглу. Энергетическая политика Азербайджанской Республики как основа государственной безопасности // Политикус. 2019, № 3, с. 6.
3. ЛУКОЙЛ возобновит поставки нефти на азербайджанский НПЗ STAR в Турции в 2023 г. // Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/neftechim/796911-lukoil-vozobnovit-postavki-nefti-na-azerbaydzhanskiy-npz-star-v-turtsii-v-2023-g/> (Дата обращения – 11.02.2025).
4. Россия наращивает экспорт энергоресурсов в Китай и Индию // Ведомости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/analytics/trends/articles/2024/10/09/1067437-rossiya-naraschivaet-eksport-energoresursov-v-kitai-i-indiyu/> (Дата обращения – 11.02.2025).
5. Рыбчинский А.А. Черноморско-Балтийский нефтегазовый коридор: насколько реальна угроза «Транснефти» и российским ВИНКом? // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 21-22. С. 91-100.
6. State Oil Company of Azerbaijan Republic. Consolidated Financial Statement Prepared Under International Financial Reporting Standards. 31 December 2023. P. 65.
7. Россия наращивает экспорт энергоресурсов в Китай и Индию // Ведомости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/analytics/trends/articles/2024/10/09/1067437-rossiya-naraschivaet-eksport-energoresursov-v-kitai-i-indiyu/> (Дата обращения – 11.02.2025).
8. Energy Market Regulatory Authority. Petroleum Markets Annual Reports 2015-2023 // Energy Market Regulatory Authority [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/1-2316/petroleumreports> (Дата обращения – 11.02.2025).
9. Сотрудничество России и Азербайджана в рамках многосторонних проектов и инициатив: доклад № 97 / 2024 / [А.В. Кортунов, Ф. Шафиев [и др.]; под ред. С.М. Гавриловой, М.С. Лазовича, Д.О. Растагаева]; Российский совет по международным делам (РСМД). - М.: НП РСМД, 2024. – 64 с.
10. Statistical Yearbook of Azerbaijan 2024 / Statistical publication /Baku, 2024. P. 695.
11. Е.Телегина, Г.Халова. Энергетическая политика Турции на современном этапе // Энергетическая политика [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energypolicy.ru/energeticheskaya-politika-turczii-na-sovremennom-etape/regiony/2021/13/09/> (Дата обращения – 11.02.2025).
12. А.Новак. Российский ТЭК XXI века: энергия достижений // Энергетическая политика [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energypolicy.ru/rossijskij-tek-xxi-veka-energiya-dostizhenij/business/2024/15/02/> (Дата обращения – 11.02.2025).
13. С.Жальцов, Д.Слизовский, Н.Шулунина, Е.Бажанов. Энергетическая политика Азербайджана: итоги, проблемы, перспективы // CA&C Press [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ca-c.org.ru/journal/2017/journal_rus/cac-04/02.shtml (Дата обращения – 11.02.2025).
14. Турция импортировала рекордный объем нефти из России в 2024 году // РБК [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rbc.ru/business/30/01/2025/679a3ff79a79478f65d27602> (Дата обращения – 11.02.2025).



РЭН
2025



При поддержке:



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ



Пространство доверия

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

«РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ»

Москва, ЦВЗ «Манеж», Манежная пл., д.1

**ВЫСТАВКА
ОБОРУДОВАНИЯ
И ТЕХНОЛОГИЙ
ДЛЯ ТЭК**

Москва, Гостиный двор, ул. Ильинка, д.4

15-17
октября 2025 г.
Москва, Россия



rusenergyweek.com

Реклама 6+



РИФОГЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ КАРБОНАТНОГО РИФЕЯ В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

О.В. ГУТИНА, Г.Д. УХЛОВА, В.С. ПАРАСЫНА, А.В. СТРУНОВ, Н.В. ПРИЦАН
 Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия

В.Г. СИБГАТУЛИН
 Некоммерческое партнерство «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» (НП «ЭЦ РОПР»), г. Красноярск, Россия.

Как проводится сейсморазведка рифовых комплексов юго-западной части Сибирской платформы? Насколько высока вероятность обнаружения там нефти и газа согласно предварительному анализу?

Введение

Первые месторождения нефти в рифогенных массивах открыты в районе Голден-Лейн в Мексике (1908 г.), Кэпитен в Пермском бассейне США (1926 г.), Верхне-Чусовских Городках в России (1929 г.). Все эти открытия были связаны с палеозойскими и мезозойскими карбонатными породами. В начале 70-80 годов прошлого столетия впервые месторождения нефти, газа и

конденсата были открыты в рифогенных отложениях докембрия (риффея) в пределах Байкитской НГО (Красноярского края) сначала на Куюмбинской, а позднее на Юрубченской нефтегазоносных площадях. Поисками рифов в рифее занимались в разное время многие исследователи из ВНИГНИ, ОАО «Востсибнефтегаз», ЗАО «Красноярскгеофизика», ООО «Славнефть-НПЦ», ООО «ТНГ-ГРУПП», РН-«КРАСНОЯРСКНИПИНЕФТЬ» и др. организаций.

Одной из важных предпосылок высокой нефтенасыщенности рифовых комплексов (и в этой связи интерес к ним) является близость их к источникам образования углеводородов. Нефтегазообразование происходит непосредственно в рифах за счет собственного органического вещества, образующегося при захоронении строящих риф и обитающих на нем организмов. Большая часть морских растений не содержит клетчатки и в ископаемом состоянии сохраняется плохо. При разложении без доступа кислорода остатки морских растений дают сапропелевые продукты. Некоторые исследователи (К.П. Калицкий, В.В. Вебер) связывают накопление в осадках органических веществ, исходных для нефтеобразования.

На реке Иркинеевой (Красноярский край, Иркинский выступ) при изучении рифейских карбонатных отложений аладинской свиты авторам довелось наблюдать в кавернах метаморфизованный битум, а при ударе по ним молотком ощущался запах углеводородов (см. рис. 1). Свита в своем составе имеет значительное содержание органики в виде строматолитовых разностей. И не исключена возможность, что эти осадки с высоким содержанием биомассы являются нефтематеринскими. Но этот вопрос до настоящего времени не изучался.

Нефтегазопроисловый интерес к рифам обусловлен прежде всего наличием ловушки, надежной глинистой

или соленосной покрывки, хороших коллекторов и высокобитуминозных отложений, являющихся источником углеводородов. Рифовые резервуары зачастую имеют высокую пористость и проницаемость.

Понятие рифогенных объектов, формы и местоположение

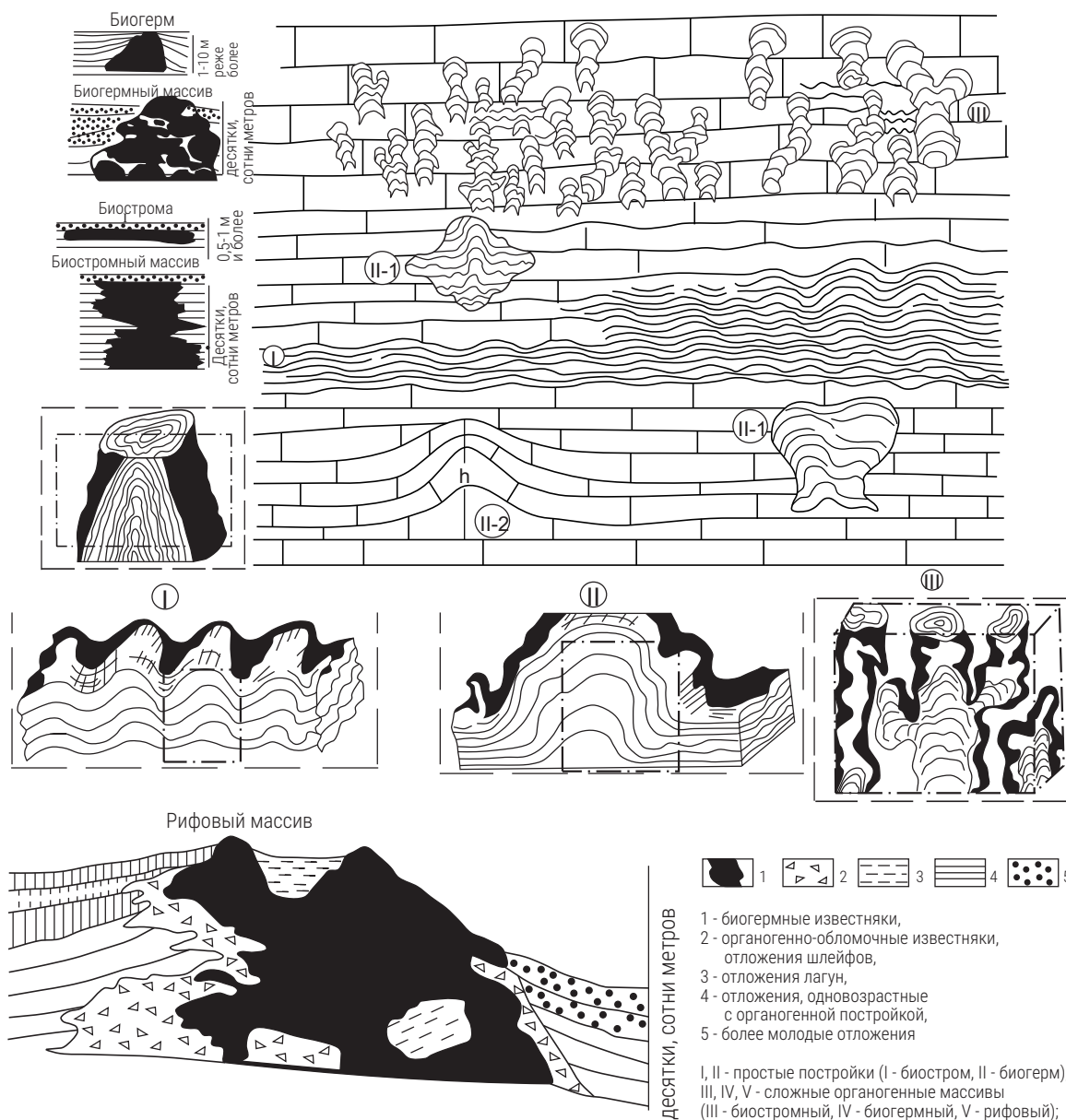
Начиная изучение рифогенных объектов в сейсморазведке, прежде всего дадим определение или понятие рифов в природной среде, в которой их можно наблюдать воочию, а не виртуально, как объекты сейсморазведки. Попробуем создать или нарисовать несколько моделей рифогенных объектов в рифее, которые известны по материалам выходов их в обнажениях и материалам глубокого поискового и поисково-оценочного бурения на нефтегазовых площадях.

