

ТЭКС

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



ЯНВАРЬ '24
1 (517)



НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ



ТЭК, ЛЮДИ, СКАЗКИ...





В 2024 г. выйдут 12 номеров журнала

Печатная годовая версия (12 номеров)	42 000 ₽
Электронная годовая версия (12 номеров)	39 600 ₽
Печатная версия 1-е полугодие (6 номеров)	21 000 ₽
Электронная версия 1-е полугодие (6 номеров)	19 800 ₽
Печатная версия 2-е полугодие (6 номеров)	21 000 ₽
Электронная версия 2-е полугодие (6 номеров)	19 800 ₽

ПОДПИСАТЬСЯ МОЖНО

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

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

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

через почту России – подписные индексы
ПС 517, ПС 519
<https://podpiska.pochta.ru>

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

ЖУРНАЛ • НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ • ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



№1 (517)
Январь 2024



КОРОТКО О ГЛАВНОМ

ЦЕНА

Минус 3,37 евро за мегаватт-час достигала стоимость электроэнергии с поставкой 24 декабря в Германии, по данным биржи Erex Spot SE.

Цены на электроэнергию в Германии, Франции, Дании и Великобритании перед Рождеством опускались до отрицательных значений благодаря крупным объемам ветрогенерации и низкому спросу в праздничный период, сообщает Bloomberg.

ЦИФРА

Убытки «Газпрома» могут вырасти до **1 трлн рублей** в 2025 году, поскольку налоговая нагрузка на компанию растет, а ее выручка от экспорта газа падает, заявил глава комитета Госдумы по энергетике Павел Завальный. Убыток «Газпрома» от продаж за январь-сентябрь 2023 года составил 107,23 млрд рублей против прибыли в размере 2,04 трлн рублей год назад.

ПРОГНОЗ

Руководство России ожидает, что цена нефти Brent в 2024 году будет колебаться в пределах \$80-85 за баррель, сообщил вице-премьер Александр Новак телеканалу «Россия 24».

ЦИТАТА

Нефть и отрасли добычи в 2023 году дали нулевой вклад в рост экономики РФ. Об этом заявил помощник Президента РФ **Максим Орешкин**

в интервью радио «Комсомольская правда»:

«Если посмотреть структуру роста, добыча нефти в прошлом году — около нулевой отметки. То есть вклад в экономический рост — нулевой. Добычные отрасли дали нулевой вклад в ВВП», — сказал Орешкин.



СОБЫТИЕ

18 декабря Евросоюз утвердил 12-й пакет санкций против России. В частности, введен новый запрет на импорт сжиженного пропана с переходным периодом в 12 месяцев; расширен список запрещенных для поставок в Россию товаров, к примеру, литиевых батарей. Кроме того, будет ужесточен потолок цен на нефть.

ТЕМА НОМЕРА

- 6 Итоги 2023 года:
нефтегазовые доходы тормозят,
экспорт держится на плаву
Институт развития технологий ТЭК



АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

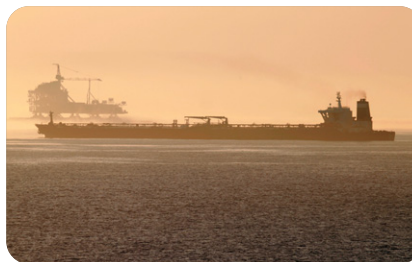
- 12 Анализ перспектив развития
водородной промышленности России
Владислав Карасевич



- 18 Водород утоляет жажду
Мария Тимощенко
- 24 Евросоюз:
путем терпимы
Сергей Сергеев
- 28 2023 год:
изменения
инвестиционного
ландшафта?
Юрий Москвитин

ТЭКО

- 36 Наш альтернативный флот
Ульяна Ольховская,
Софья Каткова,
Юрий Банько



КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 44 Солнечные панели:
предложение наперегонки
со спросом?
Юрий Москвитин



- 52 Желтый кек
пошел на взлет
Мария Тимощенко

В МИРЕ

- 58 Турция:
из импортера газа
в экспортеры?
Мансур Кулиджанов



- 64 Корпоративная «текучка»
в ОАЭ
Татьяна Патапеня

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 70 Рекомендовать
конструктивно
сотрудничать
Генадий Шмаль,
Константин Симонов,
Анатолий Замрий,
Екатерина Котикова,
Дарья Григорьева



НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 74 Анализ эффективности проведения
многостадийного гидроразрыва
пласта на нефтегазоконденсатном
месторождении Лено-Тунгусской
нефтегазоносной провинции
Наиля Жарикова, Лизавета Кусова
- 88 Ачимовские запасы:
подбираем ключ к поддержанию добычи
Кирилл Стрижнев, Марина Мосоян,
Александр Кирик, Глеб Стрижнев
- 94 Нефть отдельно,
чистый грунт отдельно
Игорь Шкрадюк

ИСТОРИЯ

- 98 В отпуск на ледоколе
Юрий Банько
- 103 Нефть, газ,
люди, сказки
и Новый год
Алексей Шульгин
- 109 Начало коммерческой
перегонки нефти в России
Алексей Коршак



Редакционный совет

Кирилл Молодцов (председатель)
Виктор Мартынов
Борис Порфирьев
Юрий Сентюрин
Олег Прищепа
Сергей Куличков
Сергей Коновалов
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
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

Ирина Васина iv@ngv.ru

Корректоры

Мария Самохина, Наталья Павловская

Отдел рекламы

Ольга Родионова ro@ngv.ru

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)

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

Заявленный тираж: 15 000 экз.

Цена свободная

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

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/neftegazovaya_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)

ВЫБОР ПАРАДИГМЫ

Колонка председателя редакционного совета
НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ Кирилла Молодцова



Уважаемые читатели!

В только что закончившемся 2023 году экспорт российского газа продолжает сокращаться и существенно. Отчетность опубликована. Цифры не секретные.

В долгосрочной перспективе, конечно, есть вероятность, что объемы восстановятся. Но пока нужно думать, что делать с актуальной конъюнктурой.

При сохранении подходов к регулированию национальный газовый экспортер будет убыточен и «больше не может стимулировать надежность системы и стимулировать рост ВВП», – такой прогноз до 2026 года включительно дало Минэнерго РФ на форуме «Газ России» в декабре 2023 года.

Экспорт не «взял» пока и может так стать, что и «не возьмет» ранее поставлявшийся на внешний рынок объем в ближайшем будущем. К этому нужно было быть готовым давно. Но и меры по реализации газа на внутреннем рынке сегодня не дают гарантии, что дальше газ будет потребляться отечественными потребителями таким образом, что баланс спроса и предложения будет гармоничным.

Сегодня ГРО и сбытовые компании генерируют убытки, при этом рост производственных затрат идет во всех газовых компаниях.

Биржа есть, но объемы торговли газом там незначительные.

Я определенно ощущаю дежавю. Я уже неоднократно высказывался по поводу развития внутреннего рынка газа. Еще раз подчеркну, что необходимо участие в торгах не одного игрока или трех, как это происходит в рамках актуальной конъюнктуры, а множества, которых нужно стимулировать к участию. Это должно помочь и переработке. Чтобы отечественные компании – малые и средние – могли перерабатывать газ в топливо или в продукцию высоких переделов. Купил сырье на бирже свободно и по нормальным ценам – и дальше преобразуешь его в товары с высокой добавленной стоимостью как для внутреннего потребления, так и для экспорта. Для реализации этих задач актуальным становится изменение модели функционирования рынка газа, необходим переход к конкурентному ценообразованию на газ для всех потребителей, кроме населения и ЖКХ.

Все понимают, что формат работы на рынке надо поменять. Но особых движений в сторону формирования предложения я не вижу. Поэтому есть опасения, что газ будет сжигаться в факелах, а не перерабатываться. Способствует ли этот бэкграунд росту капитализации? Что будет с дивидендами в этом году? Они могут уменьшаться, что повлияет на стоимость акций. Целью же любого ответственного менеджера является рост капитализации, т.е. доходов акционеров. Доходы акционеров страны – граждан России – это улучшение качества жизни...



Наши дивиденды – это улучшение качества жизни в нашей стране! Решение задачи улучшения качества жизни граждан в проекции на ТЭК – вот ежеминутная долгосрочная задача менеджеров отрасли.

В этой связи я хотел бы акцентировать внимание на понимании рыночных запросов. Отмечу, что маркетинг в крупных компаниях хромает. Функции добычи, переработки, сбыта не связаны между собой, зачастую просто абсолютно сепарированы. Постоянно слышу из корпоративных источников, что «крупняк» не знает, куда сбывать, как сбывать и что нужно сбывать. Мне кажется, что это нонсенс. Оказывается, что сегодня, в XXI веке, когда, казалось бы, уже бизнес-процессы должны быть как азбучные истины, элементарные вещи не работают, маркетинг и аналитика отсутствуют как понятия. Возможно, на этом сэкономили, думали, что само как-то образуется. Не вышло. Поэтому сегодня компании начинают искать специалистов на аутсорсе, чтобы те подсказали или выстроили систему логистики для сбыта продукции, а также проанализировали, что именно и где хотят купить. И это еще раз к вопросу о том, что горизонтальные связи не функционируют. Нет контакта не то чтобы на уровне страновых рынков – нет связи между регионами внутри Отечества. В этой плоскости можно привлечь ИИ (искусственный интеллект). Ведь вектор тяги для отрасли – ревизия издержек и потерь. ИИ нужен для целей моделирования, прогнозирования и анализа маркетинга продукции и услуг на кратко-, средне- и долгосрочную перспективу...

В этой связи вспомнился отличный фильм про бейсбол – «Человек, который изменил все». Чтобы выиграть с маленьким бюджетом герой фильма – менеджер команды – меняет правила подбора игроков, используя специальную программу. Софт подбирает игроков не по традиционным шаблонам, а по особенностям (иногда даже странным), позволяя увидеть в человеке сильные стороны, увеличить степень эффективности, синергию всей команды. В результате у него все получилось. Команда выигрывает вопреки прогнозам.

Вышеперечисленные вопросы относятся не только к газу, то же самое можно сказать и по поводу нефти.

Постоянно читаешь в новостях о том, что санкции не работают и нефть продается выше потолка. Индия покупает половину нашего морского экспорта, у Китая все-таки рост спроса, а танкеры, несмотря на препоны, осуществляют поставки всем заинтересованным покупателям. Это все хорошо. Но когда мы будем думать на перспективу? Не радоваться сиюминутным успехам, что удалось сбывать сырье и получить какую-то прибыль, а формировать концепцию долгосрочного развития по переработке сырья внутри страны.

Я понимаю интерес трейдеров, которые придумывают разные схемы в условиях санкционного прессинга и получают маржу. Но все эти ухищрения все равно распыляют потенциал отечественной экономики, нивелируют возможность получения гораздо более значительной прибыли.

Сегодня остро стоит вопрос логистики через Балтику и Черное море. Ситуация пока контролируется, но может усугубиться. Понятно, что Севморпуть нужно раскатывать и наращивать мощности, флот. Для этого необходимо сделать очень многое, продумать схемы трубопроводной и железнодорожной инфраструктуры, построить ледоколы.

Но не стоит думать об этом односторонне, с точки зрения традиционного экспортного сбыта. Давайте все-таки осмыслим возможности для внутренней переработки нефти и будем отталкиваться от этого. Независимые компании, трейдеры тоже бы могли стать переработчиками, если бы для этого были созданы условия. Кто-то и сам мог бы построить НПЗ, кто-то бы сдавал объемы на переработку. Для этого нужна воля, форматирование налоговой системы, оценка и экономические обоснования новой концепции ТЭК. Предлагаю обсудить эти вопросы на страницах журнала.

В январском номере мы предлагаем почитать про итоги года, новые инвестиционные тренды, рынок танкерных перевозок в новой реальности, а также про особенности рынков атома и водорода. В каких-то сферах успехи значительные, где-то есть что скорректировать. Надеюсь, что мы сможем сделать правильные выводы и сформулировать стратегически важные директивы. **✎**





ИТОГИ 2023 ГОДА: НЕФТЕГАЗОВЫЕ ДОХОДЫ ТОРМОЗЯТ, ЭКСПОРТ ДЕРЖИТСЯ НА ПЛАВУ

*Эксперты Института развития технологий ТЭК
(ИРТТЭК)*

2023 год охарактеризовался рядом вызовов российской экономике и промышленности, в частности нефтегазовой отрасли. Год стал серьезной проверкой для ТЭК и нефтяной промышленности России. Заработали в полную силу санкции и ограничения Евросоюза – бывшего основного импортера наших энергоресурсов. Но отказ ЕС от импорта российской нефти не стал фатальным ударом для бюджета.

На фоне санкций российские компании перенастроили логистику и переориентировали поставки нефти и нефтепродуктов в дружественные страны. Прежде всего, это АТР, африканские страны, латиноамериканские страны – если речь идет о нефтепродуктах. Основными потребителями нефти стали Китай, Индия, Турция и ряд других стран.

Экспорт нефти – это один из главных источников пополнения российского бюджета, и оперативное перенаправление экспорта на других потребителей позволило с минимальными потерями пережить и эмбарго, и установление ценового потолка. Потолок был установлен на уровне \$60 за барр., а затем он должен был пересматриваться раз в два месяца, что у ЕС не получилось. А указом Президента РФ было запрещено торговать с теми покупателями, которые придерживаются потолка цен.

ЕС, подталкиваемый США, пытался блокировать морские перевозки российской нефти. Но попытки запретить судовладельцам перевозить российскую нефть в основном провалились. Россия в течение последних лет обзавелась своим независимым флотом танкеров, который европейские СМИ тут же окрестили «серым» или «теневым флотом». И желающих заработать на транспортировке нефти отнюдь не стало меньше.

В ноябре Россия, входящая в альянс ОПЕК+ вместе с основными странами-поставщиками нефти, согласилась о добровольном снижении поставок на мировой рынок. Плюс к этому Россия и Саудовская Аравия в течение года приняли на себя ряд дополнительных ограничивающих обязательств. Таким образом, Россия, Саудовская Аравия и ОАЭ оказали влияние на цены на рынке нефти, не давая им упасть до критических значений.

По итогам трех кварталов 2023 года доля нефтегазовых доходов федерального бюджета упала до минимума за 16 лет и составила чуть более 28% всех поступлений

В то же время ряд стран, не входящих в ОПЕК+, в 2023 году увеличил добычу нефти, тем самым подтолкнув Саудовскую Аравию к рассмотрению возможного дополнительного сокращения добычи нефти. Среди лидеров роста добычи, в частности, США и Бразилия.

Некоторый диссонанс в мировую торговлю энергоресурсами внесли Бразилия и Венесуэла. Бразилия заявила о намерении присоединиться к ОПЕК+, но на особых для себя условиях – только в качестве наблюдателя, которому не нужно соблюдать ограничения на добычу нефти, что категорически не устраивает Саудовскую Ара-

вию. В свою очередь, Венесуэла развязала агрессивную кампанию и провела референдум по присоединению части территории своего соседа – Гайаны, спорного региона Эссекибо, располагающего большими запасами полезных ископаемых, включая нефть.

Добыча нефти в РФ

Добыча нефти в России по итогам 2023 года, возможно, составит 527 млн т, что на 2% ниже, чем годом ранее (см. рис. 1). Это сокращение обусловлено, прежде всего, обязательствами России по сокращению поставок на мировой рынок в рамках договоренностей в ОПЕК+.

5 сентября Россия объявила, о сокращении экспорта нефти на 300 000 барр./сутки до конца 2023 г. Вице-премьер Александр Новак заметил, что объемы снижения будут корректироваться ежемесячно «в зависимости от ситуации на мировом рынке нефти». С марта этого года и до конца 2024 г. РФ также добровольно сокращает добычу нефти на 500 000 барр./сутки. К добровольному сокращению добычи нефти также присоединились еще восемь стран ОПЕК+, в том числе главный партнер России – Саудовская Аравия. Королевство с 1 мая сократило добычу нефти на 500 000 барр./сутки, а с июля и до конца года – еще на 1 млн барр. Кроме того, в августе Россия решила снизить экспорт на 500 000 барр./сутки, в сентябре – на 300 000 барр. Это снижение не касается договоренностей в рамках сделки ОПЕК+.

В целом можно констатировать, что добыча нефти за девять месяцев 2023 года снизилась по сравнению с прошлым годом, но снижение было незначительным. Во всяком случае, результат разочаровал ожидания недоброжелателей и пессимистов. Отрицательный результат был обусловлен не столько санкциями и потолком цен, сколько ограничениями в рамках соглашения ОПЕК+.

Суммарные поставки российской нефти в ЕС, Турцию, Японию и США по итогам девяти месяцев 2023 года снизились в годовом сравнении на 67-68 млн тонн. В свою очередь, суммарный прирост поставок в Индию и Китай за тот же период составил около 63 млн тонн. При этом следует учитывать, что помимо Китая и Индии, российские компании осваивали в 2023 году и другие рынки сбыта. В частности, были поставлены первые партии российской нефти в Пакистан.

В то же время произошло заметное увеличение поставок нефти на внутренний рынок. По данным Росстата, индекс производства нефтепродуктов составил в январе-сентябре текущего года 103,9% к соответствующему периоду прошлого года. При этом суммарное производство крупнотоннажных нефтепродуктов (автомобильный бензин, дизельное топливо, топочный мазут, авиакеросин, прямогонный бензин) выросло по сравнению с аналогичным периодом 2022 года на 4,0% – до 146,9 млн тонн,

Рис. 1. Добыча нефти в России, млн тонн



Источник: Газпромбанк. <https://gazprombank.investments/blog/market/oil-russian-market/>

что стало максимальным показателем для данного периода за последние восемь лет[1].

Доходы

Доля нефтегазовых доходов в российском бюджете снизилась в этом году (см. рис. 2). По итогам трех кварталов 2023 года доля нефтегазовых доходов федерального бюджета упала до минимума за 16 лет и составила чуть более 28% всех поступлений. Среди причин – снижение мировых цен на нефть и регуляторные новации. В результате вклад нефтегазовых доходов в совокупные поступления федерального бюджета стал минимальным, по крайней мере с 2007 года. В последний раз сопоставимые значения наблюдались в пандемийном 2020 году (за девять месяцев – 29%). Госаудиторы объяснили такую динамику нефтегазовых доходов снижением средней цены на нефть марки Urals и на природный газ, а также налоговым маневром в нефтегазовой отрасли [2].

Нефтегазовые доходы федерального бюджета включают в себя не все налоговые сборы с нефтегазовых компаний, а только те налоги, которые прямо зависят от цены нефти. До 2018 года включительно они определялись как сумма налогов на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в отношении нефти, газа и газового конденсата и экспортных пошлин на нефть, газ и нефтепродукты. С 2019 года в расчет добавились налог на дополнительный доход (НДД) и возвратный акциз на нефтяное сырье с демпфи-

рующей компонентой (налоговый вычет, компенсирующий нефтепереработчикам негативное влияние снижения экспортной пошлины в рамках налогового маневра в отрасли; демпфер дополнительно компенсирует нефтяникам сдерживание внутренних цен на топливо).

Для повышения бюджетных доходов в 2023 году в очередной раз было увеличено НДПИ для добывающих компаний. Единственная цель повышения налоговой нагрузки – снижение маржинальности добычи нефти. Данная мера позволила компенсировать через демпферный механизм потери нефтеперерабатывающих компаний от поставок нефтепродуктов на внутренний рынок по ценам ниже мировых и увеличила поступление НДПИ в бюджет в 2023 году. В 2023 году была продлена до 2025 года корректировка демпфирующего механизма, введенная в качестве временной меры в 2022 году. Связано это с тем, что российская нефть, находясь под давлением санкций, продавалась по цене ниже рыночной или со значительным дисконтом.

По мнению Счетной палаты, снижение нефтегазовых доходов бюджета как в долях, так и в абсолютном выражении по итогам трех кварталов 2023 года обусловлено рядом факторов, среди которых:

- снижение поступлений НДПИ и вывозных пошлин
- продолжение налогового маневра в нефтяной отрасли
- переход месторождений на налог на дополнительный доход (НДД)

- снижение добычи нефти в рамках обязательств России перед ОПЕК+

Сборы НДС на нефть снизились на 1,84 трлн руб. по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года – до уровня 6,21 трлн руб. В основном сокращение нефтяных доходов произошло в результате снижения средней цены на нефть марки Urals с \$82,9 за баррель в декабре 2021 года, до \$55,9 за баррель в декабре 2022-августе 2023 года.

Существенное влияние на объем и структуру нефтегазовых доходов оказало изменение налогового и таможенного законодательства в рамках налогового маневра, в результате которого ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты уменьшились в два раза по сравнению с 2022 годом. Так, если ставка пошлины на сырую нефть в сентябре 2022 года составляла \$52 за тонну, то в сентябре 2023-го ее размер был на уровне \$21,4 за тонну.

На снижение нефтегазовых доходов повлияло изменение структуры добычи нефти, а также продолжение процесса перехода ряда месторождений на режим НДС, которое изменило не только поступления НДС, но и НДС, отмечают аудиторы. Так, если за девять месяцев 2022 года доходы бюджета по НДС достигали 1,37 трлн руб., то в аналогичном периоде 2023 года они снизились почти в два раза, до 704 млрд руб.

Система НДС применяется с 1 января 2019 года к пяти группам месторождений. Размер налога составляет 50% дохода компании на конкретном месторождении за вычетом расходов на добычу и логистику. По состоянию на 2023 год на этот механизм налогообложения было переведено более 45% добычи нефти, заявлял вице-премьер Александр Новак [3].

Транспортировка нефти

Россия за 2022-2023 годы вывела экспорт нефти из зоны контроля Запада. Сегодня ежемесячный доход России от экспорта нефти в 2023 году оказался выше, чем до начала спецоперации на Украине.

На рынке перевозок нефти, помимо собственно российского танкерного флота, появилось множество зарубежных торговцев и судоходных компаний, перевозящих морем российскую нефть. Так называемый «теневого флот» и альтернативы западному морскому страхованию сами по себе не новость. Иран пользуется ими уже много лет. Но теперь, когда к ним прибегла Россия, эти меры стали еще более распространенными. Как сообщает МЭА, суточный объем морского экспорта нефтепродуктов из России вырос на 110 000 барр., что позволило России компенсировать падение экспортных цен и увеличить доходы от поставок нефти по морю. Как долго это будет продолжаться, неизвестно. Но ширящаяся

Рис. 2. Как менялась доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете

Данные за девять месяцев каждого года.

Доля нефтегазовых доходов в доходах федерального бюджета, %



Источники: Минфин, Счетная палата (© РБК, 2023)

роль «теневого флота» очевидна: в этом году на него пришлось порядка 45% транспортировки всей российской нефти.

В этом году отечественные нефтегазовые компании начали тестировать транспортировку – в том числе и нефти – в Китай по СМП. Первые проводки показали, что этот маршрут достаточно рискованный, и о коммерческих преимуществах перед Суэцем говорить пока не приходится. Анонсированный выигрыш по времени прохождения, как выяснилось, не так однозначен, поскольку зависит от ледовой обстановки и от загруженности работающих на маршруте ледоколов. Тем не менее сама геополитическая обстановка заставляет «Росатом» (оператор СМП) совместно с ключевыми российскими грузоотправителями развивать Северный морской путь, наращивая в восточном направлении объемы перевозок, в том числе нефти и нефтепродуктов.

По сравнению с газозовом «Великий Новгород» который преодолел 8 500 морских миль за 33 суток, нефтеналивным танкерам «Приморский проспект» и NS Arctic пришлось потратить больше времени на доставку 224 тыс. т нефти в китайский порт Жичжао. Первоначально предполагалось, что оба танкера затратят на транспортировку 38 суток. На деле получилось, что время от выхода из российского порта до прихода в китайский порт составило: для NS Arctic – 48 суток, для «Приморского проспекта» – 49 суток. Но, как говорится, лиха беда начало.

Однако, по мнению ряда экспертов, перенаправление продукции нефтегазовых компаний из балтийских портов на Северный морской путь вряд ли приведет к значительному увеличению объемов перевозок. Чтобы нарастить транспортировку, необходимо в достаточном количестве

иметь танкеры ледового класса, которые в России массово не производятся, а также ледоколы. Без оперативного решения этих вопросов дополнительные объемы перевозок нефти по СМП оцениваются аналитиками только в 5-7 млн т в год.

Важной составной частью транспортировки нефти и нефтепродуктов являются российские порты. Согласно информации главы Минтранса Виталия Савельева, прозвучавшей в конце марта 2023 года на итоговой коллегии Министерства транспорта РФ, общее количество морских портов на конец 2022 года, включая порты новых регионов – Мариуполь и Бердянск, составило 63.

Суммарные поставки российской нефти в ЕС, Турцию, Японию и США по итогам девяти месяцев 2023 года снизились в годовом сравнении на 67-68 млн тонн. В свою очередь, суммарный прирост поставок в Индию и Китай за тот же период составил около 63 млн тонн

Проектируемые и уже строящиеся мощности всех российских портов составляют 260 млн тонн. Для выполнения Комплексного плана и поставленной государством задачи этих портовых мощностей будет более чем достаточно. Однако в том, что реализация некоторых проектов будет осуществлена в полном объеме, сегодня нет уверенности из-за отсрочек, переносов, сомнений инвесторов и мировой экономической ситуации. По мнению некоторых экспертов, добавляет неопределенности агрессивная санкционная политика западных держав по отношению к России и нестабильность финансовых рынков [4].

«Зеленая» энергетика против

Попытки сторонников «зеленой» энергетики сократить использование ископаемого топлива в мире не увенчались однозначным успехом. Им успешно противостояли страны-поставщики нефти (ОПЕК и ОПЕК+) и промышленники стран-потребителей. С другой стороны – на фоне «зеленой» повестки снижались инвестиции в нефтяную отрасль. А это грозит кризисом недоинвестированности отрасли. Инвестиции нужны уже сейчас для того, чтобы в горизонте 7-10 лет обеспечить добычу углеводородов. По прогнозам аналитиков, в ближайшие год-два «зеленая» повестка не сможет существенно повлиять на рыночную энергетическую конъюнктуру в сторону снижения потребления нефти и других видов ископаемого топлива.

В ноябре 2023 года агентство РИА Рейтинг выпустило ежеквартальный аналитический бюллетень «Нефтегазо-

добывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: тенденции и прогнозы» №52. Итоги января-сентября 2023 года [6].

Приведем из него некоторые основные факты по итогам трех кварталов 2023 года.

В третьем квартале мировой спрос на нефть превысил предложение на 1,4 млн баррелей в день, цена Brent выросла по сравнению со вторым кварталом на 11%.

Добыча нефти в России снизилась примерно на 1,6% в годовом сравнении, в Саудовской Аравии – на 6,4%, тогда как в США добыча выросла на 8,9%.

Цена на европейском газовом рынке немного выросла в третьем квартале, но по сравнению с прошлым годом она снизилась более чем в три раза.

Производство нефтепродуктов выросло до восьмилетнего максимума, производство бензина и дизельного топлива достигло рекордных значений.

Цены на бензин в среднем по России за год увеличились более чем на 9%. Остановить рост цен удалось только за счет вмешательства правительства.

Прогнозы

По мнению экспертов нефтегазовой отрасли, вторую половину 2023 года можно считать локальным минимумом, но на горизонте в три года «доля нефтегазовых доходов вернется в диапазон 34–36% – на уровни, характерные для 2016 и 2021 годов [6].

В 2024 году нефтегазовые доходы составят порядка 33% общих доходов федерального бюджета. Несмотря на сокращение дисконта Urals и ослабление курса рубля, против увеличения нефтегазовых доходов будут действовать тренды в росте налоговых льгот на добычу нефти, доли добычи, на которую распространяется НДС, против добычи под НДС [7].

Список литературы

1. <https://riarating.ru/macroeconomics/20231123/630252957.html>
2. <https://www.rbc.ru/economics/23/11/2023/655dcfa69a79471d752b6f80?from=copy>
3. <https://www.rbc.ru/economics/23/11/2023/655dcfa69a79471d752b6f80?from=copy>
4. https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2023/9/1185/
5. <https://riarating.ru/images/63025/28/630252862.pdf>
6. <https://www.forbes.ru/finansy/500995-dola-neftegazovyhdohodov-rossijskogo-budzeta-opustilas-do-minimal-noj-za-16-let>
7. <https://www.forbes.ru/finansy/500995-dola-neftegazovyhdohodov-rossijskogo-budzeta-opustilas-do-minimal-noj-za-16-let>

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Российское геологическое общество (РОСГЕО)
НОУ «Институт «ПравоТЭК»

ПОДДЕРЖКА И УЧАСТИЕ:

Минприроды России, Роснедра, Росгеолфонд, Росгеолэкспертиза, ГКЗ

Практический семинар**Актуальные проблемы****недропользования:****лицензирование и смежные вопросы
(цифровизация, АСЛН, АК и пр.)****ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН:****Тенденции и перспективы развития законодательства в 2023-2024 гг.**

Обзор принятых документов и отдельных нормотворческих инициатив Минприроды России.

Новеллы в правовом регулировании недропользования с 01.09.2023 г., с 01.01.2024 г., с 01.03.2024 г. Общий обзор нормативно-правовых актов

Цифровое управление государственным фондом недр:

- Цифровая трансформация геологической отрасли и перспективы на 2024 г.
- Развитие информационного обеспечения и цифровизации недропользования
- Работа в Автоматизированной системе лицензирования недропользования (АСЛН)
- Личный кабинет недропользователя
- Представление геологической информации во ФГИС «ЕФГИ»

Тренды развития государственного управления в недропользовании.

Новые объекты регулирования. Актуальные проблемы лицензирования пользования недрами

Вопросы-ответы: Актуальная практика в сфере недропользования

Экспертиза проектов геологического изучения недр: практические вопросы и рекомендации

Разовые и регулярные платежи за право пользования недрами: последние изменения и сложные вопросы

Подземные воды: работа ЦКР Роснедр и нормативное обеспечение государственной экспертизы

О новой редакции «Правила подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых»

Проектирование разработки месторождений, планирование и ведение горных работ

О регулировании маркшейдерской деятельности: № 25-ФЗ от 17.02.2023 г., приказ Ростехнадзора № 186 от 19.05.2023 г.

14-15 февраля 2024 г.*Модератор:*

Виктор Геннадьевич Нестеренко,
президент НОУ "Институт "ПравоТЭК",
вице-президент Российского
геологического общества,
член Общественного совета
Минэнерго России

Приглашенные спикеры:

Киржиманов М.Г.,
Минприроды России, к.ю.н.

Юон Е.М.,
ФГБУ «Росгеолфонд», к.т.н.

Никишин Д.Л.,
ФГКУ «Росгеолэкспертиза», к.ю.н.

Горохов К.Д.,
ФГКУ «Росгеолэкспертиза»

Давыдов А.В., ФБУ «ГКЗ», к.т.н.

Толстых Н.И.,
НОУ «Институт «ПравоТЭК»

Ходорович К.К.,
Минприроды России

Богданов Д.С.,
НОУ «Институт «ПравоТЭК»,
к.ф-м.н.

РЕКЛАМА



ООО «ПравоТЭК»: +7 (495) 215-54-43, (499) 235-47-88, (499) 787-70-22, факс (499) 253-23-61 / order@lawtek.ru

school.lawtek.ru



АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

ВЛАДИСЛАВ КАРАСЕВИЧ

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Россия отправляет водород на экспорт в виде аммиака, метанола и азотных удобрений. И тут все довольно позитивно. Что касается чистого водорода, то тут все туманно. До сих пор нет определенности в стратегических документах. Также фиксируется дефицит технологий.

Введение

Водородная промышленность в мире существует более 100 лет. В 2022 году, по данным МЭА, в мире было произведено 95 млн тонн водорода, более 60% из природного газа (см. рис. 1), на его производство было потрачено более 160 млрд м³ природного газа. Исходя из имеющихся прогнозов развития водородной промышленности до 2040, объем водорода, производимого из природного газа, будет расти.

Основными потребителями водорода, по данным МЭА, выступили химические производства (на производство аммиака и метанола пошло более половины мирового водорода) и переработка углеводородов, 5% пришлось на металлургию (прямое восстановление металлов из руды). На энергетику и транспорт пришлось лишь 40 тыс. тонн (менее 0,05% от общего потребления).

В связи с тем, что в последнее время в мире прочно укоренилась неофициальная классификация водорода по цветам, которые зависят от метода производства водорода и, в ряде случаев, наличия сопутствующих мероприятий по улавливанию и захоронению/использованию диоксида углерода, в дальнейшем в статье будет использоваться именно цветовая классификация. В таблице содержится информация по основным характеристикам и углеродному следу каждого из видов водорода.

Для развития в стране электролизеров с полимерными мембранами необходимо поддерживать НИР по разработке отечественных полимерных мембран

Рост интереса к мероприятиям по декарбонизации и снижению углеродного следа в мировой экономике привел к росту интереса к возможной добыче природного водорода и производству низкоуглеродного («зеленого», «голубого», «желтого», «бирюзового») водорода.

В 2021-2022 годах для развития водородных проектов в России была принята Концепция развития водородной энергетики в России (отменена из-за потери актуальности в новых условиях), Минпромторгом выпущены Атлас водородных проектов (сегодня большинство проектов неактуально из-за изменившейся ситуации) и сборник «Российские компетенции водородной промышленности» (обновленная редакция ожидалась в 2023 году). В 2023 году также ожидалось принятие водородной стратегии России (разрабатывается Минэнерго РФ), в которой основное внимание, скорее всего, по-прежнему будет уделено увеличению экспорта водорода (как в чистом виде, так и в виде водородосодержащих продуктов), малой водородной энергетике и развитию в стране отечественных во-

Рис. 1. Производство водорода по видам



дородных технологий. Ниже в статье будут рассмотрены основные возможные направления развития водородной отрасли в России и даны оценки перспективности развития отдельных, связанных с водородом направлений.

Добыча природного водорода

В последние два года тема добычи природного водорода, изучавшаяся в СССР еще в середине 60-х годов прошлого века профессором МГУ В.Н. Лариным, пережила ренессанс. В 2022 году Франция стала первой страной, которая внесла водород в реестр полезных ископаемых. В сентябре 2023 года Национальный центр научных исследований Франции (CNRS) опубликовал результаты исследований в Лотарингии, по результатам которых ресурсы водорода на месторождении на глубине

Рис. 2. Мировое потребление водорода по отраслям

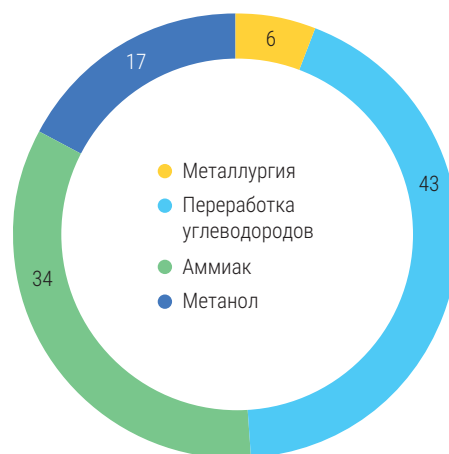


Таблица. Цветовая классификация водорода

Цвет	Описание	Углеродный след, кг CO ₂ / кг H ₂
Белый	Существует в природе	нет данных
Желтый	Электролиз воды, электроэнергия АЭС	0,5-2,5
Голубой	Паровая конверсия метана, газификация угля + захоронение CO ₂	3,0-5,9 0,8-5,2
Бирюзовый	Пиролиз метана	0,5-2,5
Коричневый	Газификация угля	14,4-25,3
Серый	Паровая конверсия метана	10,7-16,0
Зелёный	Электролиз, электроэнергия ВИЭ, пиролиз биомассы / биометана, паровая конверсия биогаза	0,5-2,5

до 1250 м определены в 5-250 млн тонн. 23 ноября компания TBH2 Aquitaine получила первую лицензию на исследование добычи природного водорода на территории площадью 225 км² в департаменте Атлантические Пиренеи на юго-востоке страны, еще пять заявок находятся в стадии рассмотрения.

Анализ наличия российских технологий и уровня их готовности позволяет говорить об отсутствии в стране собственных технологий и компетенций производства водорода в промышленных масштабах

В июле 2023 года природный водород был внесен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод. В декабре 2023 года в ответ на обращение С.Ю. Глазьева Председатель Правительства РФ М.В. Мишустин дал поручение заместителю Председателя Правительства РФ А.В. Новаку и министру науки и высшего образования В.Н. Фалькову проработать вопрос развития технологий добычи природного водорода. Наряду с проработкой технологий, для создания которых можно использовать существующий опыт нефтегазовых компаний (например, опыт ПАО «Газпром» по работе с метаном из угольных пластов), было бы целесообразно провести первичную оценку ресурсной базы по добыче природного водорода и выделить (при их наличии) основные места потенциального залегания природного водорода.