Риф – от нидерландского слова *rif*, что означает «ребро», это – подводное или надводное возвышение морского дна на мелководье. В первоначальном географическом и океанографическом значении термином «риф» называлась узкая, часто скалистая мель, опасная для плавания кораблей и обычно при отливе обозначавшаяся бурунами (Географический словарь, 2014). Поскольку многие подобные образования являлись кораллово-водорослевыми

Рис. 1. Фрагмент обнажения аладинской свиты, биострома. Доломиты интенсивно перекресталлизованные, с резким запахом УВ и кавернами выщелачивания, р. Иркинеева



Рис. 2. Типы строматолитовых построек в толще пород: I – пластовый строматолит; II – желваковый строматолит: II-1 – постройки типа коллений, II-2 – караванеобразные постройки, III – строматолитовое тело из столбчатых построек (по И.К. Корольку, 1962, Т.Н.Титоренко, 2012, Предтеченскому)

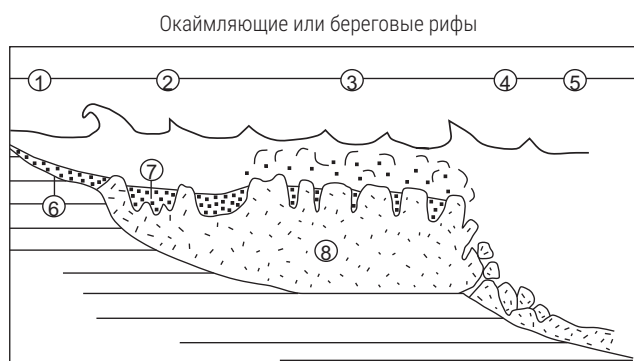


рифами, в дальнейшем этот термин стал использоваться и в геологии. В настоящее время под рифами или ископаемыми рифами в геологии понимается сложный комплекс взаимосвязанных фаций, в котором обычно различаются зоны собственно рифа, зоны шлейфа из продуктов разрушения на фронтальной стороне рифа и зоны лагуны за рифовым телом (Терминологический словарь по палеонтологии, 2014).

Но дискуссии по вопросу, как использовать термин «риф», до настоящего времени продолжают. На Всероссийском литологическом совещании «Геология рифов» в

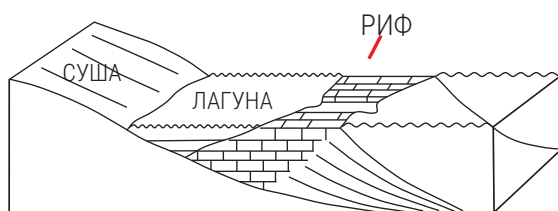
Сыктывкаре (2020 г.) Е.Н. Горожаниной и др. было высказано мнение, что «произошла подмена понятий «экологический риф» и «риф как геоморфологический элемент рельефа». Термин «риф» стал не экологическим, а геофизическим понятием. Особенно уверенно выделяют рифы геофизики на сейсмических профилях по потере корреляции и наличию шумов». И далее на примере бурения скважин на ряде площадей Южного Урала говорится, что «поиск погребенных рифов при разведке залежей УВ в настоящее время является тупиковым вариантом». Такой же печальный опыт поиска рифогенных объектов в рифее

Рис. 3. Положение рифов



Поперечный разрез окаймляющего рифа
1- побережье, 2- зарифовое понижение,
3- поверхность рифа, 4 - рифовая осыпь,
5 - предрифовая зона, 6- пляжные пески,
7- коралловые пески, 8 - коралловый риф

Барьерные рифы



Атоллы



Пример и схема строения атолла

Окаймляющий риф Нингалу



Окаймляющий риф
у побережья Эйлата, Израиль



Большой барьерный риф
у побережья Австралии



Атолл Мальдивы

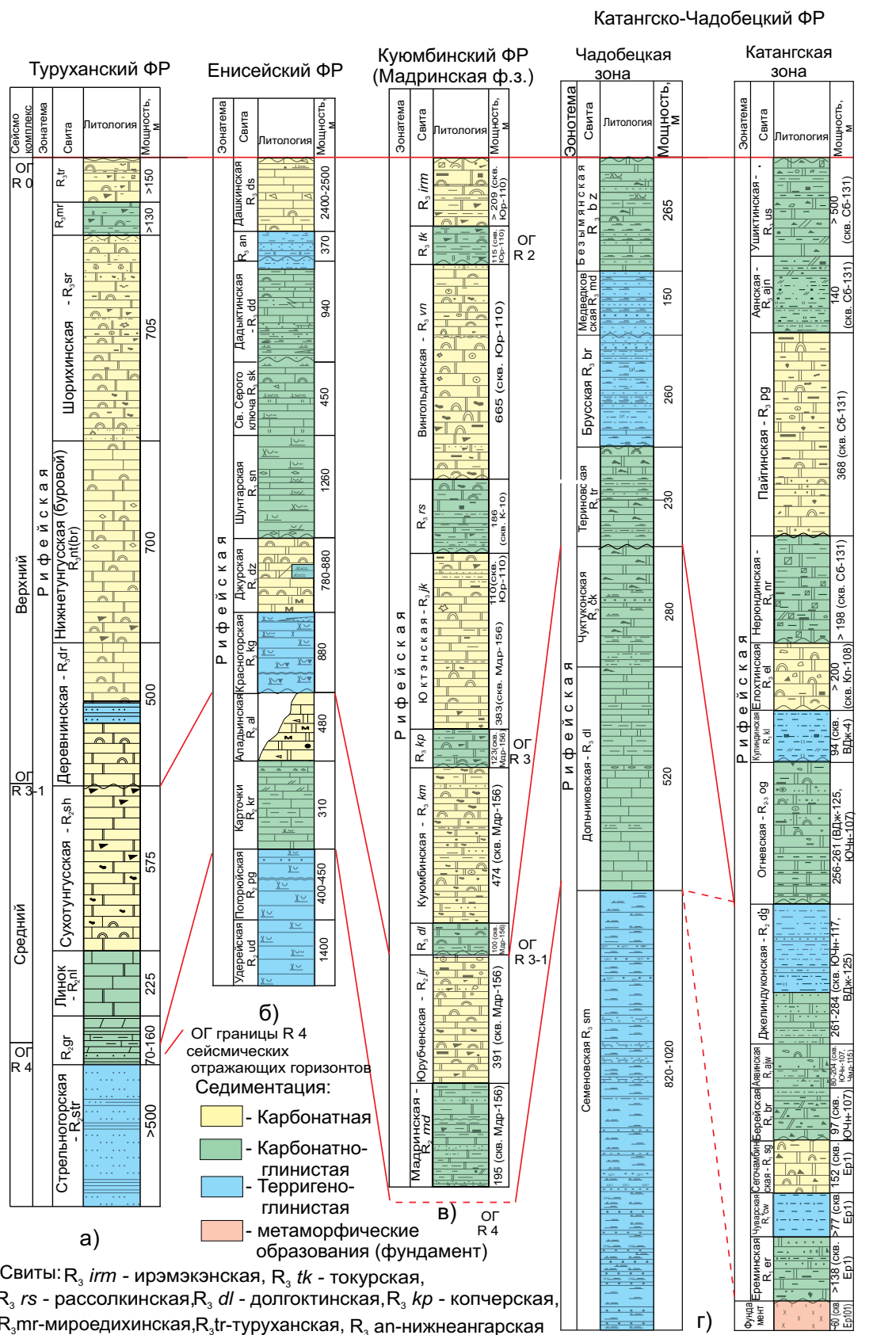
уже имеют сейсморазведчики Красноярского края на нефтегазовых площадях Байкитской НГО (Парасына и др., 2023). В нашем варианте предлагается комплексный подход поиска этих сложных, но имеющих огромных нефтегазовый потенциал, объектов.

Первые докембрийские рифоподобные образования – строматолиты, с которыми нам придется иметь дело, – были образованы цианобактериями в палеоархее около трех миллиардов лет назад. Строматолитами (от греч. stroma – ковер, lithos – камень) называются прикрепленные к субстрату карбонатные, реже кремнистые построй-

ки, возникающие в результате жизнедеятельности синезеленых водорослей и бактерий, а также сложных осадочных процессов.

Строматолитами или строматолитовыми постройками называются разнообразные слоистые карбонатные образования, сложенные многократно повторяющимися парами микрослоев, являющихся результатом жизнедеятельности главным образом известковывделяющих водорослей. Постройки бывают разнообразные по форме – пластовые (биоостромы), желваковые, столбчатые (биогермы) (см. рис. 2).

Рис. 4. Сводные разрезы рифейских отложений Туруханского (а), Енисейского (б), Курумбинского (в), Катангско-Чадобецкого (г) фациальных (геологических) районов



Условные к рис. 4

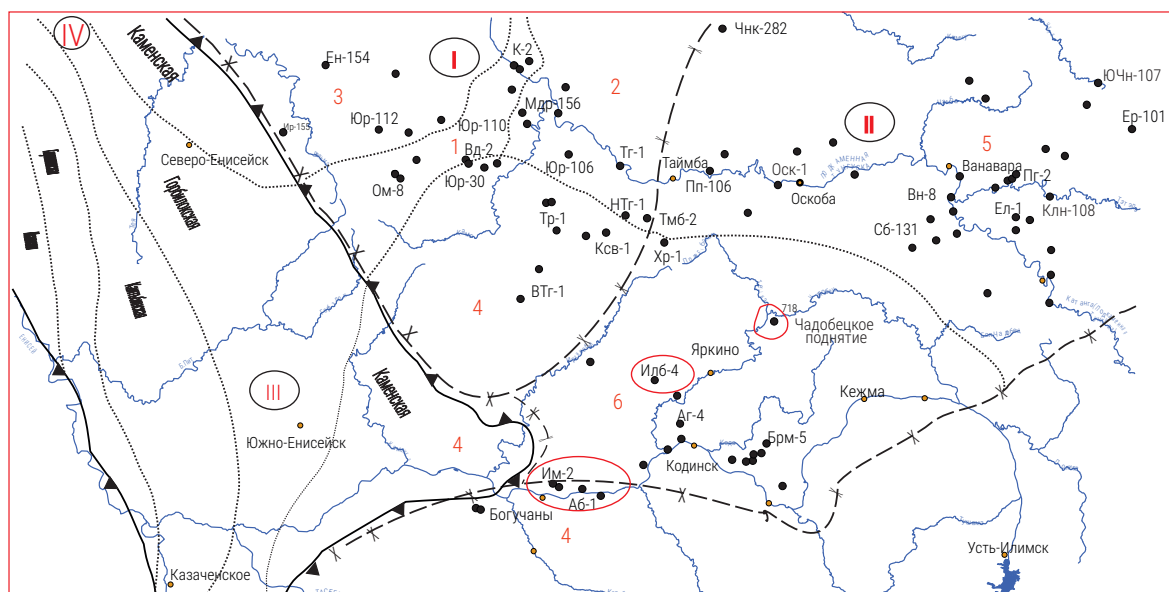
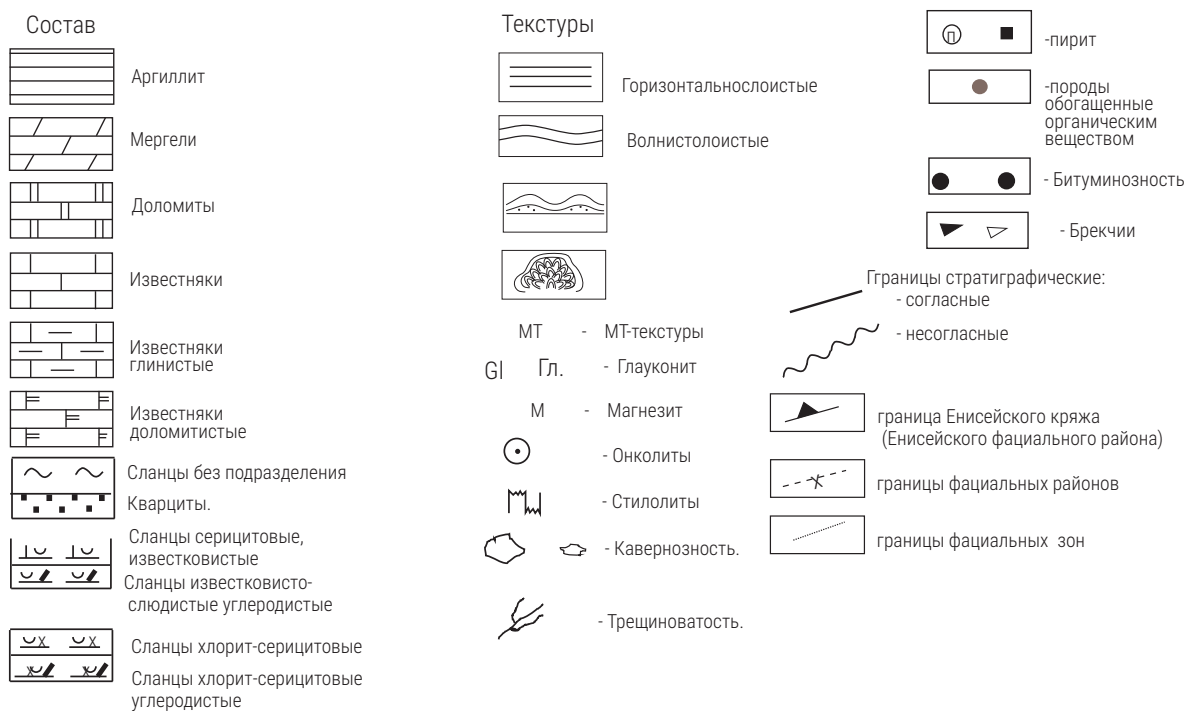
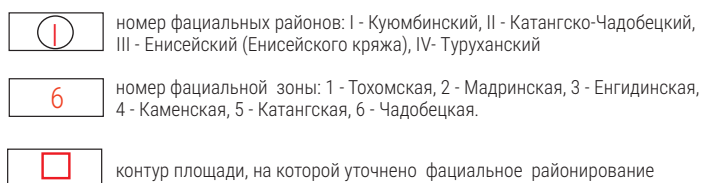