Экспорт водорода и водородосодержащей продукции

В настоящий момент водород экспортируется из России только в виде водородосодержащей продукции (аммиак, метанол, азотные удобрения). В 2022 году Россия произвела 17 млн тонн аммиака и 4,5 млн тонн метанола, на производство которых было затрачено 3,5 млн тонн водо-

рода (9,8 млрд м³ природного газа). Из примерно 5 млн тонн водорода в год, производимых в стране, до 1,5 млн тонн отправляется на экспорт в виде водородосодержащей продукции, в то время как рынок низкоуглеродного водорода, про который много говорится в международных и страновых стратегических материалах, сегодня отсутствует (см. рис. 3), и его появление до 2030 года маловероятно.

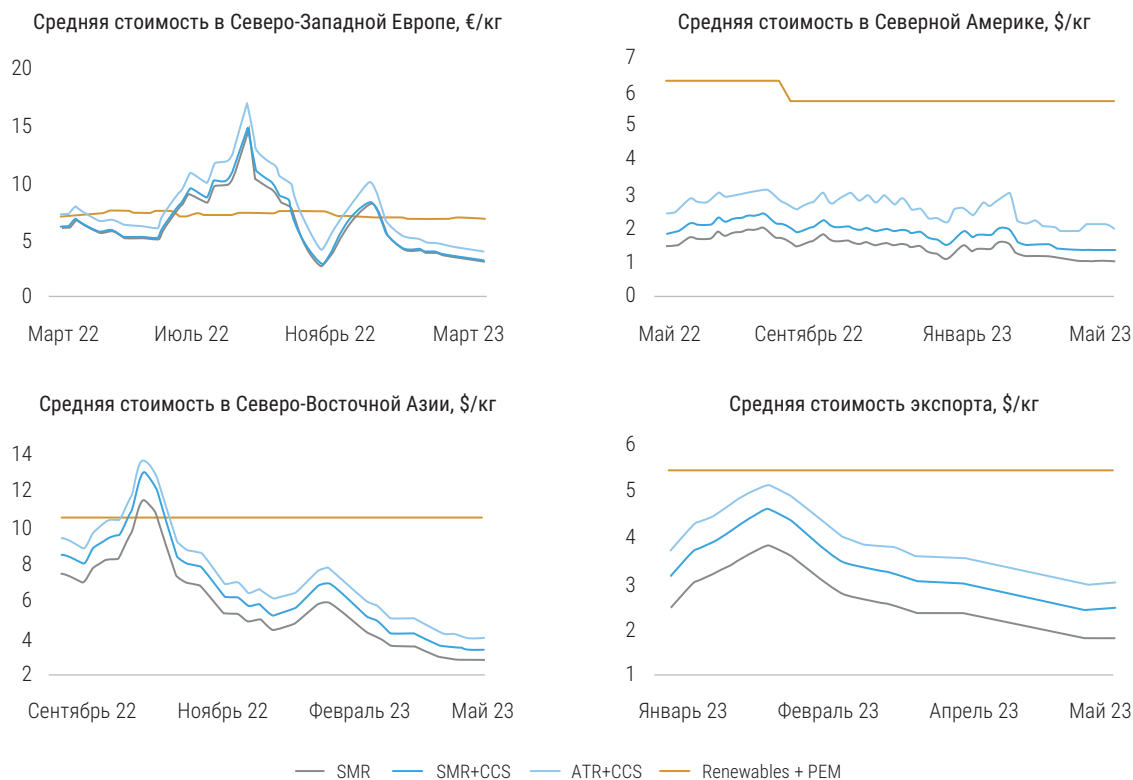
На рисунке 3 показаны оценки агентства Argus средней рыночной стоимости водорода на рынках Северо-Западной Европы (левый верхний график), Северо-Восточной Азии (правый верхний график), Северной Америки (левый нижний график) и мировых экспортных рынков (правый нижний график). Зеленой линией показана цена «зеленого» водорода, голубой – «голубого» водорода, полученного каталитическим риформингом с утилизацией/переработкой CO₂, серой – «серого» и синей – водорода, получаемого паровой конверсией метана с улавливанием и переработкой/захоронением CO₂.

В настоящий момент из 4-х связанных с водородом рынков (водород, аммиак, метанол, азотные удобрения) потенциальный экспорт чистого водорода (вне зависимости от его углеродного следа) представляется самым неопределенным и неочевидным. Это связано как с отсутствием в России технологий для транспортировки водорода в промышленных масштабах (в ЕС и Северной Америке, в отличие от России, существует развитая сеть магистральных водородопроводов), так и с более высокой добавленной стоимостью и большей определенностью на традиционных для России рынках водородосодержащей продукции.

Аммиак и азотные удобрения

В 2021 г. мировое производство и потребление аммиака составило 167 млн тонн. Согласно прогнозам Wood Mackenzie, до 2030 г. ожидается рост потребления аммиака примерно на 7,2 % ежегодно, а к 2050 г. оно вырастет более чем вдвое. Крупнейшими экспортёрами аммиака выступают Россия, Тринидад и Тобаго, Саудовская Аравия, Индонезия и Алжир. В топ-10 крупнейших импорте-

Рис. 3. Цены на водород



ров аммиака, наряду с ЕС-28, США, Южной Кореей, входят Индия, Марокко, Турция, Китай и Мексика (см. рис. 4).

В 2022 году в России было произведено примерно 17 млн тонн аммиака (на его производство потрачено примерно 3 млн тонн водорода), из них более 10 млн тонн пошло на производство азотных удобрений. Несмотря на падение производства аммиака на 15% по сравнению с 2021 годом, связанное с падением его экспорта, перспективы экспорта российского аммиака и производимых из него азотных удобрений выглядят достаточно позитивно. Уже в 2023 году экспорт минеральных удобрений из страны достигнет уровня 2021 года, в дальнейшем можно ожидать его рост. Мировой экспортный рынок аммиака в 2021 году оценивался примерно в 18 млн тонн при доле России в 4,4 млн тонн, однако в 2022 году экспорт аммиака упал в 2,5 раза из-за логистических проблем (экспортеры лишились аммиакопровода Тольятти-Одесса и были вынуждены срочно заниматься развитием альтернативной инфраструктуры для экспорта).

Большая часть российского аммиака уходит на производство азотных удобрений. Крупнейшими импортерами удобрений в мире являются Бразилия, Индия, США, Китай.

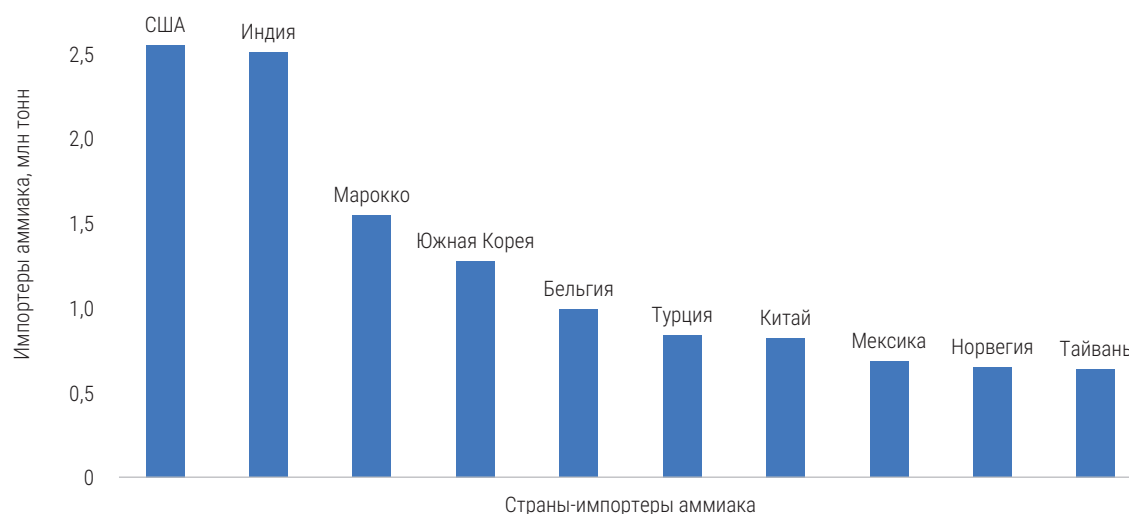
Россия является одним из крупнейших в мире экспортеров удобрений и из-за большого спроса на продукцию в 2022 и в 2023 годах была вынуждена прибегать к ограничению экспорта. В 2021 году Россия отправила

на экспорт 14,5 млн тонн азотных удобрений, а на июль-декабрь 2022 года квота на азотные удобрения составила 8,3 млн тонн. На январь-ноябрь 2023 год квота на экспорт азотных удобрений составила 17,6 млн тонн, с 1 декабря 2023 года по 31 мая 2024 года квота определена в 9,81 млн тонн.

В области использования водорода перспективы имеет развитие водородного автотранспорта (прежде всего междугородних автобусов, грузовой и карьерной техники), что потребует поддержки работ по разработке российских топливных элементов

Увеличение производства азотных удобрений, чтобы удовлетворить потребности потенциальных импортеров, потребует значительного увеличения производства аммиака, что влечет за собой рост производства и потребления водорода. По данным АЦ ТЭК, на середину 2023 года российскими компаниями были заявлены десять новых газохимических производств. В случае их успешной реализации, к 2030 году производственные мощности по аммиаку вырастут на 30% по сравнению с 2022 годом (примерно 20 млн тонн).

Рис. 4. Основные импортеры аммиака



Метанол

Мировое производство метанола в 2022 году составило более 110 млн тонн и показывает устойчивый рост (20% за последние пять лет). По прогнозу, отрасль будет показывать ежегодный рост на 4,2% и к 2032 году производство метанола достигнет 139 млн тонн. По данным Report Linker, экспорт метанола за последние пять лет стабильно рос на 1,3% в год и в 2021 году составил 27,5 млн тонн, а к 2026 году вырастет до 29,3 млн тонн (рост рынка – 1% в год).

Крупнейшими экспортерами метанола являются Тринидад и Тобаго, США, Саудовская Аравия, Иран и Россия, в топ-10 импортеров, наряду с США, ЕС и Южной Кореей, также входят Китай, Индия и Бразилия (см. рис. 5).

Малая водородная энергетика для автономных энергосистем изолированных объектов и поселений

На изолированных территориях РФ живут более 300 тыс. человек и расположено более 1 ГВт электроэнергетических и примерно столько же тепловых мощностей. Решения по водородному хранению энергии в сочетании с литий-ионными накопителями и возобновляемыми источниками энергии позволяют развивать на местах автономные энергосистемы и снизить роль привозного топлива, что важно с точки зрения обеспечения надежности энергоснабжения изолированных поселений и объектов.

На сегодняшний день производством литий-ионных накопителей большого размера в России занимается компания ООО «Рэнера», дочерняя компания ГК «Росатом», которая строит завод по производству накопителей в Калининградской области (мощность завода –

4 ГВт*ч в год с возможностью расширения в будущем до 14 ГВт*ч) и завод в Московской области (проектная мощность завода – 4 ГВт*ч, или до 50000 аккумуляторов в год). Основные поставки пойдут на предприятия по производству электромобилей, однако планируется и выпуск аккумуляторов для стационарных систем накопления. Запущенный в 2011 году завод компании ООО «Лиотех» (проектная мощность – 1 ГВт*ч) в Новосибирской области сегодня находится в нерабочем состоянии в связи с банкротством компании и вряд ли продолжит свою работу.

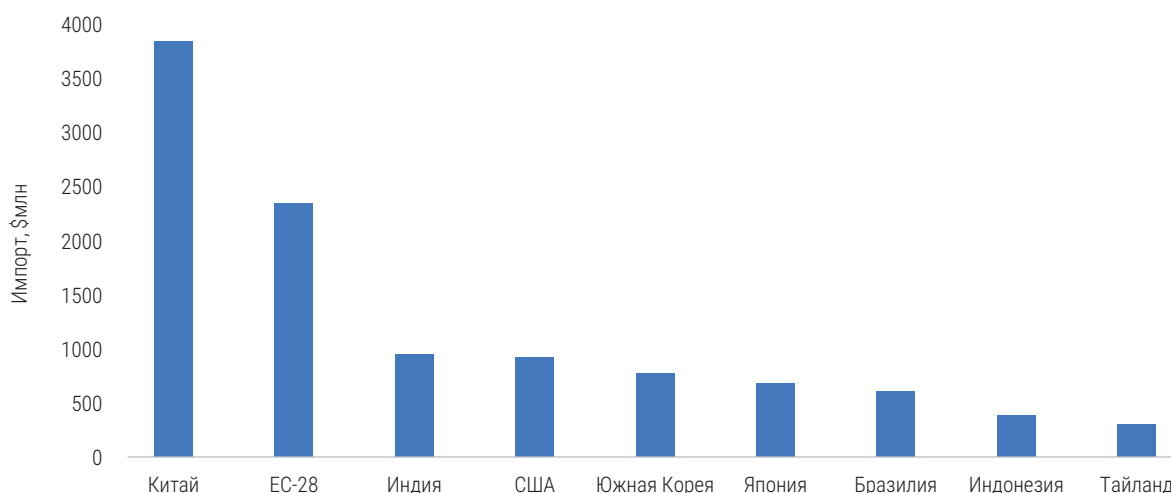
На рынке электролизеров в основном предлагаются импортные электролизеры, стоимость которых, в большинстве случаев, не позволяет говорить об экономической эффективности проектов водородных накопителей. Популярны в советское время электролизеры СЗУ от компании «Химмаш» больше не выпускаются, однако до сих пор доминируют в парке электролизеров российских компаний и учреждений. Разработка электролизера, который будет в разы дешевле современных качественных импортных агрегатов, – одна из задач промышленности.

Еще одной проблемой является отсутствие на рынке российских топливных элементов, здесь для исправления ситуации необходимо также развивать производство отечественных мембран. Цены на качественные зарубежные топливные элементы с полимерной мембраной в России тоже достаточно высоки, при развитии российского производства и росте спроса на них цены также могут сократиться в разы.

Развитие водородных технологий

Анализ наличия российских технологий и уровня их готовности позволяет говорить об отсутствии в стране

Рис. 5. Основные импортеры метанола



собственных технологий и компетенций производства водорода в промышленных масштабах (прежде всего технологий производства водорода методом паровой конверсии метана). С учетом того, что на химических и перерабатывающих предприятиях стоит импортное оборудование, необходимо создание российских технологий и оборудования в области паровой конверсии метана. В качестве альтернативной технологии промышленного производства водорода часто рассматривается пиролиз метана. В настоящий момент опытные установки по плазменному пиролизу есть у ПАО «Газпром», о своих разработках заявляют и другие компании.

Для производства чистого водорода в небольших масштабах в России традиционно использовались электролизеры, которые есть и на предприятиях нефтепереработки (например, «Ставролен», принадлежащий ПАО «Лукойл», или Московский НПЗ ПАО «Газпромнефти»). В настоящий момент на рынке нет недорогих электролизеров производительностью 10-40 м³, а основную нагрузку на себе несут советские электролизеры СЭУ, возраст которых часто превышает 40 лет. Импортные электролизеры, в том числе качественные аппараты из Китая, стоят дорого, в том числе из-за низкого на них спроса. Создание российских недорогих электролизеров способствует обновлению существующего парка электролизеров предприятий и приведению в порядок электролизной базы предприятий (пострадала из-за отсутствия закупок), а также способствует развитию систем накопления энергии на водороде.

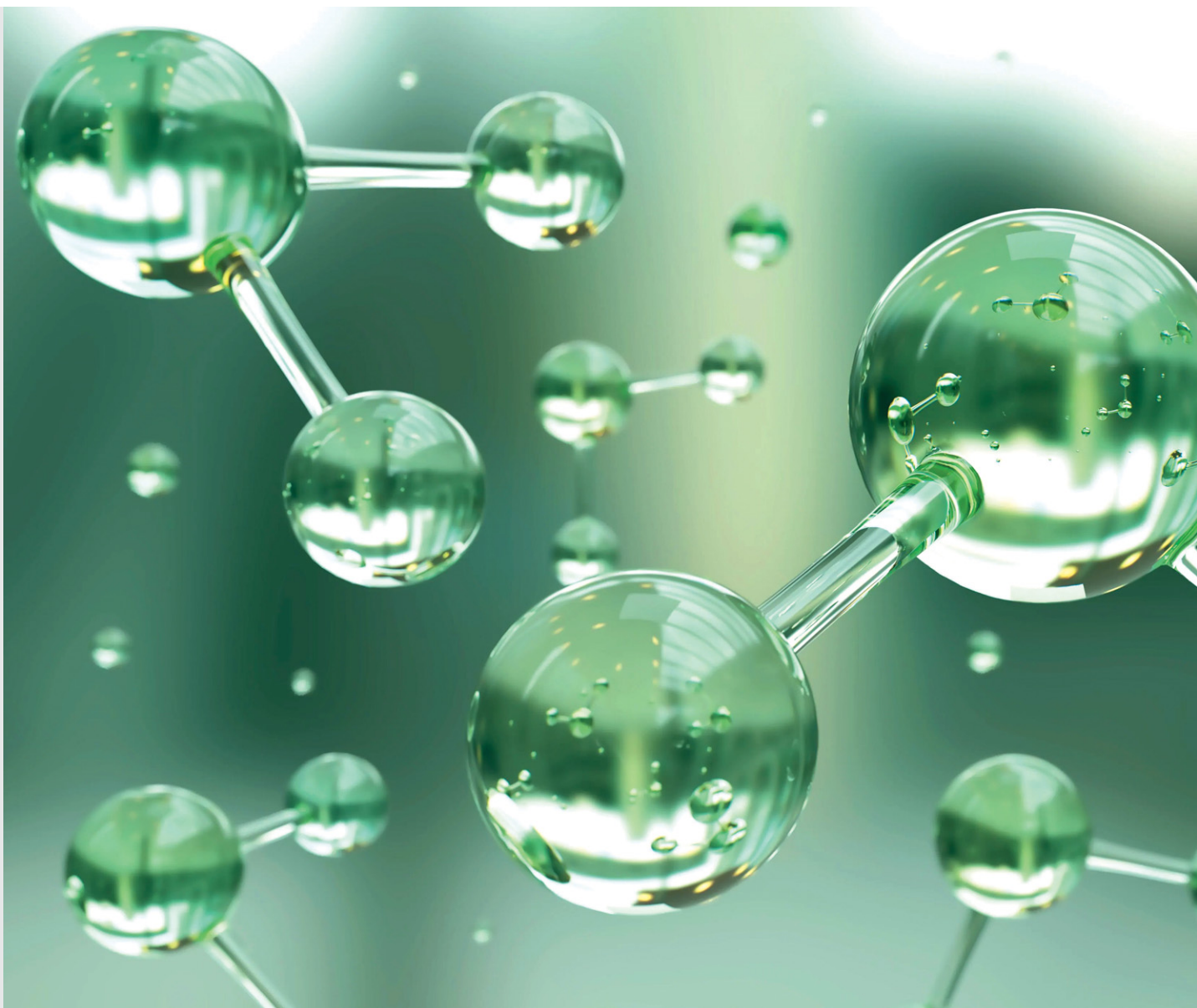
С учетом наличия на АЭС высокотемпературного пара также важное значение имеет работа над развитием высокотемпературных твердооксидных электролизёров с керамической мембраной. Для развития в стране электролизеров с полимерными мембранами необходимо

поддерживать НИР по разработке отечественных полимерных мембран.