Схема расположения фациальных районов и геологических разрезов рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы (Гутин, 2004-2021 г.г.)



Принятые сокращения - площади бурения: Ен-154-Енгинская, Юр-Юрубченская, К-Куомбинская, Чнк-Чункинская, Мдр-Мадринская, Ом-Оморинская, Вд-Вадрэшевская, Тр-Терская, Тг-Тайгинская, Нтг-Нижнетайгинская, Втг-Верхнетайгинская, Кс-Косвинская, Хр-Хоркичская, Тмб-Таймбинская, Пп-Подпорожная, Оск-Оскобинская, Сб-Собинская, Вн-Ванаварская, Пг-Пайгинская, Ел-Елохтинская, Клн-Кулиндинская, ЮЧн-Южночунская, Ер-Ереминская, Илб-Ильбокинская, Аг-Агалева, Брм-Берямбинская, Им-Имбинская

Ископаемые водоросли образуют тех или иных размеров плоские накопления строматолитов, тянущиеся по простиранию на многие километры, – биостромы или биогермы, сооружения размером от нескольких сантиметров до сотен метров по вертикали и нескольких километров по горизонтали. Образования, возведенные в эту эру, превосходили по своим размерам Большой Барьерный риф. Склоны и контакты биогермов с синхронными осадками – крутые или покатые.

Рифовые постройки – важный элемент геологических структур и топографии дна океана. В зависимости от положения относительно берега рифовые системы большинство исследователей подразделяют на три основных типа: окаймляющие, барьерные и атоллы (см. рис. 3).

Окаймляющие, или береговые, рифы обычно расположены вдоль недавно обнажившегося (осушенного) или стабильного побережья.

Барьерный риф (от франц. *barrière* – загородка, преграда) – гряда рифов, формирующаяся на внешнем крае материковой или островной отмели на расстоянии несколько десятков километров от берега.

Атолл – остров либо архипелаг, имеющий вид сплошного или разорванного кольца, окружающего лагуну. Атоллы обычно образуются путем обрастания вулканического острова рифом, формирующим кольцевой пояс.

Это наиболее важные характеристики рифогенных объектов, необходимые при поиске их сейсморазведкой.

Завершая обзор понятий, форм, местоположения рифогенных объектов, авторы считают, что приведенные выше термины и понятия о рифогенных массивах будут характерны и могут быть использованы для поисков и выявления рифогенных объектов в карбонатных рифейских разрезах при проведении сейсморазведочных работ в юго-западной части Сибирской платформы.

Рассмотрим, есть ли во внутренних районах Сибирской платформы рифогенные породы, способные создавать рифогенные объекты, поисками которых занимаются сейсморазведчики.

Результаты работ

Обзор рифогенных объектов рифея в геологических естественных выходах обрамления и внутренних районов юго-западной части Сибирской платформы как основы для сейсморазведки.

Детальное изучение литологического состава, тектурно-структурных особенностей карбонатных рифейских пород, фациальных условий рифейского периода в различных точках юго-западной части Сибирской платформы позволяют составить модель седиментации (осаждение частиц в водных или воздушных условиях) и воссоздать фациальные условия их формирования на обширной территории, охватывающей большую часть Енисейского

региона, от Туруханского на крайнем севере до Енисейского, Куюмбинского и Катангско-Чадобецкого фациальных районов (см. рис. 4).

Карбонатные породы рифея в обрамлении Сибирской платформы изучены в обнажениях рек Ангара, Иркияева, Каменка, Нижняя Теря, Чапа, Чадобца, Тея, Нижняя и Сухая Тунгуски и др. Во внутренних районах исследован керн скважин. В структурно-тектоническом отношении это Енисейский кряж, Иркийевский выступ, Туруханское и Чадобецкое поднятия, Байкитская антеклиза, Катангский выступ.

Рассмотрим условия карбонатной седиментации отдельных рифейских стратиграфических уровней, которые могут представлять нефтегазопромысловый интерес с позиций рифогенных объектов. В каждый период времени карбонатообразование имело свои характерные черты и особенности, которые оказали влияние и на формирование рифейских рифогенных объектов.

Рифогенные объекты среднего рифея. Начало карбонатообразования и становление карбонатного шельфа (платформы) в рифее внутренних районов Сибирской платформы ее обрамления связано с отложениями верхней части среднего рифея (сухотунгуская, аладинская и юрубченская, чуктуконская свиты) и появлением первых органогенных карбонатных водорослевых (пластово-строматолитовых) пород и первых рифопостроителей, формирующих первые отдельные биостромные и биогермные постройки и массивы.

По результатам изучения литолого-генетического состава пород верхней части среднего рифея обрамления и внутренних районов Сибирской платформы можно констатировать следующее:

Они сложены карбонатными породами различного генезиса. Цвет пород преимущественно серый со слабым коричневатым оттенком, реже темно-серый. В литологическом составе осадков преобладают доломиты (до 82%). В значительном количестве присутствует кварц. На отдельных участках его содержание достигает 40%, а в среднем по разрезу оно равно 15%. Наибольшее окремнение характерно для верхней части разреза юрубченской свиты. Содержание глинистого материала в осадках не превышает 3-4%. В доломитах фиксируется вкрапленность сульфидов (до 1%) и прослои глинистобитуминозного материала.

Структура доломитов в целом органогенная, и сложены они микро-тонкозернистыми (до 60%), реже за счет интенсивной перекристаллизации, средне-крупно-грубозернистыми зернами. Распределение такой структуры сохраняется по всему разрезу.

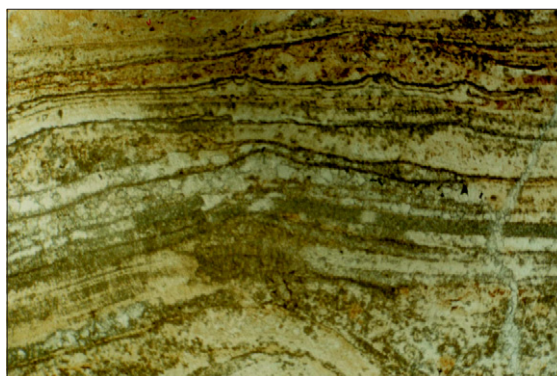
Текстура пород сгустково-комковатая, пятнистая («рябчиковая»), строматолитовая, обломочная.

В формировании отложений принимают участие преимущественно органогенные разности доломитов

Рис. 5. Строматолитовые доломиты юрубченской свиты (биостромного массива), верхняя сублитораль, литораль



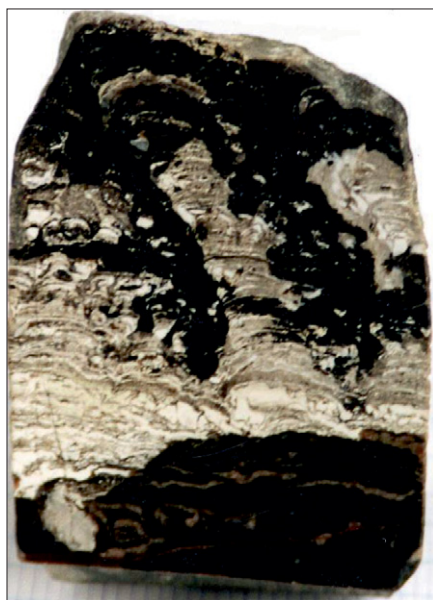
а)



б)

Скв. Юрубченская-69. Гл. 2639,7 м. Срез вдоль оси керна. (а). Шлиф. Увел. 25, николи II. (б)

Доломит пластово-строматолитовый, неравномерно окремненный. Состоит из слоев доломита различной зернистости - мелкозернистого, тонко-мелкозернистого и среднезернистого в перекристаллизованных прослоях. Характерная для строматолитов слоистая текстура создается чередованием светлого тонко-мелкозернистого доломита с темным глинистым доломитом, насыщенного глинисто-органическим материалом. Отдельные прослои окремнены полностью, другие частично. Послойное окремнение отражает органическую структуру. Секущие трещинки выполняются среднезернистым доломитом. Текстура слоистая, трещиноватая.



Скв. Юрубченская-57. Гл. 2463+8,7 м. Срез вдоль оси керна. Натуральная величина. Доломит строматолитовый окремненный микро- тонкозернистый. Окремнение наследует первичную узорчато-слоистую текстуру (светлое).



Скв. Юрубченская-52. Гл. 2459,6+1,1 м. Шлиф. Увел. 25, николи +. Доломит фитогенный, кавернозный, трещиноватый, окремненный. Комочки неясных очертаний, сложены мелкозернистым доломитом и сцементированы средне-мелкозернистым доломитом. Открытая каверна (1,6x0,6 мм) неправильной формы с подводящей трещинкой, частично заполнена кремнеземом. Текстура кавернозная, трещиноватая, пятнистая.

(до 85%), из которых в равном количестве присутствуют фитогенные и строматолитовые (см. рис. 5). Доломиты хемогенного и органично-обломочного генезиса составляют не более пяти-девяти процентов разреза соответственно.

Органические карбонатные породы состоят на 50% и более из органических остатков. В этот генетический

тип пород входят: доломиты фитогенные (сгустково-комковатые, тонко-волнисто-слоистые), строматолитовые и неясного генезиса с проблематикой.

В разрезе намечается тенденция в распределении генетических типов доломитов. Верхняя часть толщ сложена неравномерным чередованием всех генетических типов пород с преобладанием органических и

органогенно-обломочных разностей. Вниз по разрезу в составе осадков начинают преобладать строматолитовые доломиты, и возрастает роль доломитов хемогенного генезиса.

В целом породы являются продуктами органогенно-го карбоната накопления, происходящего в условиях мелководного шельфа, преимущественно в верхней сублиторальной и литоральной зонах. Пластовые строматолитовые разности и продукты их разрушения образовывали как небольшие самостоятельные биостромы, так и входили в состав сложно построенного биостромного массива (см. рис. 6).

По типу рифовые системы среднерифейского комплекса можно отнести к окаймляющим или береговым рифам, возможно периодически переходящие в барьерные рифы.

Для всех отложений характерна интенсивная перекристаллизация и выщелачивание с образованием каверн.

Разнозернистые структуры, от микро- до грубозернистых, способствовали формированию коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками, в период выхода на дневную поверхность в предверхнерифейский перерыв.

Мощности карбонатных рифогенных толщ в обрамлении платформы варьирует от 550-600 до 700-800 м (аладынской, сухотунгусская свиты).

Общая вскрытая мощность биостромного массива (юрубченская свита) во внутренних районах составляет 583-800 метров. В пределах Тохомской фациальной зоны отмечается сокращение его мощности с юга на север от 208 (скв. Юр-30) до 40 м, за счет срезания ее верхних частей (скв. Юр-15,16).

На коротажных диаграммах карбонатные массивы (юрубченская свита) характеризуются низкими значениями ГК (не более 2,0 мкр/час); показания приведенной активности пород изменяются от 3,2 до 5,4 усл. ед. (см. рис. 7).

Со среднерифейским биостромным массивом (юрубченская свита) связано уникальное Юрубченское нефтегазоконденсатное месторождение.

Такие массивы очень сложно фиксируются методом сейсморазведки.

На рисунке 8 представлена схема распространения среднерифейского биостромного массива по исследуемой территории, которая будет взята за основу для сейсморазведки (см. рис. 8).

Проведенные исследования наглядно показали наличие в разрезе среднего рифея карбонатных пород, способных формировать рифогенные объекты пластового типа – биостромы.

Далее рассмотрим, как эти рифогенные объекты отражаются и выглядят в волновых полях сейсмических разрезов.

Анализ сейсмического материала по выявлению и выделению рифогенных объектов в волновых полях.

В настоящее время для изучения геологического строения нефтегазоносных рифейских уровней Байкитской антеклизы и ее склонов выполнен большой объем буровых и геофизических, в т.ч. сейсморазведочных работ. В пределах наиболее изученных Юрубченской, Мадринской, Таимбинской, Оморинской и др. нефтегазоносных площадей, которые будут предметом наших исследований, пробурено более 200 глубоких поисковых скважин, плотность изученности сейсморазведкой МОГТ с цифровой регистрацией наблюдений со средней кратностью от 24 до 100 достигла в среднем 0,72-1 и более км/км².

Впервые систематизация отражений от рифейских горизонтов на сейсмических разрезах была выполнена в пределах Байкитской антеклизы Сибирской платформы в 1987 году специалистами Богучанской геофизической экспедиции ПГО «Енисейгеофизика» (БГЭ, ЕГФ). На ряде сейсморазведочных профилей МОГТ Мадринской площади (или Мадринской впадины, по рифею), расположенной в северо-восточной части Камовского свода, удалось получить от рифейских границ ряд довольно выразительных и устойчивых отражений, которые отличались от покрывающего вендско-кембрийского комплекса контрастным угловым несогласием, но были конформными между собой. После вскрытия скважиной Мадринская-156 (скв. Мдр-156) в 1988 году рифейского разреза на глубину 1790 м была выполнена глубинно-временная привязка отражающих горизонтов от реперных границ в рифейском комплексе с присвоением индексов R4 и R3 к верхам вэдрэшевской и копчерской толщ, соответственно (Кошук и др., 1996).

Дальнейшее развитие систематизация рифейских отражающих горизонтов получила после того, как в 1991 году была пробурена скважина Юрубченская-110 (скв. Юр-110), вскрывшая 1595 м рифейского разреза. На основе корреляции отражений от рифейских границ на сейсмических разрезах МОГТ и материалах ГИС-ВСП была выполнена увязка рифейских интервалов разрезов скважин Мдр-156 и Юр-110. Это обеспечило освещение сводного рифейского разреза Мадринской впадины и Байкитской антеклизы в целом в объеме до 3000 м суммарной мощности.

Для опорных отражений принята цифровая индексация (ОГ R4, ОГ R3, ОГ R2,, ОГ R0), для дополнительных – свитная (ОГ Rmd, ОГ Rdl, ОГ Rljur) с целью удобства интерпретации.

На разрезе ВСП яркое отражение R4 от предполагаемой кровли вэдрэшевской толщи регистрируется примерно на 200 м глубже забоя скважины Мдр-156. Вероятно, здесь, близ глубины 4430 м, под вскрытой мадринской толщей, залегает вэдрэшевская толща, не достигнутая

Рис. 6. Общий вид пород аладынской свиты, массивные пластово-строматолитовые доломиты, образующие биостромный массив, в обнажениях р. Ангара, Манзинская скала (А) и р. Иркинцевой (Б)

А)



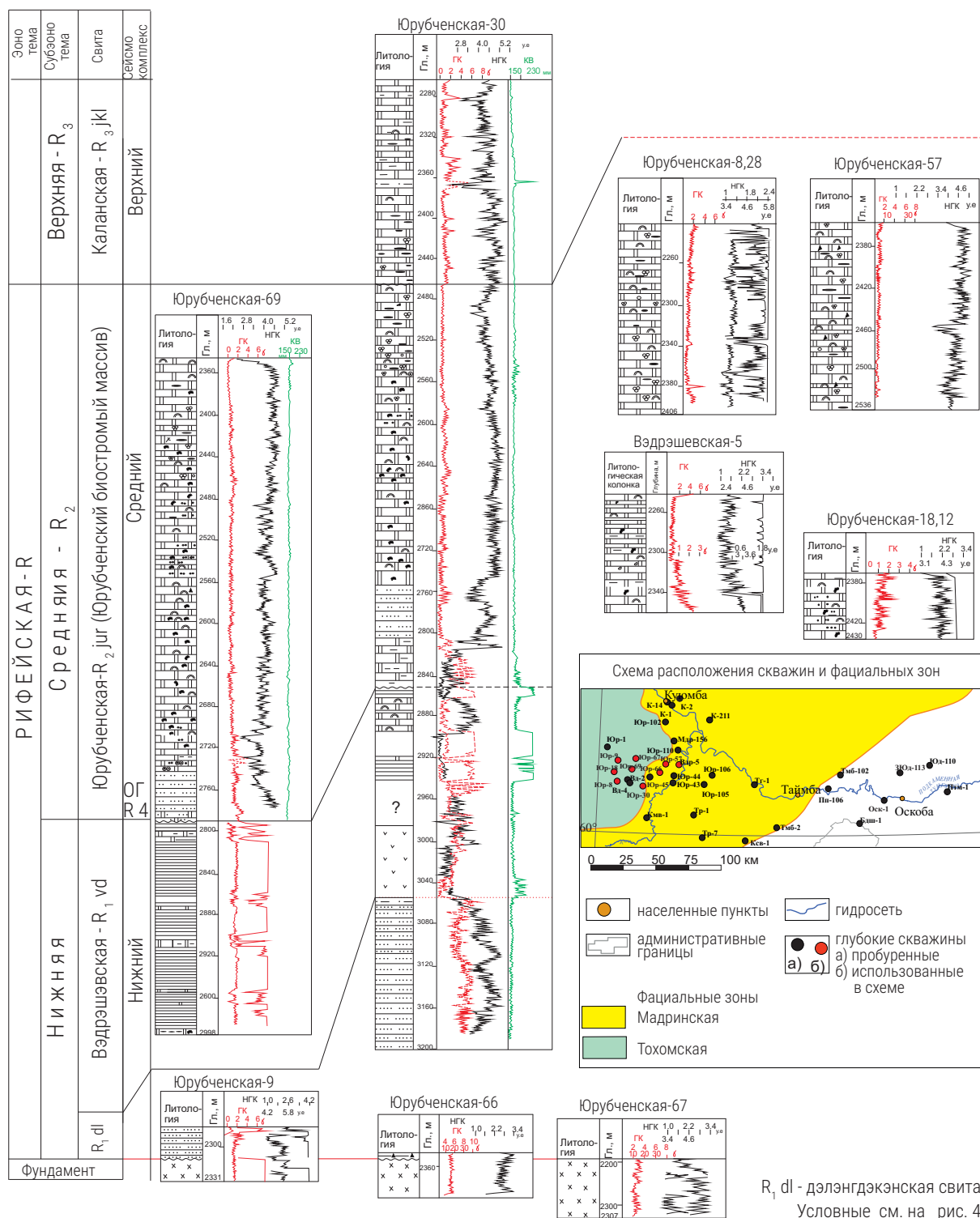
а) Фрагмент обнажения

б), в) Шлиф. Микрофитолитовые образования и их перекристаллизованные реликты, $\times 2.5$, н //



Б)

Рис. 7. Фрагмент схемы корреляции рифейских отложений по скважинам Тохомской фациальной зоны





скважиной Мдр-156, но вскрытая в других скважинах (скв. Юр-30, Ю-69 и др.). На временном разрезе МОГТ отражающий горизонт R4 имеет сопоставимый с ВСП отклик по динамической выразительности.

Мадринской толще на ВСП отвечает пачка сравнительно высокочастотных отражений (первая фаза отмечена индексом ОГ Rmd) над ОГ R4, слабовыраженных на немигрированном разрезе МОГТ и более когерентных на мигрированном разрезе.

Долгоктинская толща на разрезе ВСП и МОГТ отмечается слабовыраженным отражением (ОГ Rdl), что соответствует динамике горизонта по ГК и АК в скважине Мдр-156. При том на мигрированных разрезах прослеживаемость отражения несколько улучшается.

Копчерская толща характеризуется сильным отражением R3 по разрезам ВСП и МОГТ.

Отражения группы R2 (R2', R2'') соответствуют различным реперным горизонтам токурской толщи. На разрезе ВСП они не разрешены во времени, что определяет некоторую условность привязки этих отражений в скважине Юр-110.

На разрезах МОГТ от скважины Мдр-156 к Юр-110 наблюдается погружение рифейских горизонтов, позволяющее нарастить разрез рифейского комплекса до 3000 м суммарной мощности.

Первые попытки выделения рифоподобных объектов в рифее с использованием сейсморазведки были представлены специалистами ВНИГНИ (Славки и др., 1998?) и ООО «Славнефть-НПЦ». Специалистами ООО «Славнефть-НПЦ» выполнялся прогноз рифоподобных строматолитовых построек на Куюмбинской и других площадях. В трех случаях вместо строматолитовых построек были вскрыты гранитоидные образования (скв. Куюмбинская-401, -406, Абракупчинская-2). В пробуренных скважинах Куюмбинская-201 и -204 (1998-99гг) вместо прогнозируемых специалистами ООО «Славнефть-НПЦ» карбонатов рифея вскрыли глинистые отложения, которые прогнозировались другими исследователями (Кошук и др., 2006). Ретроспективных оценок успешности прогноза рифоподобных построек авторы «прогноза» не приводят. По мнению Е.П. Кошука, «вопрос актуальности прогноза строматолитовых построек в нефтегазопроисловом отношении для рифейского комплекса еще не определен. В познавательном геологическом плане вопрос актуальности и эффективности прогноза строматолитовых построек по сейсмическим данным находится тоже, судя по результатам, пока в методической плоскости, и однозначная технологическая схема прогноза в настоящее время отсутствует» (Кошук, 2006, Парасына, 2023).