Технологии крупнотоннажной транспортировки водорода сегодня не так востребованы из-за того, что водород можно перерабатывать на месте в аммиак или метанол, однако есть смысл продолжить работу не только над традиционными для страны транспортировкой водорода в сжатом виде (здесь, в связи с появлением композитных материалов и новых решений по стали, существенно выросло давление водорода в резервуарах (по стальным баллонам в проекте нового ГОСТ Р планируется увеличить давление до 400 бар, композитные резервуары достигают давления до 1100 бар при российских баллонах в 450-700 бар)). Также важно поддерживать ведущиеся работы над технологиями хранения водорода в виде металлгидридов, в криогенном виде.

Важно поддерживать ведущиеся работы над технологиями хранения водорода в виде металлгидридов, в криогенном виде

В области использования водорода перспективы имеет развитие водородного автотранспорта (прежде всего междугородних автобусов, грузовой и карьерной техники), что потребует поддержки работ по разработке российских топливных элементов. В настоящий момент работу над созданием водородного грузового автомобиля ведет ПАО «КамАЗ», ожидается что в серию грузовик выйдет в 2025 году. Ранее на выставках в 2021-2022 годах свои прототипы грузовиков также выставляли ПАО «КамАЗ» и ПАО «Газ», ПАО «ГАЗ» также представлял водородный автомобиль Газель», НАМИ представлял прототип легкового автомобиля «Аурус». ❗

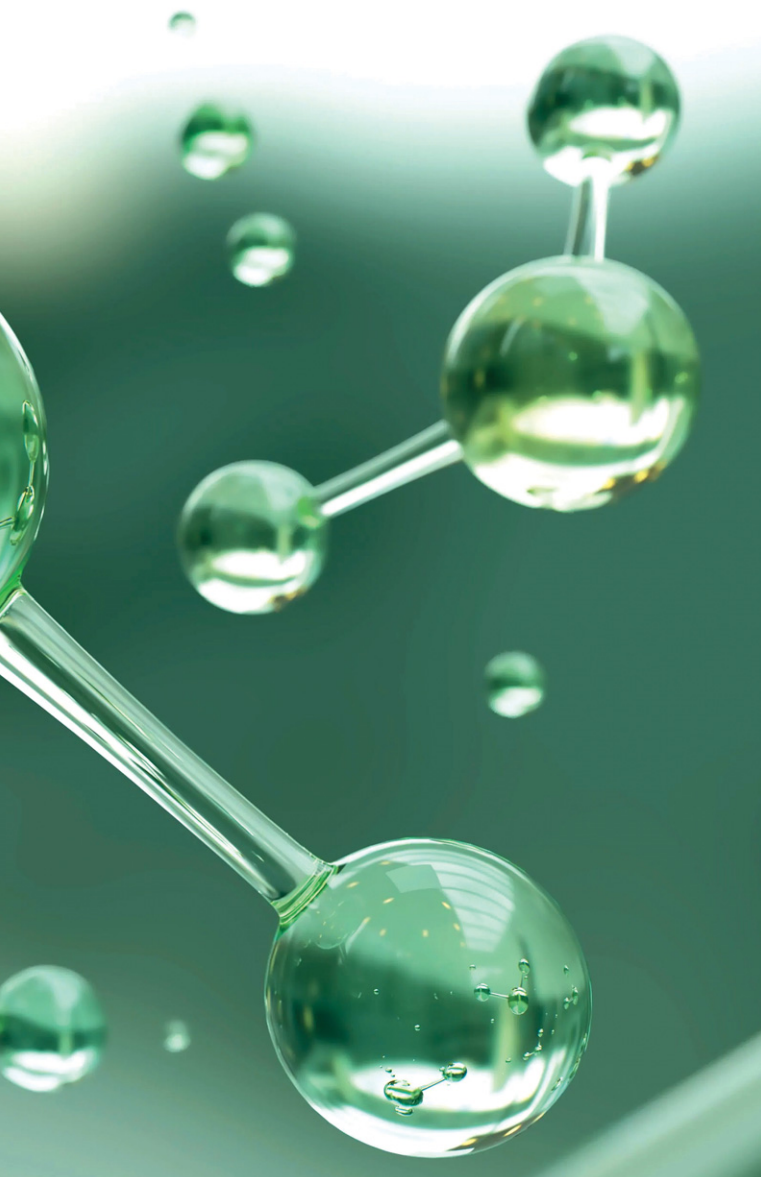


ВОДОРОД УТОЛЯЕТ ЖАЖДУ

МАРИЯ ТИМОЩЕНКО

Независимый эксперт

Мир стоит на пороге очередного энергоперехода, решая дилемму с загрязнением окружающей среды и зависимостью от нефтянки. Последние геолого-технологические исследования вновь обращают взгляд на водород как перспективный энергоноситель.



Полвека прошло с событий, повлекших крупнейший нефтяной кризис 1973 года, и именно тогда мировые учёные начали внимательнее присматриваться к водороду как к энергоносителю. СССР в тот период стал скорее бенефициаром, поскольку на фоне эмбарго арабского мира на поставку нефтепродуктов в страны Запада увеличил объёмы собственного экспорта. Тем не менее, следуя за мировыми тенденциями и опасаясь дефицита нефти, Советский Союз тоже активно занялся исследованиями водородной энергетики. Кое-какие технологии успели воплотить в жизнь: это, например, экспериментальный самолёт Ту-155 КБ «Туполева», микроавтобус РАФ-22031 ФГУП «НАМИ» (недавно компания представила публике своё уже люксовое детище Aurus Senat, оснащённое гибридным водородным двигателем) и космический проект

«Буря-Энергия», в котором маршевая ступень ракеты-носителя работала на криогенном топливе.

Когда международные трения успокоились и стало понятно, что для очередного энергоперехода требуются непосильные финансовые вложения, водородные ноу-хау поставили на паузу. Свою роль, вероятно, сыграли и нефтегазовые магнаты, препятствуя выходу перспективного конкурента на рынки сбыта. Последние же несколько лет стали индикатором масштабных сдвигов в глобальной экономике и энергетике как её части, в том числе по геополитическим причинам. Под вуалью «зеленой» повестки крупнейшие импортёры, ЕС и США, стремятся вырваться из нефтегазовой зависимости от крупнейших поставщиков – стран Ближнего Востока и России, ведь у них на зрела серьёзная конфронтация.

Неиссякаемый источник

Сегодня мы наблюдаем возрождение тренда использования водорода, который всё чаще в отраслевых изданиях нескромно называют «топливом будущего». Среди главных его преимуществ – распространённость: во Вселенной в чистом виде (ок. 89%) и на Земле преимущественно в виде соединений, небольшое содержание недавно обнаружили в лунном грунте. Добывают водород в основном из воды, природного газа или угля, то есть любое государство способно производить его самостоятельно из внутренних ресурсов. Особо ценно и отсутствие вредных выбросов при выделении энергии, побочным продуктом химической реакции является обычный водяной пар.

Но есть и масса недостатков. В первую очередь это технологические сложности хранения и транспортировки водорода ввиду его криогенной природы и малой плотности (0,09 кг/м³). Водород хранят либо под очень сильным давлением (700 бар), либо переводя вещество в жидкое агрегатное состояние в интервале температур от -252,76 до -259,2°C. Это требует дорогостоящего оборудования, обладающего высокими герметичными и теплоизоляционными свойствами (как сосуд Дьюара). Утечку водорода, летучего газа без цвета и запаха, определить очень сложно, а во взрывоопасную реакцию с кислородом он входит при концентрации от 4%. Хранение водорода при таких жёстких требованиях может обходиться дороже его производства.

Стоит отметить, что и производство подразумевает внушительные издержки. В зависимости от способа добычи и интенсивности углеродного следа, водород условно классифицируют по цветовой дифференциации. Самый чистый и самый дорогостоящий, а потому редкий – «зеленый», производится при помощи возобновляемых источников энергии (ВИЭ) путём электролиза воды. Далее идёт «розовый» или «жёлтый», когда для электролиза используются энергопотенциалы АЭС. «Голубой» водород

добывается из природного газа, а вредные выбросы улавливаются и помещаются в специальные хранилища. Самый грязный, «серый», подразумевает, что углекислота при производстве уходит в атмосферу. Различают также «бурый» (газификация угля), «бирюзовый» (пиролиз метана), «изумрудный» (термоплазменный электролиз биометана и природного газа) и – новинка, тренд последних лет – «белый», или природный водород (подробней о нём будет ниже). Если говорить об электролизе, производство водорода таким способом упирается в безжалостный закон сохранения энергии и требует непомерных энергозатрат (120 МВт для получения 95 МВт), а остальные методы чреваты большим объёмом вредных выбросов. Поэтому водород при всей своей энергоёмкости и энергоэффективности в основном применяется в технологических процессах нефтегазовой и химической отраслей, и лишь малые доли идут на энергетику.

Нестабильность генерации от ВИЭ и неадаптивность АЭС к пикам потребления позволяют рассматривать водород как средство аккумулирования избыточной энергии в большей степени, чем самостоятельный источник энергии

Eco-friendly страны, к числу которых относятся почти все крупные игроки, делают ставки на всё «зеленое». Нестабильность генерации от ВИЭ и неадаптивность АЭС к пикам потребления позволяют рассматривать водород как средство аккумулирования избыточной энергии в большей степени, чем самостоятельный источник энергии, и в целом это – удачный симбиоз. Поэтому всё чаще можно наблюдать, как ветряные и солнечные электростанции дополняются электризёрами. По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), к 2030 году их совокупная мощность должна достигнуть 420 ГВт.

В России новостей о водороде мало

Лидером потребления водорода сегодня является Китай – около 30 млн тонн в год, что вдвое больше, чем США, которые идут следом. В основном китайцы используют «грязные» методы, хотя имеют большой потенциал для «озеленения»: мощность ВИЭ в стране достигла 1213 ГВт к 2022 году, что составляет 47,3% от общей генерирующей мощности Китая. Крупные вложения в развитие низкоуглеродного водорода делают ЕС, США, Саудовская Аравия и Япония. По оценкам аналитиков, к 2050 году производство «зеленого» H_2 может достигнуть 530 млн тонн в год, потеснив около трети мировой добычи нефти.

Вопрос водородной энергетики на глобальном уровне курирует МЭА: в частности в 2019 году была создана Во-

дородная инициатива CEM H2I, к которой присоединилась 21 страна, каждая из которых должна разработать план по переходу на водород. В соответствии с отчётом Агентства за 2023 год, 41 государство имеет собственные водородные программы, число стран-участниц CEM H2I увеличилось до 28, а Россия эти ряды покинула.

Тем не менее в декабре российская делегация приняла участие в конференции ООН по изменению климата COP28, главной темой которой стал отказ от углеводородного топлива. Первый заместитель министра экономического развития Илья Торосов заявил о намерении России к 2030 году, первому дедлайну на пути к достижению безуглеродной энергетики (в соответствии с Парижским соглашением планируется сокращение эмиссии на 45% от уровня 2005 года), занять 20% экспортного рынка чистого водорода. Такого плана РФ придерживается начиная с 2020-го, сейчас планка стоит на уровне не менее 550 тыс. тонн в год.

Правительство России утвердило дорожную карту по развитию водородной энергетики в 2020 году, вслед за ЕС и другими участниками Водородной инициативы CEM H2I. По сообщению Минэнерго, документ ставит своей целью увеличение производства чистого водорода, расширение сферы его применения и, собственно, выход на ведущие позиции по экспорту. Постановлением №1679 от 11 октября 2023 государство берёт на себя компенсацию до 70% затрат компаниям, вовлечённым в развитие национальной водородной политики. За последние три года объём финансирования в области устойчивого развития составил 461 млрд руб., в том числе ведётся реализация около 40 проектов (всё ещё проектов) по производству низкоуглеродного водорода на Дальнем Востоке, в Сибири и Северо-Западном федеральном округе.

Исполнение запланированных показателей по чистому водороду возложено на три компании: «Газпром», «Росатом» и «НОВАТЭК». Громких новостей с момента создания водородного консорциума в СМИ не сообщалось, однако в конце прошлого года инфоповод пришел извне. В ноябре антироссийские санкции добрались до «дочки» «НОВАТЭКа», газового проекта Арктик СПГ-2, на что иностранные акционеры, включая Китай, отреагировали объявлением форс-мажора, а равно приостановлением финансового участия (в общей сложности 30 долей). Спустя всего месяц «НОВАТЭК» получил патент РФ на крупнотоннажные технологии производства низкоуглеродного аммиака (крекинг) с получением чистого водорода и консервации вредных выбросов при его производстве – это позволит наладить поставки около 1 млн тонн аммиака в год. Однако сама технология подвергается критике со стороны отраслевых экспертов: паровой реформер при производстве аммиака недостаточно энергоэффективен, а разработка заимствована из 60-х годов прошлого века и требует слишком высокого расхода природного газа.

В качестве меры поддержки отечественного водорода летом произошло ещё два знаковых события: президент подписал закон о налоге на добычу полезных ископаемых по ставке 0%, а Минприроды включило в классификатор этих самых ископаемых позицию «водород природный». Вероятно, это поможет водородным проектам быстрее перейти на стадию реализации.

Белое пламя хороводов фей

По сравнению с углеводородным топливом, ни один из способов производства H_2 не является конкурентоспособным. Мечты о чистой водородной энергетике так бы и оставались мечтой, если бы не он – природный, или «белый» водород. Высвобождение летучих газов из недр земли было обнаружено давно, о дегазации косвенно говорили «хороводы фей» – бесплодные участки земли ровной круглой формы – или язычки пламени на горе Янарташ, более известной как Химера, в Турции. До недавнего времени считалось, что водород не может удерживаться в геосфере, обратное доказала сперва случайность, а позднее – промышленные анализаторы.

Советский учёный В.Н. Ларин и его последователи объясняют выход водорода на поверхность «гипотезой изначально гидридной Земли» – наша планета расширяется, и в процессе распада гидридов металла из её ядра в местах рифтовых разломов выделяется H_2 . Сторонники официальной науки полагают, что водород накапливается в подземных ловушках, препятствующих диффузии водо-

рода, а сам он образуется путём взаимодействия молекул воды и богатых железом минералов, таких как оливин, при высоких показателях температуры и давления.

Первый водородный колодец был случайно обнаружен в Мали при бурении водяной скважины в 1987 году. Как сообщают исторические хроники, сначала рабочие заметили, что из шахты начал дуть ветер. Затем, когда один из них закурил, произошёл взрыв – для детонирования водорода достаточно разряда статического электричества, и в воздухе повисло непрерывное пламя. Скважина была законсервирована до 2011 года, когда канадская Hydroma (бывш. Petroma) провела анализ и определила, что высвобождающийся газ на 98% состоит из водорода. Компания оборудовала шахту газопоршневой установкой, которая до сих пор питает электричеством окрестные посёлки. К 2023 году Hydroma пробурила вокруг ещё 24 скважины, где также обнаружился водород, цена его добычи составляет всего \$0,50/кг.

Африканское открытие побудило Австралию исследовать свои законсервированные шахты. Изучив архивные документы, компания Gold Hydrogen нашла записи об обнаружении в 1920-х высокой концентрации водорода в скважинах на полуострове Йорк. Целью геологоразведки тогда были другие ископаемые, поэтому работы остановили. Австралийская же HyTerra недавно объединилась с американской Natural Hydrogen Energy для буровых работ в штатах Небраска и Канзас (США). Финансирование на исследование североамериканских недр в размере \$91 млн получил также стартап Koloma,



в проекте участвует компания Билла Гейтса Breakthrough Energy Ventures.

По мнению издательства Forbes, большинство участников водородного бума сейчас «бурят наудачу», ведь залежи природного водорода всё ещё сложно обнаружить, а выгода в случае успеха может быть огромной. Поставщики сопутствующих услуг стараются не отставать. Летом прошлого года британская геологоразведочная компания Getech объявила о разработке программного обеспечения, которое позволяет максимально точно определить потенциальные месторождения водорода, что сократит стоимость его добычи до \$1 за кг.

Илья Торосов заявил о намерении России к 2030 году занять 20% экспортного рынка чистого водорода

Ещё одна счастливая случайность, возможно, даже целый водородный клондайк выпал на долю Франции летом прошлого года. При исследовании региона Лотарингия на предмет метана при помощи нового оборудования французские геологи зафиксировали высокое содержание H_2 , которое, по их оценкам, достигает 98% на глубине 3000 м. Предполагаемые объёмы залежей – 46 млн тонн, что равно половине мирового производства водорода в год. Национальный центр научных исследований Франции выдал первую в стране лицензию на разведку водородных залежей на территории площадью 225 кв. км.

Мнение эксперта

Тему водородной энергетики мы обсудили с координатором программы экологизации промышленной деятельности Центра охраны дикой природы Игорем Шкрадюком:

«Водородную тему на базе мощностей АЭС активно развивал ещё академик Легасов до чернобыльской аварии. Сейчас производство водорода достигает 100 млн тонн в год, это менее 1/100 мировой энергетики. В основном его добывают из природного газа и угля, и лишь 1% приходится на «зеленый» водород, производимый электролизом из энергии ВИЭ (солнечной и ветровой). Это эффективный способ хранения энергии, конкурирующий с литий-ионными аккумуляторами.

Хранение и транспортировка водорода сопровождается рядом технологических трудностей. Перспективным способом решения этих трудностей может стать сероводород. Несколько лет назад учёный из Новосибирска А.Н. Старцев разработал метод разложения этого вещества на серу и водород. Сжиженный сероводород не требует криогенных температур, при 0°C достаточно давления 10 атмосфер, что гораздо ниже, чем у водорода или

метана. Сероводород обладает характерным запахом, что легко позволяет заметить утечку. Из минусов – это коррозионно-активное вещество, поэтому стандартные стальные трубы и баллоны для хранения не подойдут, но проблема решается пластиком или алюминием. Разложение на серу и водород не требует сжигания, и, как следствие, отсутствуют вредные выбросы, которыми чревато горение. Сейчас патентом на технологию владеет «Газпром нефть», но особо ею не пользуется.