Основной задачей отражающих сейсмических горизонтов до настоящего времени являлось получение характеристики различных структурных планов. В нашем

случае основной задачей является исследование волнового сейсмического поля между сейсмическими отражениями, в котором и происходит формирование сейсмических образов рифогенных объектов. Это сейсмическое пространство назовем сейсмическими комплексами, по аналогии с геологическими разрезами, о которых речь шла выше. Волновой пакет в пределах ОГ R4-ОГ Rdl (или ОГ R32) отнесем к среднерифейскому сейсмокомплексу. Временной интервал от ОГ Rdl (или ОГ R32) до ОГ R0 будет соответствовать верхнерифейскому сейсмокомплексу.

Необходимо отметить отсутствие надежного сейсмического материала, отработанного в едином ключе, как при проведении полевых работ, так и при обработке и интерпретации полученного сейсмического материала. Обрывочные сейсмические профили по предполагаемым рифейским рифогенным объектам существенно затрудняют создание истинного представления об их положении в сейсмическом разрезе, внутренней структуре и распространению по площади исследования.

Анализ сейсмического материала, по выделению рифогенных объектов в карбонатных разрезах среднего рифея.

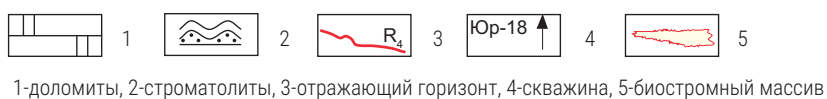
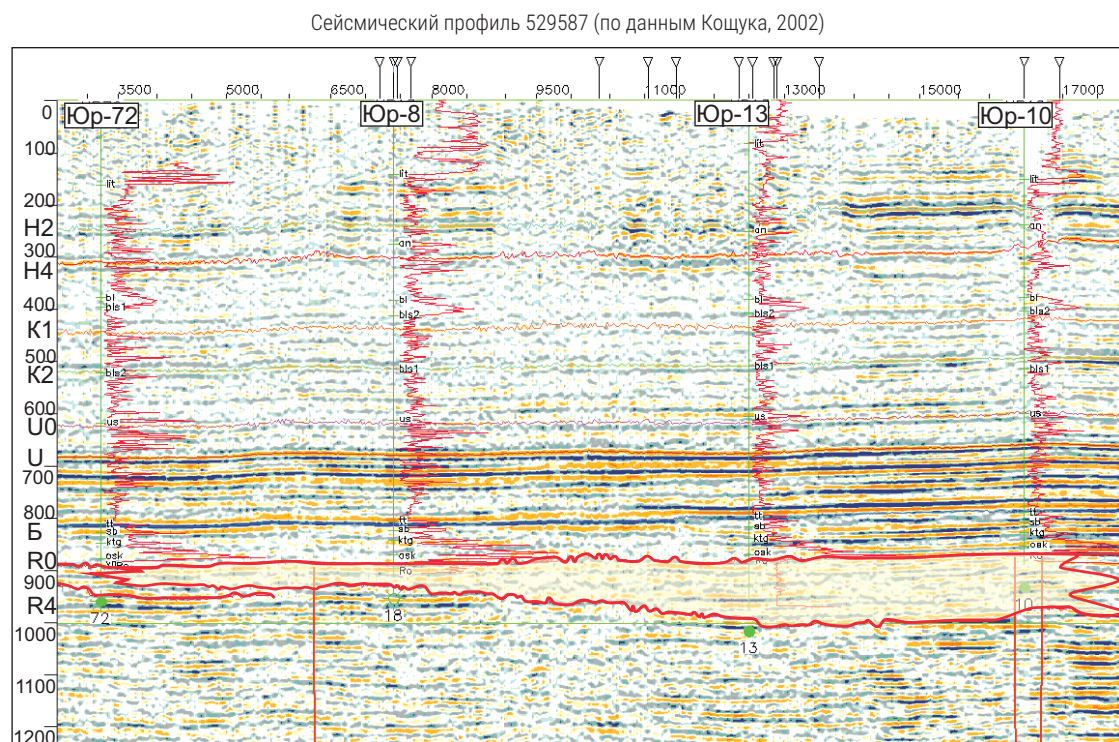
Рассмотрение начинается со среднерифейского сейсмического комплекса, который на различных площадях имеет различное залегание по глубине и находится между различными сейсмическими отражающими горизонтами.

Среднерифейскому сейсмическому комплексу на Юрубченской площади, расположенной в сводовой части современного Камовского свода, соответствует временной интервал ОГ R4-ОГ R0 и отражает сейсмические характеристики Юрубченского биостромного массива (юрубченская свита) (см. рис. 9, 10). Говоря об этом интервале, можно сказать только одно – прозрачность временного поля. Практически полное отсутствие каких-либо отражений, пологое положение отражающих горизонтов.

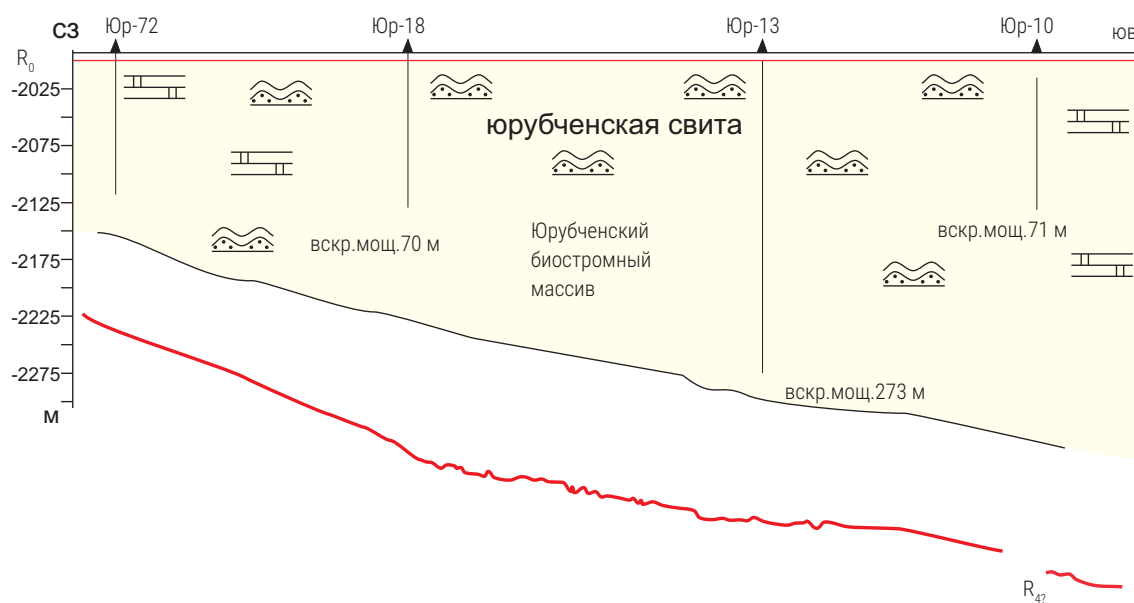
На Таимбинской площади временной интервал ОГ R4-ОГ R3-2 соответствует среднему рифейскому сейсмическому комплексу и отражает сейсмические характеристики Юрубченского биостромного массива (см. рис. 11).

Для большей части временных разрезов интервал между ОГ R4 и R3-2 характеризуется слабой динамической выразительностью, что можно связать с биостромными массивами. На временных разрезах не видно изменений волновой картины интервала, соответствующего юрубченской свите, и только в юго-западной части площади на временных разрезах динамическая выразительность сейсмической записи возрастает. Этот фактор можно связать с большей дифференциацией пород свиты.

Рис. 9. Образ рифейского рифогенного объекта в сейсмическом поле, Юрубченский биостромный массив (Юрубченское месторождение, юрубченская свита, средний рифей)



Палеофиль по скважинам, вскрывающим Юрубченский биостромный массив (юрубченская свита, средний рифей)



На юго-юго-западном склоне Байкитской антеклизы (Оморинский л.у.) в разрезе рифея на части исследуемой территории фиксируется временной интервал от ОГ R4 до ОГ R0, который соответствует, как и на Юрубченской площади, юрубченскому биостромному массиву (юрубченская свита). В других разрезах появляется сейсмический отражающий горизонт ОГ R3. В этот временной интервал (ОГ R4 до ОГ R3), входят свиты как среднего, так и верхнего рифейских сейсмокомплексов – юрубченская, долгоктинская, куюмбинская свиты соответственно (см. рис. 12). На таких участках Оморинской площади происходит слияние рифогенных объектов среднего рифея (юрубченской биостромы) и верхнего рифея, джурский биогермный массив, о котором будет изложено ниже.

Вот как характеризует эти временные интервалы А.Д. Сарвилов: «Регулярные волны внутри пакетов отсутствуют, хотя и встречаются непротяженные фрагменты отражений, не подлежащие корреляции». Временная мощность между отражениями R3 и R4 варьирует от 700 и более мс на востоке площади, в северном и северо-западном направлениях, где ОГ R3 вовсе отсутствует, R4 сокращается до значений 300-350 мс (см. рис. 12). Для отражающих сейсмических горизонтов характерно пологое погружение в восточном направлении.

На Мадринской площади среднерифейскому сейсмическому комплексу соответствует временной интервал ОГ R4-ОГ R3-2 и отражает сейсмические характеристики Юрубченского биостромного массива. Временной интервал, как и на других площадях, не отличается сейсмической выразительностью.

Прежде всего характерной особенностью рифогенных построек среднего рифея на Юрубченской, Таимбинской, Мадринской, Оморинской площадях (лицензионных участках) является, слабая морфологическая выраженность на сейсмических разрезах (см. рис. 9, 10, 11, 12). Они представляют собой биостромные массивы, зачастую соединяясь между собой, образуют единый массив, такой как юрубченская биострома. И охватывающий большую часть исследуемой территории, как показано на рисунке 8 (см. рис. 8).

В среднерифейском комплексе рифогенные объекты формировались в пределах пологого карбонатного шельфа (платформы) с полого, погружающимися краями платформы, рампового типа. Край платформы этого времени в сторону лагуны хорошо фиксируется ядерным и сейсмическим материалами (см. рис. 13). Край платформы в сторону открытого бассейна прогнозируется на западе-северо-западе, в обрамлении Сибирской платформы, где в отложениях аладинской свиты по р. Ангаре появляются прослои и толщи глинистых сланцев. На исследуе-

мой геофизикой территории на профиле 36.29.2007 появляется некоторая дифференциация сейсмического поля (см. рис. 14). 

...продолжение следует.

Список литературы

1. Географический словарь. Дата обращения: 1 июля 2014. Архивировано 28 июня 2014 года.
2. Терминологический словарь по палеонтологии. Дата обращения: 1 июля 2014.
3. Королук И.К. Принципы типизации карбонатных формаций и нефтегазоносность различных типов формаций. Формационный анализ в нефтяной геологии, М.: ИГиРГИ, 1981. – С.7-20.
4. Кошук Е.П., Н.В. Кузин, Н.П. Кошук и др. Корреляция и структурно-тектоническое строение рифейских отложений междуречья Ангары и Подкаменной Тунгуски по материалам сейсморазведки, бурения и ГИС // Геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения нефтяных и газовых месторождений Нижнего Приангарья: материалы Всероссийской конференции – Красноярск, 1996. – С. 55
5. Кошук Е.П., Кошук Н.П. и др. Вопросы корреляции рифейских нефтегазоносных отложений Камовского свода с разрезами Чадобецкого поднятия и Енисейского кряжа // Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы: материалы научно-практической конференции 16-17 декабря 2003 г. – Новосибирск: СНИИГ-ГиМС, 2003. – 49 с.
6. В.С. Парасына, В.В. Рыбальченко, О.В. Гутина, В.Г. Худорожков, Н.В. Прицан, Н.Б. Кононова, Н.А. Иванова, М.А. Масленников, Е.П. Кошук, Н.П. Кошук, Н.Я. Берсенева, Д.А. Горшков, Карбонатные комплексы рифея западной окраины Сибирского кратона (тектоника, стратиграфия, седиментационные условия формирования, резервуары, перспективы) – М, изд-во ФГБУ «ВНИГНИ», 2023. – 559 с.
7. Сарвилов А.Д. Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ-2D на Оморинском лицензионном участке: Отчет ООО «Эвенкиягеофизика» – Красноярск., 2006-2008. – 484 с.
8. Струнов А.В. Таимбинский лицензионный участок. Сейсморазведочные работы методом СЛБО и 2D на Таимбинском лицензионном участке: отчет ОАО «Енисейгеофизика» – Красноярск: 2010. – 191 с.
9. Стополянская Л.Б. Щербаков В.А. Сейсморазведочные работы МОГТ-3D Салаирской площади Оморинского лицензионного участка. Отчет ОАО «Енисейгеофизика» – Красноярск, 2015. – 178 с.

Рис. 10. Образ рифейского рифогенного объекта в сейсмическом поле Юрубченский биостромный массив (Юрубченское месторождение, юрубченская свита, средний рифей)

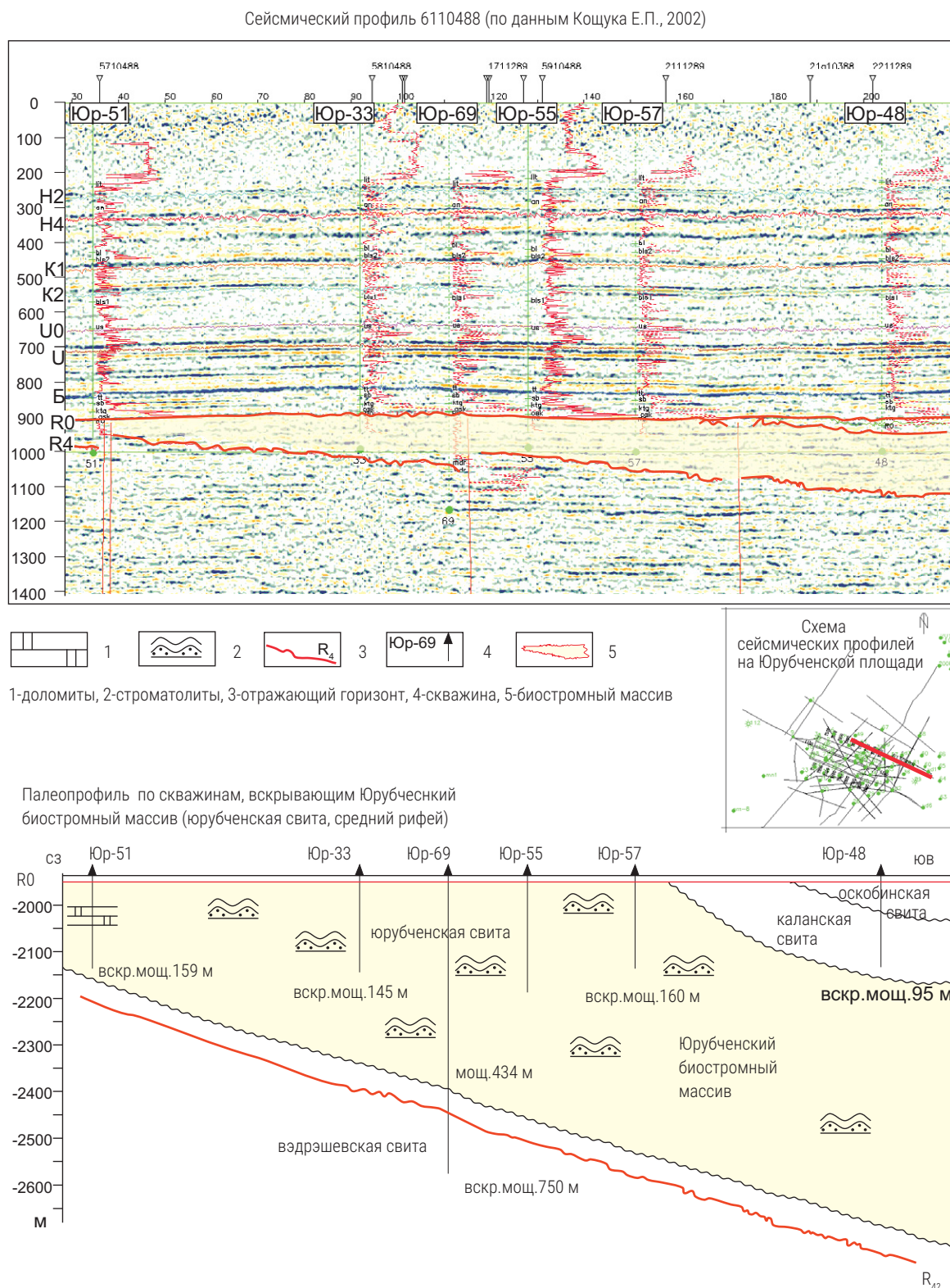


Рис. 11. Временной разрез по профилю 81.01.2009, с выделенным биостромным массивом (юрубченская свита) Таимбинская площадь, Струнов,2010

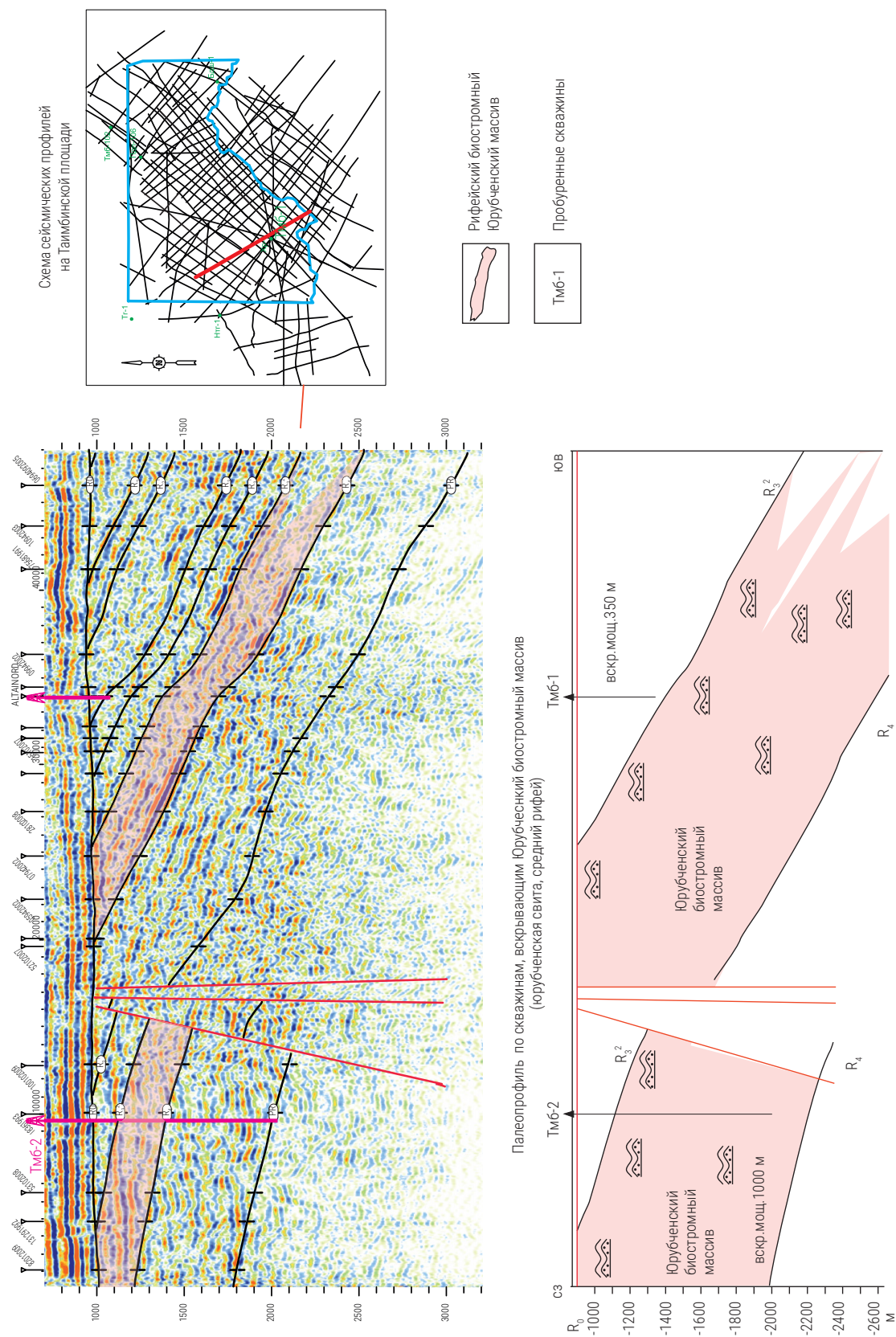
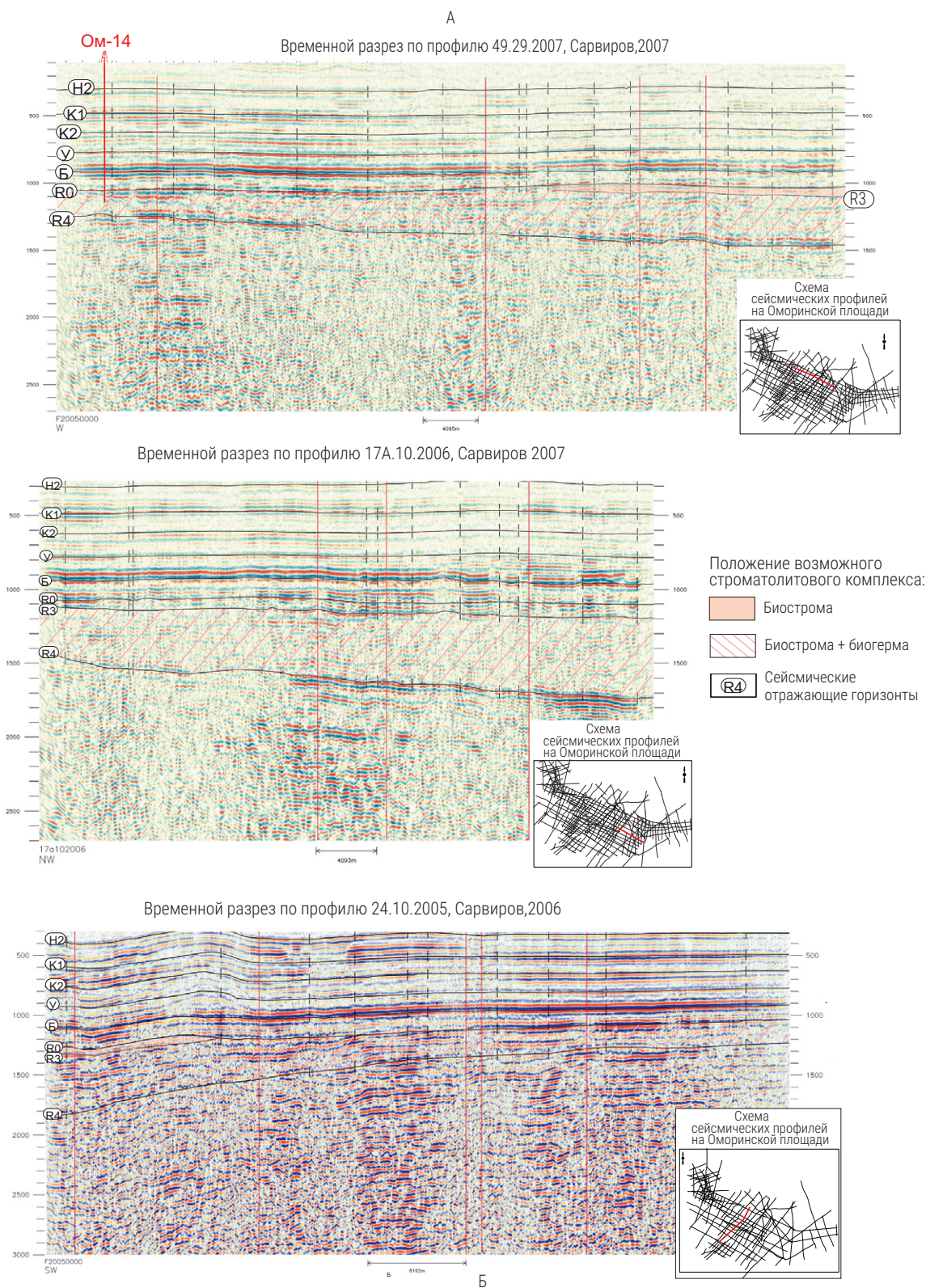