Горячо обсуждается тема природного, или «белого», водорода. В своё время автор гипотезы гидридной Земли В.Н. Ларин выдвинул предположение об увеличивающемся количестве выходов этого газа на поверхность. Он ссылаясь в том числе на специфические «бугорки», похожие на кротовины. Сторонники Ларина также утверждают, например, что воронки под деревней Сасово Рязанской области стали следствием взрыва водорода при дегазации из недр Земли.

– Я решил проверить эту теорию и обратился к зоологам, чтобы они помогли разобраться в природе этих бугорков – кроты их сделали или водород, – рассказывает Игорь Шкрадюк. – Раскопал бугорки и обнаружил, что в обе стороны расходятся кротовьи ходы. Поэтому предположения Ларина не внушают большого доверия.

При этом в 2011 году в Мали обнаружили водородную скважину, газ из которой используется в газотурбинной установке для генерации электричества. Недавно Франция выдала первую лицензию на разработку у себя месторождений водорода, однако его крупные залежи пока являются только предположением. В США Министерство энергетики выделило \$20 млн на разведку и добычу природного водорода. По оценкам американских учёных, залежи могут достигать 150 млн трлн тонн, что достаточно для обеспечения страны электричеством на 150 лет. В первую очередь проект продвигает армия, ведь в случае глобального конфликта, на пороге которого, вероятно, мы и находимся, инфраструктура для поставки углеводородного топлива может быть повреждена или уничтожена. Именно для отработки вариантов снабжения армии топливом в отсутствие поставок нефти в США и Европе начался хайп биотоплива – а сейчас правительства стран ЕС обязуют транспортные компании использовать биодизель, хотя бы в малых долях, чтобы в случае ЧП не остаться совсем без энергии.

Пока нельзя сказать определённо, окажутся ли водородные месторождения локальным явлением или будут обнаружены по всей планете.

Что касается заявления России о намерении стать одним из крупнейших мировых экспортёров водорода – до СВО это было вполне возможно. Однако нынешних технологических возможностей РФ для достижения такой цели недостаточно, а переход на импортозамещение затянулся. 

Я – РУССКИЙ!



РУССКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ

АО «РЭД»
ПРОИЗВОДСТВО
И ОБСЛУЖИВАНИЕ
ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

- Синхронные и асинхронные
- Горизонтальные и вертикальные
- Взрывозащищенные
- Общепромышленные
- Сейсмоустойчивые

- Нефтяной сектор
- Трубопроводы
- Локомотивы
- Электротранспорт
- Атомная промышленность
- Горная промышленность
- Судостроение



ТРАНСНЕФТЬ
РУССКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ



Акционерное общество
«Русские электрические двигатели»
454010 Россия, г. Челябинск, ул. Енисейская, д.8-и
Тел.: +7 (351) 204-44-44 E-mail: red@red.transneft.ru
Сайт: red.transneft.ru



ЕВРОСОЮЗ: ПУТЕМ ТЕРПИЛЫ

СЕРГЕЙ СЕРГЕЕВ

Независимый эксперт, к.э.н.

Отказ от российского трубопроводного газа вызвал в ЕС необратимые последствия. Ситуация пока усугубляется. Удастся ли ее стабилизировать?

Есть в лексиконе наших бывших партнеров расхожее утверждение, что все проблемы являются порождением плохих идей (bad ideas). С этим не поспоришь. Втемяшится кому-то в голову дурная идея, начнет он ее претворять жизнь, и тут же навалются проблемы. Главное – разобраться в том, какая идея хорошая, а какая плохая, и как можно раньше.

Находящиеся у власти европейские политики идею свести на нет зависимость от российского природного газа трактуют в исключительно положительном ключе, это good idea. А успехи на этом направлении за последние два года расцениваются ими как несомненный успех коллективных действий, открывающий новые перспективы для Евросоюза.

Победа почти достигнута, а стратегическая цель – нет

В самом деле, если в 2021 году ЕС из России получал 141 млрд м³ трубопроводного газа, то в 2022 году – уже на 60% меньше, только 62 млрд м³. А если сравнить ее с целевой установкой Еврокомиссии на конец прошлого года – снизить спрос на газ из РФ на 2/3, то этот план был даже перевыполнен¹.

Задачу разрыва отношений с РФ в области природного газа в том виде, в котором она была поставлена в стратегическом документе REPowerEU от 8 марта 2022 года, Евросоюз действительно решил. Только ограниченное число стран ЕС (прежде всего Австрия, Венгрия, Словакия и Италия) по-прежнему получают российский природный газ по трубопроводам. Объемы их совокупного импорта в 2023 году немногим превысили 20 млрд м³.

Но ЕС не собирается останавливаться на достигнутом, до 2027 года любой импорт природного газа из РФ должен быть остановлен. Самым простым способом «отменить» российский газ могли бы стать санкции, как это было сделано с нефтью. Но сделать это пока не представляется возможным из-за противодействия стран, которые еще не подыскивали себе альтернативных поставщиков.

Однако, как показали диверсии на газопроводах «Северный поток-1» и «Северный поток-2», для реализации этой good idea все средства хороши. На это указывает хотя бы подозрительное отсутствие адекватной реакции на диверсии со стороны ЕС. Вместо осуждения и активного поиска подрывников – не вполне уместное в данной ситуации «беспокойство» о судьбе норвежских газопроводов.

На помощь приходит Украина. После 2024 года она обещает закрыть свои трубы для транспортировки российского газа, а это то направление, по которому в ЕС поступает основная часть газа. Для РФ в таком случае останется только маршрут трубопроводных поставок через Турцию. Здесь к решению важной геополитической задачи подключилась Болгария, которая в октябре в нарушение всех правил ввела дискриминационную запретительную пошлину на транспортировку газа российского происхождения. В декабре пошлину пришлось отменить под давлением Венгрии. Но, по сообщению Financial Times, в недрах Еврокомиссии зреет план по созданию системных проблем для трубопроводного газа и СПГ из РФ, а именно запрет на доступ к транзитным мощностям и терминалам по приему сжиженного газа на территории ЕС². Этот запрет вызовет необходимость пересмотра тех контрактов, в которых пункты сдачи находятся в ЕС и транспортировка оплачивалась российской стороной.

Отметим, что реализацией good idea снижения зависимости от российского газа ЕС занимается уже два десятилетия. Она началась с приходом к руководству Евросоюзом «атлантистов» в 2004 году. Дважды, в 2005 и 2009 годах, когда в правительстве Украины оказывались прозападные политики, они инициировали кризисы с поставками газа из РФ, целью которых являлась дискредитация надежности поставок газа с востока. Болгария и тогда не осталась в стороне. Она отличилась в 2014 году, когда из евросолидарности в последний момент отказалась принимать русский газопровод «Южный поток» на своей территории, в результате чего тот вынужденно стал «Турецким потоком».

Тем не менее попытки снизить зависимость от трубопроводного газа из РФ, не прибегая к радикальным средствам, не возымели никакого действия. Импорт трубопроводного газа в Европу в целом и в ЕС в частности продолжал расти, причем особенно после начала введения санкций против РФ в 2014 году (см. *рисунок*), так как покупатели российского газа не воспринимали всерьез страшилки «евроатлантистов», согласно которым Россия использует газ как политическое оружие.

В недрах Еврокомиссии зреет план по созданию системных проблем для трубопроводного газа и СПГ из РФ, а именно – запрет на доступ к транзитным мощностям и терминалам по приему сжиженного газа на территории ЕС

Несомненно, что эти покупатели не нуждались в псевдозащите от действий доминирующего поставщика, принимая во внимание надежность, ценовой уровень, неизменно высокое качество и предсказуемость поставок из РФ. Многие из них и сегодня не считают отказ от русского газа good idea и готовы вернуться к прежним отношениям. Об этом говорит повышенный спрос на российский СПГ, на который не действуют ограничения, характерные для экспортных газопроводов. Если в 2021 году Евросоюз закупил у России 13,5 млрд м³ СПГ, то в 2022 – уже 18,5 млрд, а за три квартала 2023 года – 14 млрд³. Но и здесь США проявили заботу о европейских покупателях и поспешили ввести санкции против строящегося СПГ-завода в России.

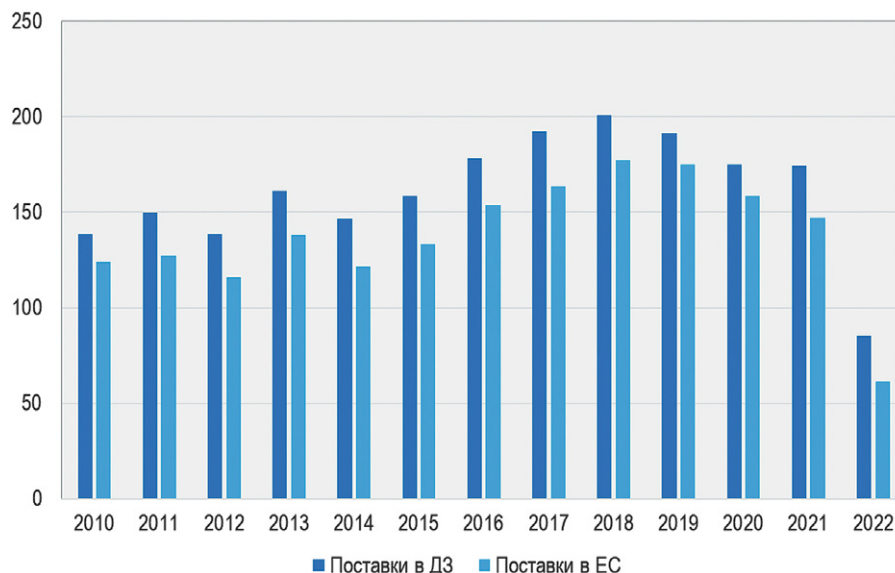
Содержательный смысл документа «REPowerEU» заключался, конечно, не в заботе об энергобезопасности европейских клиентов. В действительности эта безопасность стала проблемой, затмившей все остальные, только сейчас. Цель «газоборцев» заключалась в том, чтобы нанести

¹ REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy. Press release. 8 March 2022. Strasbourg URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

² FT узнала о планах ЕС позволить странам блокировать импорт газа из России. РБК. 09.12.23. URL: <https://www.rbc.ru/politics/08/12/2023/6572c3e69a7947793e49e0c3>

³ IEEFA. EU turns a blind eye to 21% of Russian LNG flowing through its terminals. 30.11.2023. P. 3. URL: <https://ieefa.org/resources/eu-turns-blind-eye-21-russian-lng-flowing-through-its-terminals>.

Поставки трубопроводного газа в Дальнее Зарубежье (Европа плюс Турция) и ЕС



Источник: ПАО «Газпром»

болезненный удар по экономике РФ. Такой нокаутирующий удар наряду с другими должен был лишить ее важных экспортных поступлений и, соответственно, бюджетных.

Этого не произошло. Экономика России, несмотря на военные действия, демонстрирует рост на фоне затухания темпов экономического роста в ЕС. Рано или поздно российская газовая отрасль переориентирует свою экспортную деятельность на другие рынки, на продукты газового передела.

«Победа» над русским трубопроводным газом не стала нокаутирующим ударом для РФ. Однако она привела как к обострению ранее существовавших системных проблем, так и к возникновению новых в самом ЕС, которые при его движении прежним курсом будут только нарастать.

Энергетический кризис приобретает перманентные черты

Начнем с энергетического кризиса в Европе. Следует подчеркнуть, что речь идет именно об обострении. Сам кризис заявил о себе сразу после выхода экономики ЕС из пандемии, еще до тотального отказа от энергоносителей из РФ. Именно постковидный скачок спроса на энергоресурсы обнаружил их нехватку. А эта нехватка, в свою очередь, стала проявлением хронического недофинансирования мировых нефтегазовых компаний начиная с середины 2010-х годов из-за квалификации их как «убийц планеты». Кроме того, на рост цен на энергоресурсы оказала влияние бесконтрольная денежная эмиссия, которая развернулась в годы пандемии. Ее результатом стала невиданная ранее инфляция.

Неудивительно, что европейские политики поспешили свалить причины кризиса на Россию. Однако причинно-следственная связь энергетического кризиса и СВО не прослеживается буквально. СВО стала только прекрасным поводом для ЕС решить проблему зависимости от российского газа методами, которые ранее однозначно выпадали из правового поля.

Проделанный всего за несколько месяцев отказ от услуг важнейшего поставщика привел к тому, что цены на природный газ в Европе подскочили, в некоторых случаях кратно, по сравнению с прошлыми периодами. Средняя цена контракта «месяц-вперед» на TTF за 2022 год выросла в полтора раза, до 1400 долларов за 1 тыс. м³, причем на фоне и без того высоких цен 2021 года.

Посредством многомиллиардных вливаний из бюджетов и роста процентной ставки ЕС удалось погасить наиболее острые проявления энергетического кризиса. Однако цены в настоящее время остаются на уровнях существенно выше, чем до пандемии.

Оградить потребителей от высоких цен на энергоносители в следующем году станет сложнее. Так, из бюджета ФРГ в 2024 году средств на поддержание цен выделяться не будет, а значит, раздутые кризисом цены впервые почувствуют категории потребителей, прежде защищенные субсидиями.

Международное энергетическое агентство (МЭА) спешит успокоить европейцев прогнозами наступления эпохи низких цен и профицита на газовом рынке. Это произойдет после того, как начиная с 2025 года заработают новые заводы по сжижению газа в Катаре и США. Однако не все так однозначно. Само МЭА ведет активную под-

рывную работу против этих газовых проектов, призывая прекратить инвестиции в «переходные» виды топлива с длинным сроком окупаемости. Европейские и азиатские поставщики, за исключением Китая, отказываются от долгосрочных контрактов с заводами по СПГ, тем самым лишая их возможности привлечения заемного капитала.

Аномально теплая погода в осенне-зимний период за последние два года пока спасала европейцев от веерных отключений, и прогнозы цен указывают на температуры выше нормы на вторую половину декабря и январь. За эти же годы невысокие темпы восстановления азиатских экономик ослабили конкуренцию за объемы гибкого СПГ на евразийском рынке. Однако ликвидация подушки безопасности поставок, которую предоставлял именно трубопроводный газ из РФ, делает европейских потребителей исключительно уязвимыми перед резкими колебаниями спроса и предложения.

Ранее СПГ выполнял роль балансирующего ресурса, заняв нишу РФ, равную в Европе 40%, сегодня сжиженный природный газ принял на себя роль базового. Но на эту роль он подходит менее всего, учитывая его «непостоянство», которого нет у трубопроводного газа. Гибкость СПГ создает зависимость у покупателей от региональных ценовых различий. Вспомним также, как в условиях избытка газа на европейском рынке в 2020 году экспортеры СПГ из США предпочли остановку заводов по сжижению поставкам на убыточный рынок. Неустойчивость всей конструкции создает и упомянутое выше нежелание европейцев вступать в долгосрочные контрактные отношения с поставщиками, их ориентация на спотовые поставки.

Состоявшейся платой за отказ от поставок российского газа в Европе стало вынужденное свертывание ключевых газоемких производств, что отразилось на экономическом росте и де-факто создало угрозу их релокации в США и Азию. Деиндустриализация ЕС – это структурный кризис, который приобрел в ЕС невиданные ранее масштабы.

В критическом состоянии оказалась газохимия в Германии. Цена производства азотных удобрений стала предельно высокой, в то время как их импорт из РФ не был ограничен санкциями. Как результат, Федеральное статистическое управление ФРГ посчитало: в 2022/23 финансовом году прирост импорта российских товаров сельскохозяйственного назначения в сравнении с 2020/21 годом увеличился почти в 10 раз⁴.

Кризис в промышленности отразился и на показателях экономического роста. По оценкам Еврокомиссии, в еврозоне ВВП в 2023 году вырастет в пределах статистической ошибки на 0,6%. В десяти странах ЕС, включая Германию, ожидается снижение ВВП.

Результат прямо противоположный целям снижения выбросов

Еврокомиссия оправдывает отказ от российского газа, несмотря на очевидные минусы такой поспешной отмены, высшими соображениями. А именно – требованиями «зеленой» повестки, необходимостью форсированного отказа от всех видов углеводородов, ради чего руководство европейских стран было согласно исполнить роль политических камикадзе. Российский газ в этом смысле оказался первый номером в отказном листе европейцев из ископаемых топлив.

Однако прорыва в области снижения выбросов это не принесло, де-факто выбросы парниковых газов продолжили свой рост в 2022 году. Дело в том, что компенсировать уход из энергобаланса природного газа в ЕС пришлось частично за счет возвращения к углю.

С точки зрения экологии Европа проиграла не только из-за этого, но и из-за самого факта замещения трубопроводного газа на сжиженный. Согласно последнему исследованию ученых Корнеллского университета в США, выбросы метана по всей цепочке производства, распределения и потребления СПГ, производимого в США и транспортируемого в Европу, почти в три раза превышают выбросы парниковых газов, возникающие при сжигании угля на теплоэлектростанциях. Основные выбросы метана происходят в процессе стравливания метана для снижения давления в резервуарах газозовозов. То есть за молекулами «свободы» тянется повышенный углеродный след. Обвинить Корнеллский институт в пропаганде интересов России и «Газпрома» не представляется возможным.

«Газпром» в своих экологических отчетах неоднократно указывал на то, что импорт трубопроводного газа в Европу по «Северному потоку» и «Турецкому потоку» имеет углеродный след в несколько раз более низкий, чем при использовании метановозов. Так, углеродоемкость «Северного потока» составляет 6,3 CO₂-эквивалента на 1 мегаджоуль, «Турецкого потока» – 7,3, а показатель доставки СПГ из США – 22,3.

Впрочем, и в вопросе импорта «грязного» сжиженного газа «зеленые» правительства в Европе успокаивают себя тем, что принимающие терминалы со временем будут переведены на прием низкоэмиссионного водорода. Но до момента, когда это произойдет – явно нескоро – эмиссии никуда не исчезнут.

Победив «молекулы несвободы» из России, ЕС стал на путь подрыва основ своего прежнего благополучия. И это по всем признакам превращает Европу в «постгазовую» терпили, а сам отказ от российского газа – в bad idea. ❗

⁴ СПГ из США не в состоянии предотвратить коллапс немецкой промышленности. 15.12.2023 /URL: <https://topcor.ru/41322-spg-iz-ssha-ne-v-sostojanii-predotvratit-kollaps-nemeckoj-promyshlennosti.html>



<https://www.floridacountyhualawblog.com/wp-content/uploads/2019/03/investments.jpg>

2023 ГОД: ИЗМЕНЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО ЛАНДШАФТА?