Рис. 12. Сейсмические профили проходящие через биостромные и биогермные массивы среднего и верхнего рифа. Омринская площадь



НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ, №2/2025

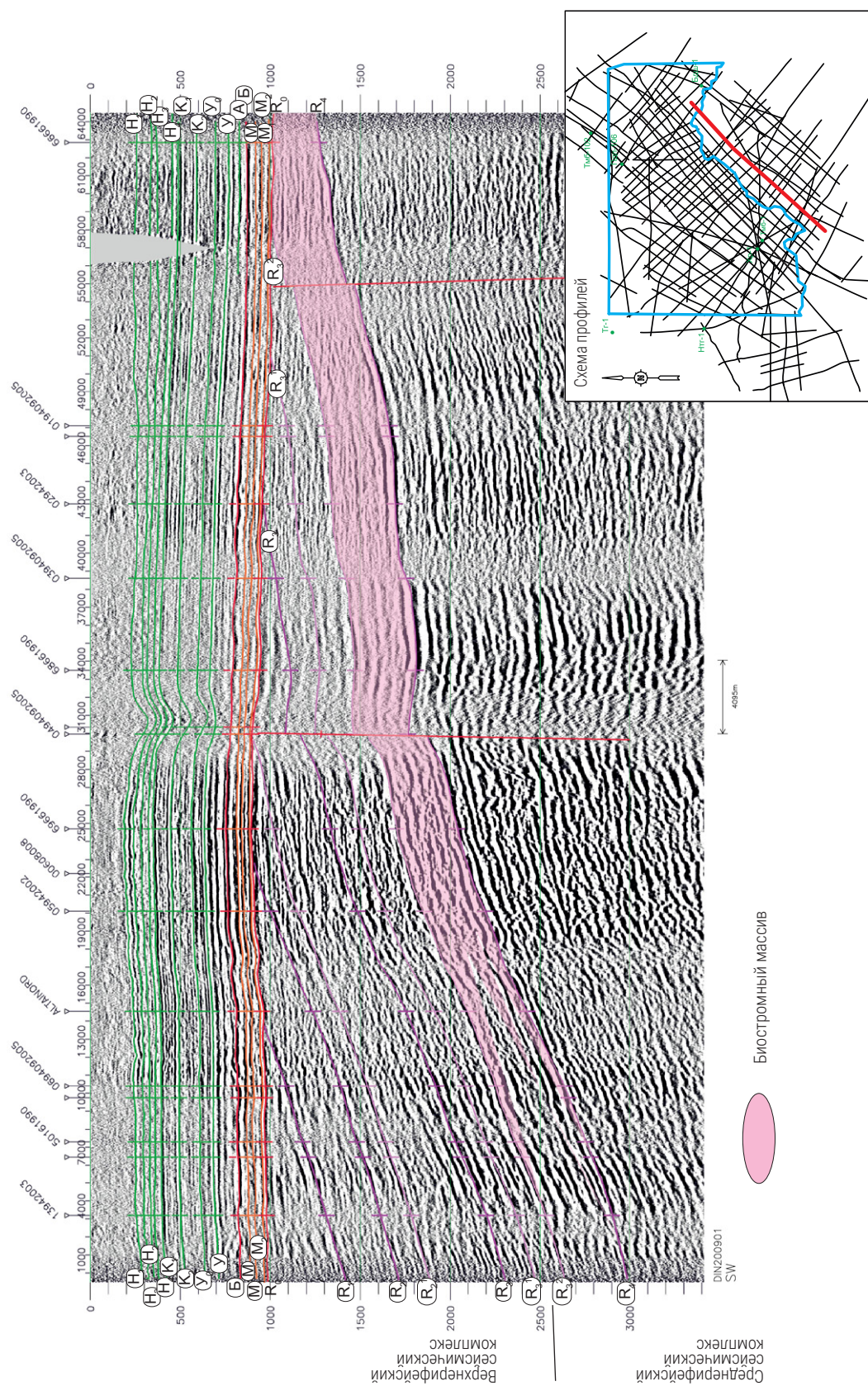
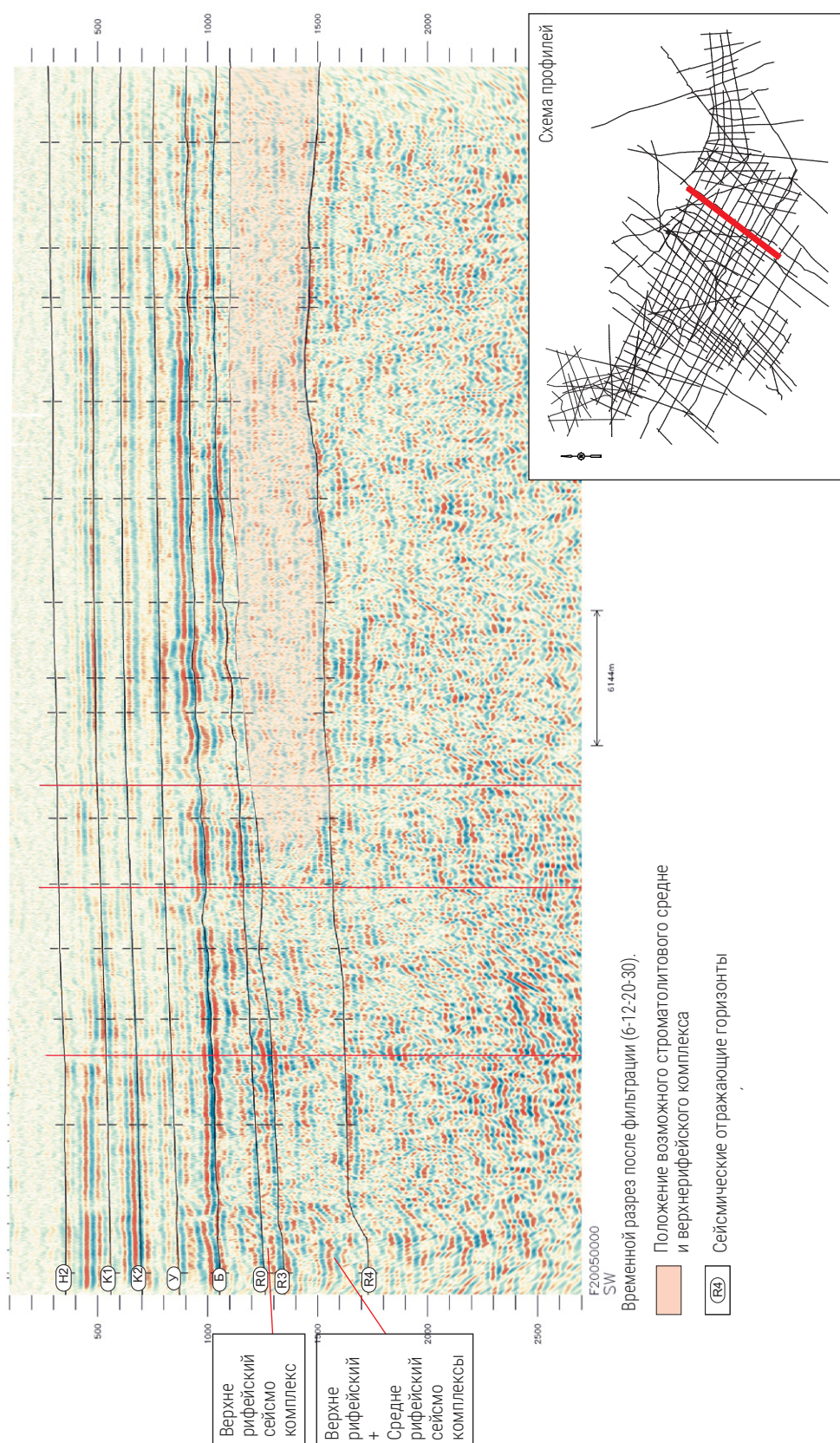
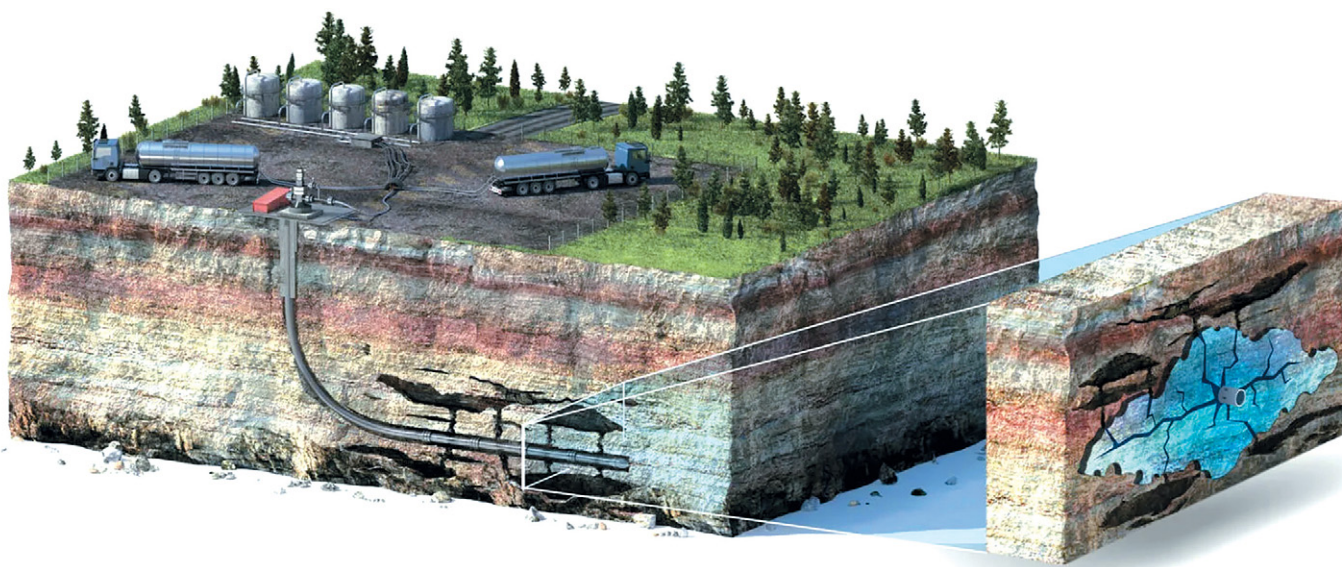


Рис. 14. Временной разрез через рифогенные объекты среднего и верхнего рифея, по профилю 36.29.2007, Оморинская площадь, Сарвилов, 2007





ВЛИЯНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ИНТЕРВАЛОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А.Ю. ТРОПИН, А.В. ФАДЕЕВ
АО «НК» Нефтиса»

О.Н. ЖУРАВЛЕВ, А.М. СУВОРОВ
ООО «ВОРМХОЛС Внедрение»

Как влияют набухающие пакеры на эффективность добычи? Испытания технологии проводились на Унтыгейском месторождении.

В сложившейся экономической ситуации себестоимость и уровень добычи нефти становятся крайне важными параметрами. Эффективность и себестоимость добычи напрямую зависят от корректной работы всех компонентов скважины и правильного подбора оборудования для пластовых условий. Возможность мониторинга всех узлов позволяет своевременно принимать меры для повышения эффективности бурения и сокращения капитальных и операционных расходов.

Независимая оценка качества цементирования, герметичности пакеров и хвостовика, а также работы фильтров и муфт после запуска скважины дает представление о качестве выполненных работ, эффективности оборудования и возможностях его оптимизации. В мире не так много технологий, способных быстро и комплексно решить эти задачи.

Традиционные исследования отвечают лишь на часть вопросов, таких как негерметичность колонн или наличие

заколонных перетоков, и требуют применения подъемных механизмов, остановок добычи и корректной интерпретации данных. Маркерные системы мониторинга предлагают универсальное решение, способное решить все поставленные задачи без дополнительных работ и привлечения спецтехники.

Герметичность пакеров, используемых для разделения ствола и изоляции интервалов в обсадной колонне, играет ключевую роль для уровня добычи скважин после проведения всех работ, необходимых для инициации притока. Пакеры могут включать нефте-водонабухающие, гидромеханические и другие изолирующие элементы, а их работоспособность контролируется системами мониторинга герметичности.

До разработки маркерных технологий мониторинга, скважины после строительства оставались неизученными и не несли никакой информации о качестве проведенных

работ и функционировании отдельных частей. Негерметичность пакеров увеличивает риск неполного раскрытия трещин при гидроразрыве пласта и повышает обводненность добываемой жидкости, что приводит к необходимости утилизации воды и снижению объемов добычи нефти. Непонимание работы систем в реальных условиях мешает их правильной настройке, и поэтому передовые технологии и оборудование не всегда применяются эффективно.

Для достижения максимальной эффективности необходимо внедрение дополнительных решений, которые позволят более точно оценивать и контролировать работу всех узлов и компонентов скважин.

Для увеличения эффективности добычи и повышения дебита скважин месторождения разрабатывают, применяя скважины с протяженным горизонтальным участком, который в длину может достигать нескольких тысяч метров. После проведения анализа проницаемости вдоль ствола, горизонтальный участок разбивается на изолированные интервалы. Далее в изолированных интервалах проводится интенсификация добычи нефти путем многостадийного гидроразрыва пласта. Чтобы достичь необходимых показателей дебита по скважине, каждый такой интервал, где проводится многостадийный гидроразрыв пласта [1], [2], необходимо изолировать при помощи пакерных систем.

Для того чтобы понять, насколько эффективно изолируются целевые интервалы, была использована отечественная технология маркерного мониторинга [3], [4]. Данная технология имеет высокоточные результаты определения герметичности и проста в использовании. Большим преимуществом является то, что можно проводить анализ герметичности интервалов, когда скважина уже вышла на режим. Испытания проводились на Унтыгейском месторождении, где для чистоты эксперимента были созданы максимально равные геологические и технологические условия. Эксперимент включал семь скважин, на которых применялись от 8 до 18 пакеров. Мониторинговое оборудование устанавливали с внешней стороны трубы хвостовика (см. рис. 1), вблизи испытываемых устройств, аналогично скважинным центраторам.

Программа исследований состояла из двух этапов. На первом этапе происходил монтаж пакеров с системами мониторинга. Каждое устройство подбиралось индивидуально для каждой скважины. На втором этапе осуществлялся отбор проб после вывода скважины на рабочий режим. Анализ проб проводился в лаборатории компании-разработчика. В некоторых случаях график отбора проб корректировался для повышения точности получаемых данных (см. таблицу и рис. 2). В таблице представлена информация результатов исследований данного проекта.

Результаты показали, что даже один негерметичный пакер может существенно снизить дебит скважины. Это подтверждает важность обеспечения герметичности целевых интервалов. Анализ статистических данных экс-

Рис. 1. Устройство поинтервального мониторинга притока



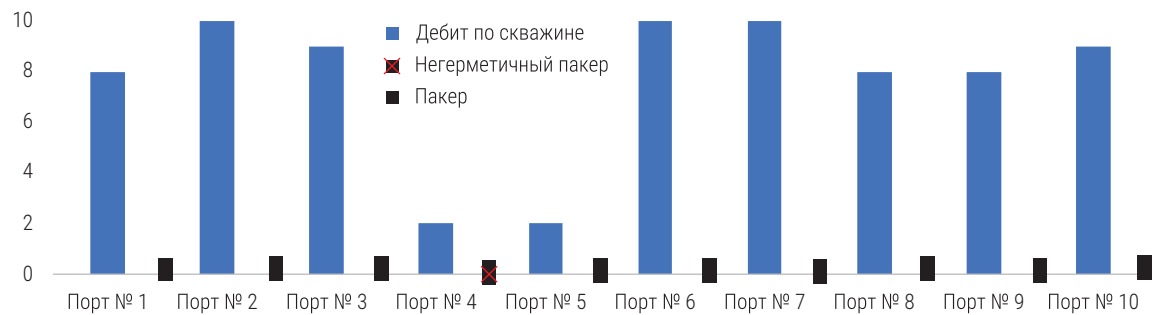
плуатации скважин продемонстрировал, что набухающие пакеры обеспечивают более качественную изоляцию интервалов, чем гидромеханические. Это связано с их конструкцией, которая защищает их от деформации при транспортировке по горизонтальному участку скважины. Гидромеханические пакеры, напротив, оказались менее эффективными, что делает их применение экономически неоправданным на протяженных скважинах.

Дополнительно было выявлено, что повреждения элементов пакеров чаще всего происходят на длинных горизонтальных участках. Степень повреждений увеличивается пропорционально длине этих участков, независимо от типа пакеров. Для минимизации этих рисков используются центраторы, которые защищают оборудование от контакта с породой. Однако исследования показали, что это решение не всегда эффективно: в шести из семи скважин зафиксирована негерметичность пакеров в районе носка.

Технология маркерного мониторинга зарекомендовала себя как высокоточная и удобная методика для оценки состояния оборудования. Она позволяет многократно измерять состав индикаторов в пробах в течение 5-10 суток без остановки добычи. Это обеспечивает подробный анализ и возможность повторных измерений при необходимости без дополнительных затрат.

Особенно важна высокая точность при масштабных исследованиях. Маркерный мониторинг идеально подходит для таких задач, так как обеспечивает надежные данные даже в сложных условиях эксплуатации. Замеры проводятся многократно, что позволяет учитывать изменения во времени и уточнять параметры.

Рис. 2. Пример зависимости дебита по скважине от герметичности интервалов



Выводы исследования

Негерметичность пакеров на носке указывает на повреждение при спуске оборудования. Вероятность таких повреждений возрастает с увеличением длины горизонтального участка открытого ствола, что подчеркивает необходимость разработки новых решений для центрирования оборудования.

Дебит скважины напрямую зависит от качества изоляции интервалов и проведения ГРП. Тщательный выбор типа пакеров и их установки критически важен для успешной эксплуатации протяженных скважин.

Гидромеханические пакеры подвержены большему риску повреждений при монтаже, поэтому их использование оправдано только на коротких участках. Набухающие пакеры, напротив, демонстрируют высокую устойчивость к повреждениям, что делает их предпочтительным выбором для длинных горизонтальных скважин.

Таким образом, современные технологии позволяют эффективно решать задачи строительства горизонтальных скважин. Набухающие пакеры благодаря своей конструкции

обеспечивают надежную герметизацию целевых интервалов и высокую устойчивость к повреждениям. Их внедрение на отечественном рынке способствует повышению эффективности добычи углеводородов, обеспечивая экономическую выгоду и надежность при эксплуатации скважин.

Список литературы

1. Themig, Dan. «New Technologies Enhance Efficiency of Horizontal, Multistage Fracturing.» J Pet Technol 63 (2011): 26-31. doi: <https://doi.org/10.2118/0411-0026-JPT>

2. JPT staff, _ «Technology Updatae: New Methods Boost Multistage Fracturing in Horizontals.» J Pet Technol 59 (2007): 28-30. doi: <https://doi.org/10.2118/0707-0028-JPT>

3. NGV [Электронный ресурс]. – URL: https://ngv.ru/articles/primeneniye-sistem-monitoringa-germetichnosti-na-samotlorskom-mestorozhdenii/?sphrase_id=4744490 (дата обращения: 10.01.2025).

4. NGV [Электронный ресурс]. – URL: https://ngv.ru/articles/malyy-i-sredniy-biznes-mozhet-podnyat-kpd-skvazhin-do-400/?sphrase_id=4744492 (дата обращения: 09.01.2025).

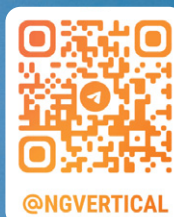
Результаты мониторинга герметичности пакеров на месторождении

Сква- жина, куст	Тип пакера	Пятка	№ Пакера																Нопсок	Процент негерметичности
			16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1		
Скв. №1	гидромеханический		16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1		56%
Скв. №2	нефтенабухающий		11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1							45%
Скв. №3	нефтенабухающий		15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1			47%
Скв. №4	гидромеханический		20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	33%
Скв. №5	нефтенабухающий		14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1				14%
Скв. №6	нефтенабухающий		22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	25%
Скв. №7	нефтенабухающий		8	7	6	5	4	3	2	1										63%
Скв. №8	гидромеханический		17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	31%
			Пакер герметичный																	
			Пакер негерметичный																	
			Пакер не исследовался																	



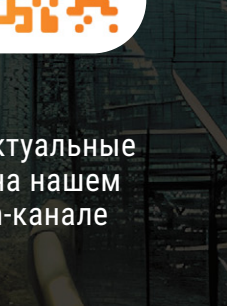
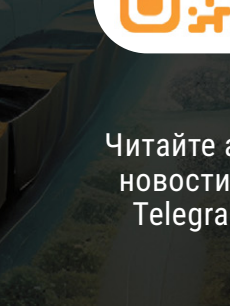
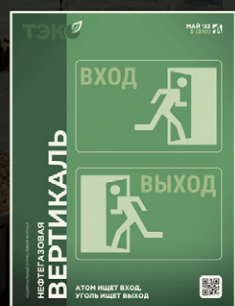
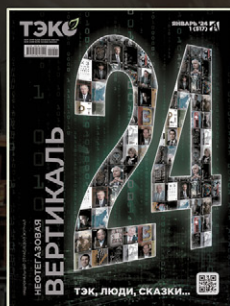
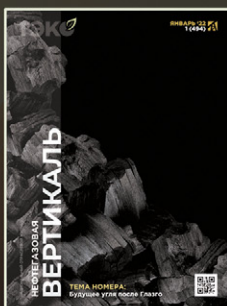
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Читайте актуальные
новости на нашем
Telegram-канале



@NGVERTICAL





Читайте актуальные
новости на нашем
Telegram-канале