ЮРИЙ МОСКВИТИН
Независимый эксперт

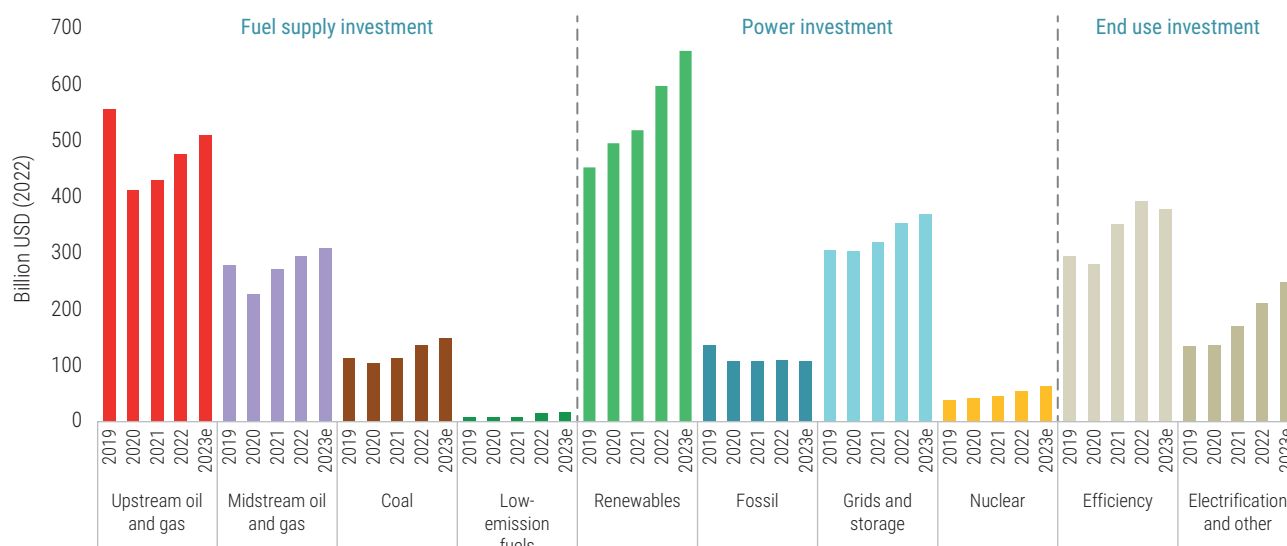
После почти десятилетнего спада в 2023 году инвестиции в ТЭК начали расти. При этом структура вложений все больше меняется, доля нефтегазовых проектов сокращается, а «зеленых» – растет. Это неудивительно, поскольку укладывается в уже сформировавшуюся тенденцию. Удивляет то, что к «зеленому» движению подключаются страны, чьи доходы основаны на нефти. Деньги, полученные от экспорта ископаемых топлив, инвестируют на борьбу с ними? Да, это не парадокс, а уже сложившийся тренд.

Перенастройка инвестиций в ТЭК

Годы пандемии, а потом энергокризис 2022 года стали периодом пертурбаций в ТЭК. Ценовые шоки актуализировали необходимость повышения надежности энергетики, в том числе за счет диверсификации поставщиков ресурсов и развития ВИЭ. Естественно, это сказалось на объеме

инвестиций и структуре вложений по секторам. Однако изменение этой структуры и объемов вложений началось не вчера. Триггером, особенно в секторе upstream, стала не пандемия и не взлет цен на энергоносители, они лишь ускорили процесс, а начался он постепенно, еще за шесть лет до коронавируса, и только после 2020 года инвестиции начали возвращаться к допандемийным уровням.

Рис. 1. Увеличение во всех сегментах подтолкнуло ожидаемые расходы в 2023 году к \$2,8 трлн



Notes: "Low-emission fuels" include modern liquid and gaseous bioenergy, low-emission hydrogen and low-emission hydrogen-based fuels; "Other end use" refers to renewables for end use and electrification in the buildings, transport and industrial sectors. The terms grids and networks are used interchangeably in this report and do not distinguish between transmission and distribution; 2023e = estimated values for 2023

IEA. CC BY 4.0

В 2021-2022 годах рост инвестиций в энергетику наблюдался во всех секторах, даже в угольной отрасли (см. рис. 1). Наибольшим он был в ВИЭ, в новые нефтегазовые добычные проекты, в повышение энергоэффективности и электрификации. Это показывают данные, приведенные МЭА в отчете World Energy Investment 2023¹.

Нефтегазовой отрасли несвойственно ровное поступательное развитие. Ценовая волатильность и опасения недостатка поставок топлива существовали всегда. По мнению Deloitte², они усилились под влиянием макроэкономических, геополитических, регулятивных и финансовых факторов. Они наложились на уже существовавший общий недостаток инвестиций, особенно в upstream, что привело к перенастройке рынка. Опасения Deloitte вызывают три компонента «энергетического уравнения» – энергобезопасность, диверсификация поставок и переход к низкоуглеродной экономике. Как много и во что именно в этих условиях будут инвестировать нефтегазовые компании, остается главной неопределенностью отрасли сейчас и сохранится в ближайшем будущем.

2022 год оказался невероятно прибыльным для большинства нефтегазовых компаний, их доходы росли на фоне высоких цен на топлива, особенно на газ. По сравнению со средним доходом за пять лет, компании получили вдвое больше, всего около \$4 трлн. Это привело к росту инвестиций в наиболее доходные направления, включая

нефть, газ и уголь на 6%, до более чем \$950 млрд. Сдерживать инвестиции не смогли даже геополитические факторы, появившиеся во второй половине года, такие как палестино-израильский конфликт.

В Deloitte считают, что нефтегазовые компании закончили 2023 год с более здоровым балансом и усиленной финансовой дисциплиной. 93% из опрошенных топ-менеджеров компаний отрасли считают, что у нее хорошие перспективы – недоинвестирование последних лет будет преодолено, а энергетическая трансформация ускорится.

В Goldman Sachs³ в целом согласны с Deloitte и отмечают, что период недоинвестирования продолжался семь лет и только в 2023 году появились признаки изменения тренда. После 2014 года снижались сроки обеспеченности запасами, и это прямо коррелировалось с себестоимостью добычи каждого бнэ (см. рис. 2).

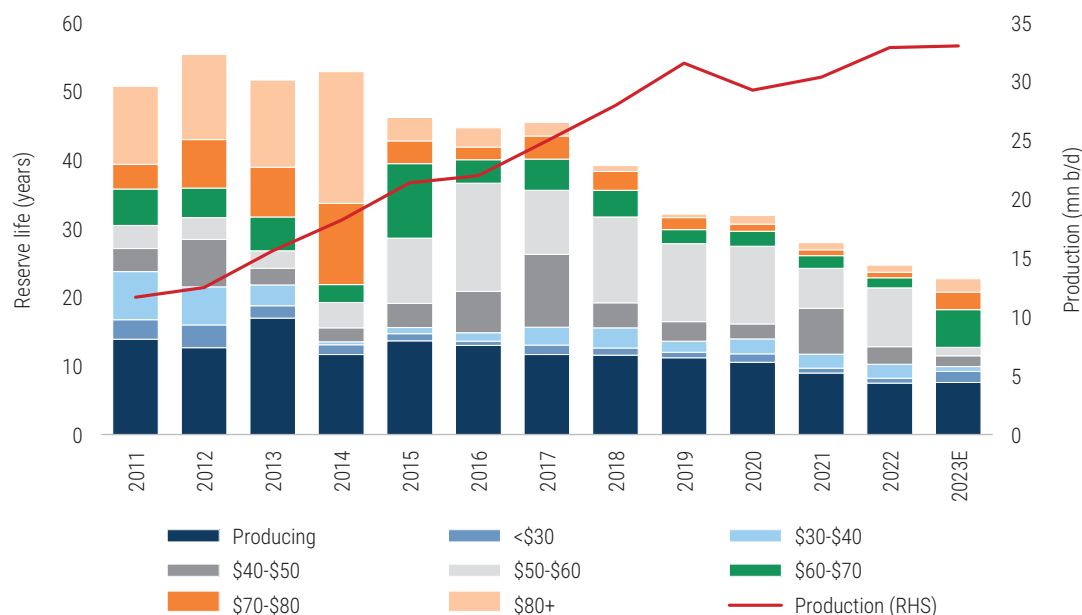
Goldman считает, что в ближайшие пять лет капвложения в отрасли будут расти примерно на 10% в год. Насколько верно это предположение, покажет уже первое полугодие 2024 года. Мишель Делла Винья, глава банка по исследованию сырьевых рынков, считает, что есть три предпосылки для роста инвестиций. Во-первых, их стимулирует российско-украинский конфликт, который уже прямо сказался на обеспечении Европы нефтью и газом и может косвенно отразиться на других рынках.

¹ В 2021-2022 годах рост инвестиций в энергетику наблюдался во всех секторах, даже в угольную отрасль. Наибольшим он был в ВИЭ, в новые нефтегазовые добычные проекты, в повышении энергоэффективности и электрификации. Это показывают данные, приведенные МЭА в отчете World Energy Investment 2023

² <https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-industry-outlook.html>

³ <https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/what-does-the-boom-in-oil-and-gas-projects-mean-for-energy-prices.html>

Рис. 2. Семь лет недоинвестирования энергетики подтолкнули отрасль сократить инвестиции в ресурсную базу больше чем в половину с 2014 года



Source: Goldman Sachs Global Investment Research

Во-вторых, последние два-три года уровень возврата с инвестиций был сравнительно высоким, что стимулирует компании наращивать их. В-третьих, экономики продолжают восстанавливаться после падения, связанного с ковидом, хотя этот процесс не везде идет ровно, в некоторых странах он уже завершился. Эти факторы могли бы сильнее проявиться еще год назад, но на нефтегазовые компании продолжается давление сторонников скорейшей декарбонизации, что является противовесом вложений в upstream.

Goldman подсчитал, что в 2022 году в мире было заявлено 70 крупных нефтегазовых проектов, но лишь часть из них находится на стадии реализации. Тем не менее количество проектов на 25% больше, чем в 2020 году.

Драйвером роста Capex до сих пор являлись сланцевые проекты в США, затем их фокус переместился на глубоководные добычные проекты (Бразилия, Гайана, Мексиканский залив) и на производство СПГ (США, Мозамбик).

Спустя десятилетие капложения не восстановились в прежнем объеме, хотя спрос на углеводороды не снизился, а напротив, может достичь исторического максимума. Несмотря на восстановление инвестиций, они по-прежнему ниже, чем в 2010-2013 годы. Это видно на примере 70 проектов, которые проанализировал Goldman (см. рис. 3).

\$1,1 трлн в нефтепереработку

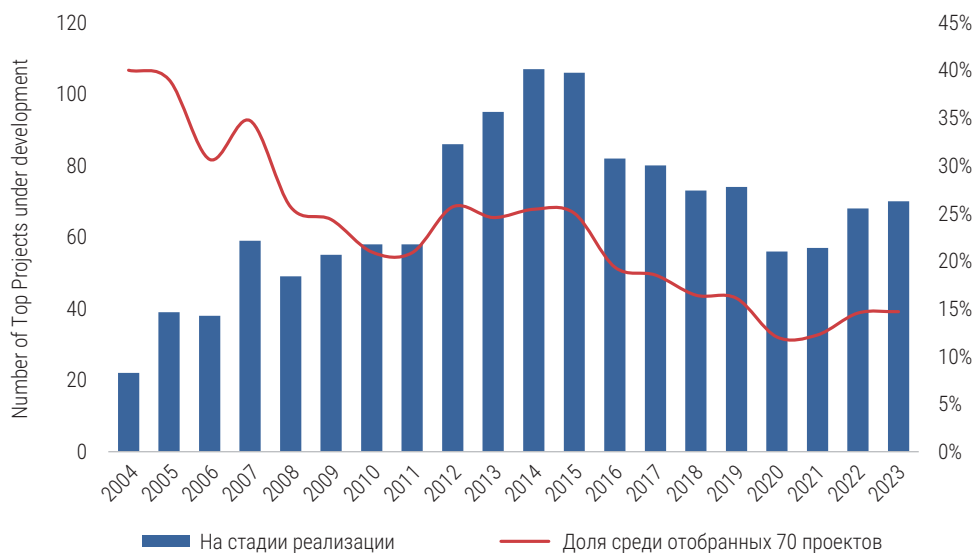
ОПЕК в обзоре нефтяного рынка за 2023 год World Oil Outlook⁴ отмечает инвестиции в downstream по трем периодам и категориям: первый – на нефтеперерабатывающие проекты, которые будут введены с 2023 по 2028 годы, оценка Capex проведена на основе данных компаний-операторов, второй – за пределами 2028 года, оценка основана на прогнозной цене переработки основных маркерных сортов нефти для конкретного региона, и третий – на основе первых двух категорий плюс прогнозная стоимость ремонтов и модернизаций на более долгий срок, до 2045 года. Также ОПЕК отдельно оценивает инвестиции в действующие проекты, расширение их мощностей и в ремонты/замену оборудования (плановые и внеплановые).

Инвестиции в первом случае оцениваются в \$250 млрд. Это немного меньше оценки ОПЕК от 2022 года, хотя мощности по переработке оказываются значительно ниже. Это частично связано с увеличением бюджетов проектов в среднесрочной перспективе.

Крупнейшие инвестиции в нефтепереработку ОПЕК ожидает в регионах к Востоку от Суэцкого канала. Ближний Восток, Китай и другие страны АТР в среднесрочной перспективе инвестируют в переработку \$175 млрд. ОПЕК ожидает, что будет реализовано много новых проектов, часть из которых относится к крупным. Они все

⁴ https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm

Рис. 3. 70 проектов показывают недоинвестированность, несмотря на восстановление уровня



Source: Goldman Sachs Global Investment Research

локализованы либо в Китае и Индии, либо на Ближнем Востоке (см. рис. 4).

В Африке сектор переработки привлечет немного более \$30 млрд, в Латинской Америке – около \$18 млрд, в России и в Каспийском регионе (с учетом Азербайджана, Казахстана и Туркменистана) – \$16,5 млрд, в США и Канаде – \$8 млрд. Практически все североамериканские инвестиции связаны с НПЗ Beaumont в США. В Европе вложения составят около \$2,5 млрд, практически все они

пойдут на осуществление небольших расширений мощностей на уже действующих производствах.

После 2028 года инвестиции составят около \$315 млрд, лидером по получению капитала снова станут Китай, Ближний Восток и страны АТР (без Китая). До 2045 года Китай и страны АТР вложат \$145 млрд, Ближний Восток – \$50 млрд, Африка и Латинская Америка – по \$30 млрд. В США и в Канаде инвестиции тоже составят около \$30 млрд, в основном в действующие проекты. Частично это связано

Рис. 4. Крупнейшие инвестиции в переработку

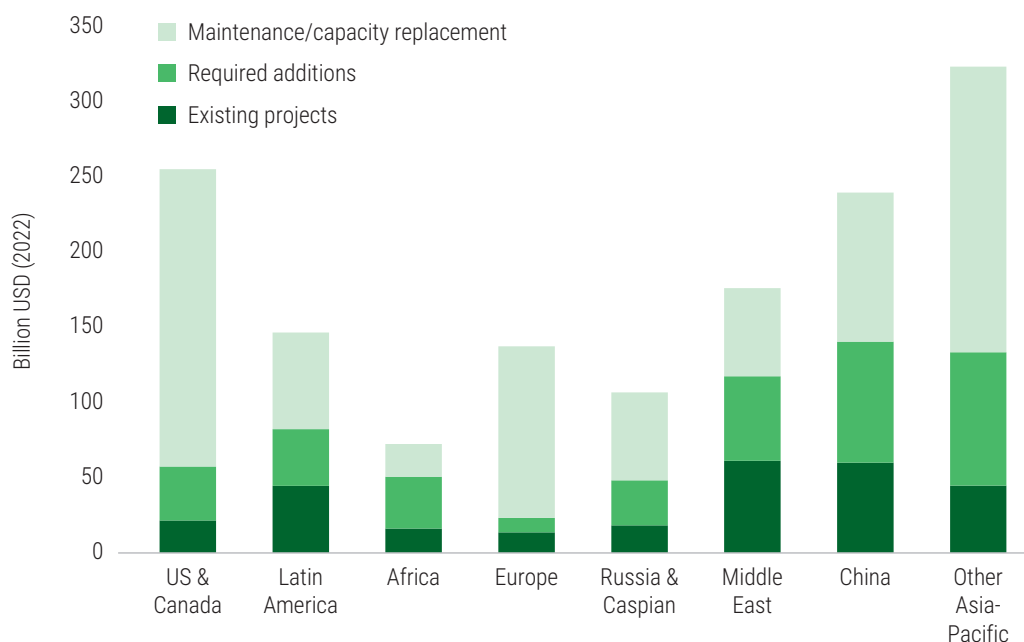
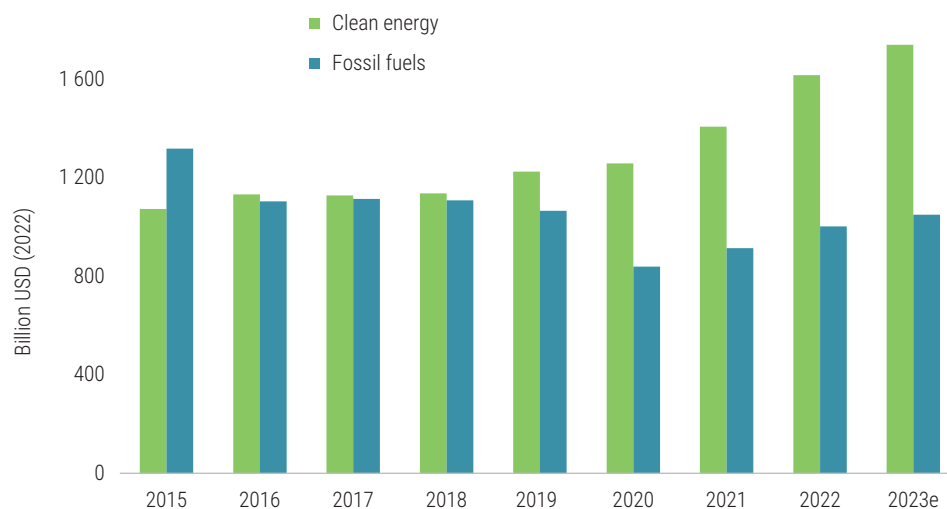


Рис. 5. Инвестиции в чистую энергетику, 2015-2023 гг.



Note: 2023e = estimated values for 2023

IEA. CC BY 4.0

с тем, что приходится перерабатывать все более тяжелые сорта нефти из Латинской Америки. В 2028-2045 годах Россия и прикаспийские страны вложат в переработку до \$22 млрд, в Европа – не более \$5 млрд.

В целом, по расчетам ОПЕК, в 2023-2045 годах мировые инвестиции в нефтепереработку превысят \$1,1 трлн. Причем на обновление действующих мощностей уйдет около 2% инвестиций в год.

«Зеленые» проекты vs традиционные

Энергокризис 2022 года стал одной из главных причин роста инвестиций в ВИЭ. По данным документа МЭА World Energy Investment-2023⁵, за последний год по сравнению с 2021 годом вложения в «зеленую» энергетику увеличивались значительно быстрее, чем в ископаемые топлива – рост 24% против 15%. Это происходило несмотря на то, что в краткосрочной перспективе такая инвестиционная политика подвергала экономики риску неполного их обеспечения ископаемыми топливами.

По оценке МЭА, вложения в ТЭК по миру в 2023 году достигли почти \$2,8 трлн. Из них более \$1,7 трлн пришлось на чистую энергетику, включая атомную, расширение сетей, хранение энергии, энергоэффективность и топлива с низкими выбросами. Остальные средства в размере около одного трлн пошли в традиционные сектора энергетики. На угольную отрасль из них пришлось около 15%, остальное – на нефть и газ (см. рис. 5, 6).

На каждый доллар, вложенный в 2023 году в ископаемые топлива, пришлось \$1,7, инвестированных во все

виды «зеленой» энергетики. Пять лет назад соотношение было 1 к 1. Только в солнечную энергетику по итогам 2023 года поступило около \$380 млрд, т.е. более чем по одному \$1 млрд в день. Интересно, что одной из причин роста инвестиций в ВИЭ стали дорогие ископаемые топлива большую часть 2022 года. «Зеленая» энергетика как никогда прежде воспринималась именно как их замена, а не дополнение.

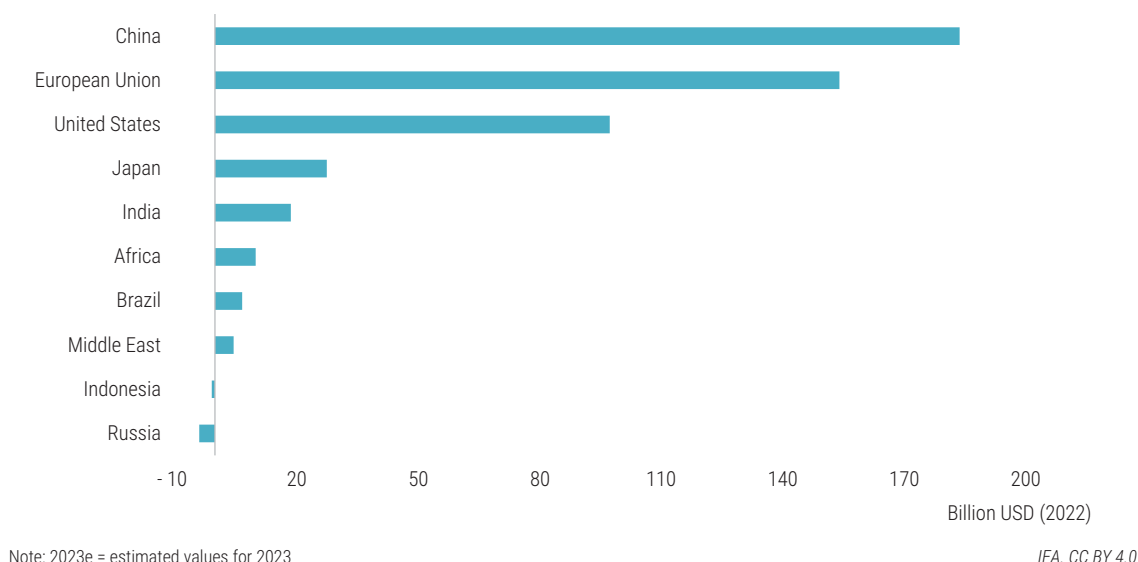
На втором месте по капвложениям – электрификация «всего и вся», прежде всего транспорта. Инвестиции в производство электрокаров выросли к 2022 году более чем вдвое, до \$130 млрд. Рост инвестиции в такие направления энергоэффективности, как тепловые насосы, измеряется в двузначных цифрах.

На новые нефтегазовые проекты компании в 2010-2019 годах тратили около трех четвертей от доступного денежного потока, в 2023 году уже менее половины, а большую часть его – на дивиденды, обратный выкуп акций и сокращение долга. Низкоуглеродная энергетика получила лишь 5% от проектов upstream. При этом доля сильно варьировалась от компании к компании, у европейских мейджоров она измерялась в двузначных числах. Основными направлениями были водородная энергетика и биотопливо.

МЭА считает, что по итогам 2023 года рост инвестиций в угольную отрасль составляет 10%, тренд на их сокращение продолжается, но не везде. В 2022 году в Китае получили разрешения на строительство угольные ТЭС общей мощностью 40 ГВт, т.е. наибольшей с 2016 года. Некоторые из них уже находятся на этапе реали-

⁵ <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>

Рис. 6. Страны-лидеры по инвестициям в чистую энергетику, 2019-2023 гг.



зации. Китай продолжает вводить угольные мощности ради недопущения дефицита электроэнергии, при этом реализует и широкомасштабные «зеленые» проекты. По инвестициям в них Китай – безусловный лидер. За ним следуют ЕС и США. Остальные страны отстают с большим отрывом, а в некоторых, таких как Индонезия и Россия, «зеленые» инвестиции в 2019-2023 годах даже несколько сократились.

Интерес инвесторов к вложениям в ВИЭ подогревался не только их улучшающейся экономикой и продолжающейся волатильностью цен на традиционные энергоносители, но главное – политикой правительств – Актом о снижении инфляции (IRA) в США и подобными законодательными мерами в ЕС, Японии и Китае.

ТЭК РФ – инвестиционный status quo

Оценку российских инвестиций в ТЭК в 2023 году привел замминистра энергетики Павел Сорокин на заседании рабочей группы Госсовета РФ по направлению «Энергетика», которое прошло 22 ноября в Кемерове. Из его презентации, на которую ссылается ТАСС⁶, следует, что инвестиции составят 7,1 трлн рублей, т.е. они остались на уровне предыдущего года. Сорокин уточнил, что отрасль, по предварительным данным, принесет бюджету России 8,6 трлн рублей против 11,6 трлн рублей в 2022 году. При этом Россия в 2023 году по-прежнему будет занимать второе место в мире по объемам добычи газа и нефти, третье по экспорту угля и четвертое по поставкам

СПГ. Выходит, что Россия в мировом ТЭК позиций не теряет, но и новых не завоеует.

Ранее вице-премьер Александр Новак⁷ тоже выразил уверенность, что инвестиции в ТЭК в 2023 году сохранятся на уровне предыдущего года, несмотря на сложности, с которыми сталкиваются компании.

Вероятно, уже начатые крупные проекты upstream компании завершат. Насколько они готовы расширять производство в условиях потолка цен на российскую нефть и ограниченными возможностями получать западные кредиты – пока неясно. Самая большая неопределенность – в российской газовой отрасли. Почти полная потеря емкого и платежеспособного рынка ЕС снизила доходы «Газпрома» и, как следствие, будет сдерживать инвестиции в upstream, ведь добывать газ без гарантий его продажи имеет мало смысла. Перенаправление экспорта в Китай пока не удалось осуществить так, как было задумано: «Сила Сибири-2» по-прежнему обсуждается, а не строится. Другие «повороты на Восток» – лозунги, а не проекты, из достижений – значительный рост поставок нефти в Индию и небольшой рост экспорта газа в Китай. С другой стороны, власти РФ говорят о возможных инвестициях Китая в российскую энергетику.

В октябре 2023 года в ходе пятого Российско-Китайского энергетического бизнес-форума Александр Новак обсудил с заместителем премьера Госсовета КНР Дин Сюэсаном китайские инвестиции в российский ТЭК⁸. Правительство РФ сообщило, что «в ходе встречи сопредседатели обсудили взаимодействие в области поставок

⁶ <https://tass.ru/ekonomika/19353131?ysclid=lq9klztoir89471168>

⁷ <https://www.interfax.ru/business/878364>

⁸ <https://www.interfax.ru/business/926660>

нефти, газа, угля и электроэнергии в Китай, а также в сфере мирного атома, расширение инвестиций китайских компаний в объекты ТЭК и газопереработки на территории России». О каких объемах инвестиций и в какие именно проекты они могут поступить, в сообщении не уточняется. Возможно, Китай просто делает такие заявления ради поддержки отношений с Россией, а не ради коммерческих проектов.

Нефтедоллары против нефти?

Очередная конференция по климату открылась 30 ноября и продолжалась две недели. COP (Conference of the Parties) проходит ежегодно с 1995 года, в 2015 году в Париже на COP21 был принят главный климатический документ. 28-я конференция прошла в Абу-Даби и в Дубае, а ОАЭ входит в топ-6 крупнейших в мире поставщиков нефти. Это в зарубежных СМИ вызвало неоднозначную ее оценку: страна, получающая львиную долю доходов от нефти, принимает у себя климатических активистов и даже инвестирует нефтедоллары в энергопереход, в частности, в солнечную энергетику.

Факт проведения COP28 в ОАЭ не просто примечателен сам по себе, он может говорить о том, что даже нефтяная страна заботится о климате. Действительно, впервые в истории климатическое мероприятие проходило в стране-экспортере нефти, члене ОПЕК. Участники COP под эгидой ООН до сих пор критиковали нефтегазовые страны и называли их главным препятствием на пути к низкоуглеродному будущему. Среди комментариев места проведения COP28 далеко не самым жестким было: «Лисе доверили охранять курятник». Однако любопытно, что МЭА⁹ к COP28 отнеслось сдержанно и по некоторым пунктам даже дало высокую оценку. Главный тезис таков: деньги, полученные за счет нефти, вполне могут быть инвестированы в борьбу с изменением климата.

Председателем конференции был глава эмиратской госкомпании ADNOC Султан аль-Джабер, а сопредседателем – руководитель МЭА Фатих Бироля. Это символично и показывает, что прежние антагонисты начали сближаться. Нефтяники демонстративно инвестируют в климат. На сайте¹⁰ аль-Джабера приведены такие его заявления:

- «Фундаментальные вызовы, которые остро стоят перед энергетическим переходом, следующие:
- Первое – нужно обеспечить экономики энергией для их развития и при этом снизить вредные для планеты выбросы.

- Второе – следует из первого. Как именно можно поддерживать энергобезопасность одновременно с достижением климатических целей?
- Третье – никто не должен оставаться в стороне от этих процессов. Я уверен, что мы можем и должны справиться с этими вызовами. У нас просто нет других вариантов».

Такие мысли у главы нефтяного гиганта ADNOC появились не вчера. С 2010 года он два срока был спецпосланником ОАЭ по вопросам климата и тогда сделал заявления о том, что Эмираты выполняют задачи Парижского соглашения и достигнут нулевых выбросов к 2050 году. ОАЭ стали первой страной на Ближнем Востоке, провозгласившей такие цели. По сообщению государственного информагентства страны WAM¹¹, страна заявила о них 7 октября 2021 года, более чем за два года до того, как принять у себя климатическую конференцию.

В Дубае 6 декабря 2023 года о таких же целях объявила Саудовская Аравия, но не страна в целом, а ее энергогенерирующая компания Saudi Electricity Company (SEC) – крупнейший производитель и дистрибьютор электроэнергии на Ближнем Востоке и в Северной Африке. Об этом сообщила не сама компания, а официальный сайт Королевства Саудовская Аравия KSA¹², что придает заявлению больший вес, а главное, говорит о позиции саудовских властей.

Пресс-релиз МЭА по результатам COP28 приводит слова главы Агентства Фатиха Бироля, который поблагодарил нефтяную страну за инвестиции в «зеленую» энергетику. Также он напомнил основные шаги, которые мир должен предпринять до 2030 года для реализации целей Парижского соглашения:

- в три раза увеличить инвестиции в возобновляемую генерацию;
- ежегодно в два раза улучшать энергоэффективность;
- снижать потребление ископаемых топлив, в первую очередь – отказаться от строительства новых угольных станций;
- на 75% снизить выбросы метана;
- поддерживать инвестиции нефтегазовой отрасли в борьбу с изменением климата;
- развивать механизмы инвестиций в чистую энергетику в развивающихся странах;

В итоговых документах COP28 нет подробностей того, как и сколько именно нефтегазовые страны будут инвестировать в климат. Однако сам факт того, что они готовы доходы от нефти в это вкладывать, означает укрепление нового тренда в мировой энергетике. 

⁹ <https://www.iea.org/news/cop28-and-iea-high-level-dialogues-conclude-with-strong-consensus-on-energy-transition>

¹⁰ <https://drsultanaljaber.com/bio.html>

¹¹ <https://wam.ae/en/details/1395302978355>

¹² <https://www.ksa.com/en/sec-обещает-нетто-нулевые-выбросы-к-2050-году-крупнейшая-энергетическая-компания-мекки>



16 февраля 2024 г.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Российское геологическое общество (РОСГЕО)

НОУ «Институт «ПравоТЭК»

Практический семинар

Практика применения норм экологического законодательства и использование отходов при недропользовании (новеллы с 01.09.2023 г.)

Приглашаем руководителей и специалистов департаментов экологического контроля, правовых департаментов, отделов охраны окружающей среды и экологической безопасности, службы охраны труда и промышленной безопасности посетить практический семинар!

Модератор:

Виктор Геннадьевич Нестеренко,
президент НОУ «Институт «ПравоТЭК»,
вице-президент Российского
геологического общества,
член Общественного совета
Минэнерго России

Приглашенные спикеры:

Наталья Толстых,
вице-президент НОУ «Институт
«ПравоТЭК», член Евразийского союза
экспертов по недропользованию

Дмитрий Моторин,
адвокат, старший юрист Экологического
направления VEGAS LEX

Светлана Мальцева,
адвокат, советник Адвокатского бюро
«Забейда и Партнеры»

В рамках семинара мы разберем актуальные аспекты природоохранного законодательства:

- Тенденции изменения природоохранного законодательства в 2023-2024 гг., влияющие на деятельность недропользователей. Практика применения норм экологического законодательства
- Стимулирование использования отходов недропользования, в том числе вскрышных и вмещающих горных пород. Новеллы правового регулирования, вступившие в силу с 1 сентября 2023 г.
- Организация, проведение и финансирование ликвидационных работ (механизмы обеспечения обязательств недропользователей) при пользовании недрами
- Плата за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС): изменение правового регулирования и судебная практика. «Окрашивание» экологических платежей
- Государственный контроль (надзор) за деятельностью недропользователей (экологический надзор, геологический надзор, надзор за промышленной безопасностью). Особенности контрольной (надзорной) деятельности в 2023-2024 гг. и тенденции изменения правового регулирования
- Специальная презентация «Практические рекомендации сопровождения экологических споров в сфере недропользования»
- Ответственность за нарушение экологического законодательства при пользовании недрами. Особенности привлечения к административной ответственности в 2023-2024 гг.



РЕКЛАМА

ООО «ПравоТЭК»: +7 (495) 215-54-43, (499) 235-47-88, (499) 787-70-22, факс (499) 253-23-61 / order@lawtek.ru

school.lawtek.ru



https://hpic.club/uploads/posts/2022-09/1660851576_21-hpic-club-p-saudovskie-tanker-24.jpg

НАШ АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ФЛОТ

УЛЬЯНА ОЛЬХОВСКАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

СОФЬЯ КАТКОВА
Независимый эксперт

ЮРИЙ БАНЬКО
Специальный корреспондент
в Мурманске

«Теневой флот» – новое загадочное явление глобального рынка. Понятие существует давно, но обрело масштабность и узнаваемость в последние два года, после принятия санкций в отношении российской нефти и нефтепродуктов. Несмотря на давление на российскую морскую транспортировку со стороны G7, сегмент работает вполне успешно. По логике трейдеров, если сделки совершаются, значит флот можно считать легитимным и вполне функциональным. Стоит констатировать, что парадоксальные рыночные феномены теперь в моде.



В последние два года в обиходе бизнес-лексики появился термин «теневой флот». До начала СВО в мире были четко определены суда по степени легитимности: суда, занимающиеся незаконной деятельностью / суда, находящиеся под санкциями, и законопослушные суда. «Теневые флоты», связанные с Ираном и Венесуэлой, были относительно небольшими и не оказывали существенно-го влияния на несанкционированную торговлю несмотря на то, что Иран существенно увеличил мощность флота в последние годы (см. «Динамика флота Ирана», «Дедвейт судов Ирана»). Информация об этом практически не появлялась в прессе. После февраля 2022 года ситуация изменилась, поскольку санкционными стали российская нефть и нефтепродукты, составляющие значительный объем мирового экспорта.

Двусмысленный феномен

«Теневой флот» стал модным словечком, широко используемым в средствах массовой информации и в мор-

ской отрасли, но плохо определяемым и двусмысленным», – сказала Ами Дэниел, соучредитель и генеральный директор Windward. Компания сделала исследование так называемого «теневого флота», используя искусственный интеллект Windward Maritime AI™. Благодаря инструменту аналитики получили «более точную картину контрабанды российской нефти» [1].

Сегодня, по версии Windward, суда можно разделить на три вида. «Чистый флот» – танкеры не проявляют никакого подозрительного поведения, такого как смена флага или непрозрачная структура собственности. Они могут быть быстро идентифицированы. Практически всегда работают в определенных районах.

«Серый флот» – совершенно новое явление, «возникшее в результате войны с Россией». После начала войны, отмечено в исследовании, были быстро созданы зарубежные компании, чтобы скрыть происхождение и принадлежность судов, а также создать видимость законопослушности и отсутствия санкций. Значительное количество этих судов также часто меняют флаги. Windward идентифицировал более 900 «серых» судов по всему миру. Часто подобные суда замечены на маршрутах актуальных покупателей России (Китай, Индия, Турция).

«Темный флот» – этот флот часто использует «темные действия» (намеренное отключение системы автоматической идентификации) для транспортировки наливных грузов, а также другие методы обманной доставки, к примеру, подделка местоположения. Флот характеризуется непрозрачной структурой собственности и использованием нескольких приоритетных флагов за короткий период времени. Windward относит к «темным» около 1100 кораблей.

Технология Vortexa обнаружила, что после февраля 2022 года «серый флот» перевозил около 2,6 млн баррелей в день каждый месяц, что означает увеличение на 68% по сравнению с уровнями до начала СВО. Объемы перевозки «темного флота» увеличились на 21%. Эти объемы относятся только к российской нефти. Данные взяты за период с января 2021 года до февраля 2023 года.

С точки зрения США и ЕС, все танкеры, которые везут российскую нефть по цене выше установленного порога \$60 за баррель, считаются нелегитимными (к примеру, Министерство финансов США добавило в санкционный список в ноябре 2023 года несколько танкеров, которые перевозили российскую нефть выше ценового потолка в \$60 за баррель). Попавшие под ограничения танкеры: Victor Bakaev, NS Champion, HS Atlantica, Kazan, Ligovsky Prospect и NS Century. Все они выходили в море под флагом Либерии.

С точки зрения бизнеса, форма транспортировки не имеет значения в контексте осуществления сделки. Есть покупатель, соответственно, товар должен быть

Дедвейт судов Ирана, тыс. тонн



Источник: UNCTAD

доставлен в порт назначения. Если сделки совершаются, значит, глобальный бизнес считает форму логистики вполне приемлемой. Спрос и предложение по-прежнему являются основными двигателями рынка. Сегодня основными покупателями российской нефти являются Китай, Индия, Турция. Индия покупает половину российского морского экспорта. Российская нефть, перерабатываемая на индийских НПЗ, доставляется в Европу. Также известны случаи, когда российская нефть/нефтепродукты доставляются и в США. Так, по российским пабликам прошла информация о доставке из Новороссийска на немецком танкере 50 тыс. тонн нефтепродуктов на базу военно-морского флота США в Норфолк [2].

И в подтверждение двусмысленности отношения глобальных регуляторов к транспортировке российской нефти, в середине декабря появилась информация, что в новый пакет санкций ЕС против России не войдет запрет на продажу российским компаниям старых нефтяных танкеров, пишет Reuters. Против этой меры выступали средиземноморские страны, сообщили источники агентства. Судходным компаниям потребуется только информировать о таких продажах, следует из последнего варианта обсуждаемого пакета.

«Тени» сложно посчитать

В целом в глобальных СМИ и в аналитических отчетах и «темный», и «серый» флоты называются теновыми (shadow fleet), чтобы сильно не усложнять. По разным оценкам, мелькающим на страницах прессы, российский теновый танкерный флот насчитывает более 600 судов.

Tafigura уточняет, что общее количество судов может составить 600, из которых 400 – нефтевозы. В частном порядке некоторые судовладельцы называют цифру немного ниже – от 10 до 12% мирового танкерного флота.

Известно, что Минфин США начал расследование против 100 судов и 30 компаний-операторов из разных стран. Windward вообще оперирует цифрами 900 и 1100.

Сколько же реально судов перевозят российскую нефть?

Для обеспечения поставок нефти и топлива из России был собран флот нефтяных танкеров стоимостью \$2,2 млрд, писал Bloomberg.

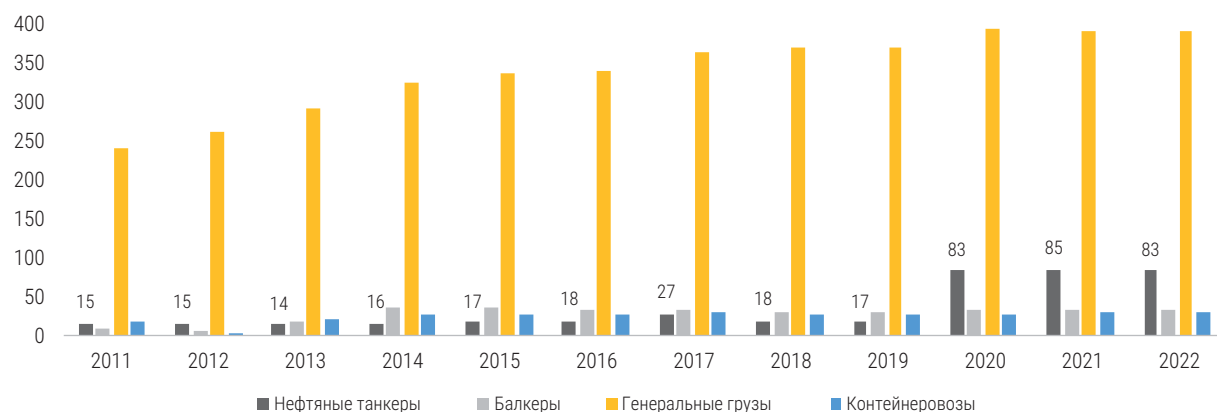
По оценкам компании VesselsValue, которая отслеживает продажи и покупки судов, в 2022 году на расширение «темного флота» топливных танкеров было потрачено чуть более \$850 млн. Кроме того, почти \$1,4 млрд было инвестировано в суда для перевозки сырой нефти.

Лондонская компания EA Gibson Shipbrokers насчитала как минимум 38 судов для перевозки топлива, принадлежащих зарегистрированным в России компаниям, но утверждает, что реальная цифра, скорее всего, будет выше, поскольку оффшорные компании, которые трудно отследить, будут владеть большим количеством судов. Компания насчитала более 100 бензовозов, проданных странам за пределами «Большой семерки» или Европейского Союза в 2022 году [3].

Официальных данных, как всем очевидно, нет. Но интерес есть. НГВ удалось выяснить примерное количество танкеров. Мы получили данные по отгрузке нефти из российских портов за год (используя среднее распределение по 2022 и 2023 годам). Зная среднюю скорость танкеров по чистой воде (13 узлов), расстояние в морских милях и особенности маршрутов, можно вычислить примерное количество судов. Конечно, в поставках задействованы танкеры различного дедвейта, но мы ориентировались на сотни тысячники (см. «Расчет количества танкеров», «Объем доставки нефти из российских портов», «Количество танкеров по маршрутам из российских портов»).

При использовании танкеров большей вместимости потребуется меньшее количество судов, как и рейсов, а

Динамика флота Ирана



Источник: UNCTAD

при использовании Севморпути данные также изменятся. В итоге мы насчитали 235 танкеров. Это число можно считать реальным, при условии прохождения одним танкером маршрута от порта отгрузки до порта назначения, без учета возможных пунктов перегрузки. Но перегрузка точно есть. Так, к примеру, нефть марки «Сокол», которая вывозится из восточного российского порта Де-Кастри, часто перегружается с судна на судно в районе южнокорейского Йосу.

Кстати, стоит отметить, что цифры «бьются» с данными S&P Global Intelligence. Согласно подсчетам S&P Global Intelligence, к началу октября 2023 года в российский сумеречный флот входил 241 танкер, суммарным дедевей-

том 11,1 млн тонн, в то время как в апреле-июне 2023-го эти характеристики составляли 188 судов и 8,6 млн dwt соответственно.

Что касается страновой идентификации, то, по данным ноября 2023 года, суда, зарегистрированные в Греции, ОАЭ, в Китае и Гонконге, согласно анализу FT, лидируют среди иностранных перевозчиков.

Индия как НПЗ для Европы

В самом конце ноября появилась информация, что танкер NS Century с российской нефтью дрейфует десять дней примерно в 1000 миль от побережья Индии,

Количество танкеров по маршрутам из российских портов

Порты	Количество нефти, млн т	Рейсов	Танкеров
От Приморска до Индии	52	520	100
От Приморска до Китая	2,5	25	6
От Приморска до Турции	2,3	23	4
Козьмино (Восточный) – Китай	35	350	16
Новороссийск – Индия	15	150	10
Новороссийск – Китай	25	250	25
Усть-Луга – Китай	5	50	12
Усть-Луга – Индия	15	150	30
Мурманск – Турция	19,7	197	26
Сахалин Де-Кастри – Китай	11,5	115	4
Сахалин Де-Кастри – Сингапур	1	10	1
Сахалин Де-Кастри – ОАЭ	1	10	1
ИТОГО	185	1960	235

Расчет количества танкеров

- 1. От Приморска до Индии (порт Мумбаи)** танкер идет 27 суток. Если нефть вывозить танкерами вместимостью 100 тыс. тонн, то для вывоза 52 млн тонн нефти потребуется 520 рейсов танкеров.
С учетом загрузки и выгрузки нефти танкеру-стотысячнику на рейсы туда и обратно потребуется как минимум 60 суток. Значит, в течение года танкер сможет выполнить 5-6 рейсов, вероятнее, пять, т.к. потребуется время на ремонт, смену экипажа и т.д. Значит, для вывоза 52 млн тонн нефти потребуется привлечь или 100 танкеров-стотысячников, или меньшее количество, но большей грузоемкостью.
- 2. От Приморска до Китая** танкер идет в среднем 40-42 суток. По СМП до порта Жичжао – 31 сутки. Для вывоза 2,5 млн тонн нефти потребуется 25 рейсов танкеров-стотысячников. Каждый танкер сможет в течение года выполнить около четырех рейсов туда и обратно, значит, потребуется шесть танкеров.
- 3. От Приморска до Турции** танкер следует 19-20 суток. Для вывоза 2,3 млн тонн нефти необходимо 23 танкера-стотысячника. Рейсы туда-обратно танкер в течение года сможет выполнить около семи раз, значит, в течение года это количество нефти можно вывезти, задействовав 3-4 танкера.
- 4. Козьмино (Восточный) – Китай.** Это расстояние танкер преодолевает за пять суток. Для вывоза 35 млн тонн нефти необходимо выполнить 350 рейсов (здесь были задействованы танкеры Китая, Греции, Турции). На рейсы туда-обратно, загрузку и выгрузку необходимо затратить суток 15. Значит, один танкер в течение года может выполнить около 20-22 рейсов. Итого в течение года для вывоза 35 млн тонн нефти потребуется 16 танкеров-стотысячников.
- 5. Новороссийск – Индия.** Для вывоза 15 млн тонн нефти необходимо выполнить 150 рейсов танкеров-стотысячников. Продолжительность рейса в один конец 11 суток. Туда-обратно с погрузкой-выгрузкой берем 25 суток. Танкер в течение года выполнит 14-15 рейсов, значит, в течение года для вывоза 15 млн тонн нефти потребуется 10 танкеров.
- 6. Новороссийск – Китай.** Для вывоза 25 млн тонн нефти необходимо выполнить 250 рейсов танкеров-стотысячников. Продолжительность рейса в один конец 29 суток. Туда-обратно с погрузкой-выгрузкой берем 62 суток. Танкер в течение года выполнит 5-6 рейсов, значит, в течение года для вывоза 25 млн тонн нефти потребуется 25 танкеров.
- 7. Усть-Луга – Китай.** Это расстояние танкер преодолевает за 42 суток. Для вывоза 5 млн тонн нефти необходимо выполнить 50 рейсов. На рейсы туда-обратно, загрузку и выгрузку необходимо затратить суток 90. Значит, один танкер в течение года может выполнить около четырех рейсов. Итого в течение года для вывоза 5 млн тонн нефти потребуется 12-13 танкеров-стотысячников.
- 8. Усть-Луга – Индия.** Это расстояние танкер преодолевает за 27 суток. Для вывоза 15 млн тонн нефти необходимо выполнить 150 рейсов. На рейсы туда-обратно, загрузку и выгрузку необходимо затратить суток 60. Значит, один танкер в течение года может выполнить около 5-6 рейсов. Итого в течение года для вывоза 15 млн тонн нефти потребуется 30 танкеров-стотысячников.
- 9. Мурманск – Турция.** Для вывоза 19,7 млн тонн нефти потребуется 197 рейсов танкеров-стотысячников. Но здесь есть особенность: от Новопорта («Ворота Арктики») нефть доставляется танкерами усиленного ледо-

так как индийские власти не разрешают судну пришвартоваться в порту. Судно следовало в индийский порт Вадинар, но после введения в отношении него (и еще в отношении двух танкеров) санкций США остановилось, пишет Bloomberg. По информации на 14 декабря (согласно Goradar) судно также находилось около Индии. Информации в СМИ по поводу разгрузки танкера не обнаружено. Как вариант, может быть, будет перегрузка с судна на судно. Тем не менее судно поменяло порт назначения – указав Пакистан. 18 декабря утром скорость судна составила более 6 узлов. Но уже ближе к вечеру – скорость 0,3 узла, что говорит о дрейфе. Но, судя по местоположению танкера, курс на Пакистан не осуществляется. Ситуация с танкером остается загадочной. Но не суть. Даже если все-таки произойдет перегруз с судна на судно или танкер все-таки зайдет в какой-то порт, то несколько недель в дрейфе станут показательным перфомансом.

«Показательная порка» – это определенный сигнал для трейдинга. Индия демонстрирует приверженность к политике ограничений по отношению к sdn-list танкерам.

Учитывая геополитическую заинтересованность основных инвесторов Индии, а это, по данным 2022 года, Сингапур (27 %), США (18 %), Маврикий (16 %), Нидерланды (8 %) и Швейцария (7 %), в санкционном прессинге против России, Индии необходимо выстраивать взвешенные дипломатические отношения, учитывая и свои бизнес-интересы и интенции бенефициаров. Поэтому не стоит полагаться на однозначное и прозрачное поведение крупного покупателя. Как и в случае с новыми усложнившимися схемами транспортировки, поведение покупателей тоже становится непростым.

Тем не менее сегодня Индия приобретает у России половину всего объема морского экспорта и 38% всего экспорта. Многие факторы указывают на потенциал роста закупок: развитие энергетики самой Индии, так и реэкспорт переработанной нефти в Европу.

Европа запретила большую часть поставок нефти из России почти год назад, но сейчас она потребляет дизельное топливо, которое вполне может быть произведено из российской нефти, пишет Bloomberg [3].

Импорт дизельного топлива в Европу из Индии вырастет до 305 000 баррелей в день, что является максимальным показателем, по крайней мере, с января 2017 года, показывают данные аналитической компании Kpler. В общей сложности импорт дизельного топлива и газойля в Европу, по данным Kpler [4], в ноябре должны были вырасти до 935 000 баррелей в день, что на 5% больше, чем в октябре.

Компания подсчитала, что Индия покупает около 1,6 млн барр российской нефти в день.

По нашим подсчетам, чтобы удовлетворить спрос на топливо и реализовать строящиеся заводы, Индии до

2030 года необходимо около 6 млн барр в сутки. Как видим, Индия может покупать еще больше. Но страну интересует нефть с дисконтом, о чем и было уже неоднократно заявлено индийской стороной.

Старые и удалые

Старые суда составляют значительный процент судов «серого» и «темного» флота. В статье The Washington Post отмечалось:

«Многие (корабли теневого флота) представляют собой старые танкеры, которые ранее входили в состав регулярного флота. Владельцы предпочитают продавать их за большие деньги, чем если бы они были проданы на металлолом и запчасти...».

До пандемии танкеры старше 20 лет, составляли всего 1% мирового танкерного флота, их доля увеличилась пандемии до 3%. По данным брокеров Braemar, к середине 2025 года они уже смогут обеспечить 11% всего спроса на танкеры.

Как уже было отмечено, в новый пакет санкций ЕС против России не войдет запрет на продажу российским компаниям старых нефтяных танкеров. В этой связи хочется отметить лицемерие глобальных регуляторов, которые, с одной стороны, ратуют за снижение углеродных выбросов и модернизацию транспорта, с другой – усложняют перевозку углеводородов, что ведет к увеличению доли устаревших танкеров в морской логистике.

Тем не менее стоимость фрахта растет.

По информации Международного энергетического агентства (МЭА), меры правительства США в отношении танкеров, перевозящих российскую нефть, увеличили стоимость доставки на 65%. Это связывают с изменениями в маршрутах и с увеличением расстояний.

В долгосрочной перспективе судовладельцы указывают на ограниченное предложение новых судов, что подтверждает сохранение высоких ставок. Так, по словам Брайана Галлахера, руководителя отдела по связям с инвесторами Euronav NV, портфель заказов на танкеры в настоящее время находится на 40-летнем минимуме [5] несмотря на то, что в сегменте фиксируется оживление с конца 2022 года – рост заказов начал расти.

«Звезда», она одна

Несмотря на то, что с 2014 по 2020 год года прирост тоннажа в российском судостроении увеличился в пять раз (с 44 916 до 241 843 тыс. тонн), согласно данным UNCTAD, дефицит танкерного флота – существенный. Особо это стало очевидно после того, как за год увеличился морской экспорт российских нефти и нефтепродуктов, фактически с 140 млн тонн до 190 млн тонн.



вого класса до РПК (рейдовый перевалочный комплекс супертанкер-трехсоттысячник «Умба»), и уже отсюда танкером-отвозчиком перевозится в Турцию. От Новопорта до Мурманска и обратно с погрузкой и выгрузкой уходит две недели. От Варандея до Мурманска и обратно с погрузкой и выгрузкой уходит около недели.

От Мурманска до Турции танкер идет 21 сутки. Туда-обратно с загрузкой-выгрузкой – пусть 45 суток. В течение года около семи рейсов. Значит, для вывоза 19,7 млн тонн нефти потребуется 26 танкеров-стотысячников.

10. Сахалин Де-Кастри – Китай. Расстояние около 3 тыс. километров. Это расстояние танкер преодолевает за четверо суток. Для вывоза 11,5 млн тонн нефти необходимо выполнить 115 рейсов. На рейсы туда-обратно, загрузку и выгрузку необходимо затратить около 10 суток. Значит, один танкер в течение года может выполнить около 34-35 рейсов. Итого в течение года для вывоза 11,5 млн тонн нефти потребуется 3-4 танкера-стотысячника.

11. Сахалин Де-Кастри – Сингапур. Расстояние около 4,5 тыс. километров. Это расстояние танкер преодолевает за 6-7 суток. Для вывоза 1 млн тонн нефти необходимо выполнить 10 рейсов. На рейсы туда-обратно, загрузку и выгрузку необходимо затратить около 15 суток. Значит, один танкер в течение года может выполнить около 23 рейсов. Для вывоза 1 млн тонн нефти потребуется 1 танкера-стотысячника в течение полугода.

12. Сахалин Де-Кастри – ОАЭ. Расстояние около 7 тыс. километров. Это расстояние танкер преодолевает примерно за 12-14 суток. Для вывоза 1 млн тонн нефти необходимо выполнить 10 рейсов. На рейсы туда-обратно, загрузку и выгрузку необходимо затратить около 28 суток. Значит, один танкер в течение года может выполнить около 13 рейсов. Для вывоза 1 млн тонн нефти потребуется 1 танкер-стотысячник в течение немногим более полугода.

Расчет количества танкеров:
Юрий Банько, специальный корреспондент в Мурманске.

Объем доставки нефти из российских портов (2022-2023 гг.), млн т

Порт	Страна поставки					
	Индия	Китай	Турция	ОАЭ	Сингапур	Всего
Приморск	52	2,5	2,3			56,8
Козьмино (Восточный)		35				35
Новороссийск	15	25				40
Усть-Луга	15	5				20
Мурманск			19,7			19,7
Сахалин Де-Кастри		11,5		1	1	13,5
Сахалин Пригородное	5					5
	87	79	22	1	1	190

Сегодня крупнотоннажные танкеры строятся на одной отечественной верфи ССК «Звезда» (сегодня в портфеле компании 50 судов), и с серьезным запросом рынка она не в состоянии справиться. Тут еще и добавляются риски импортозамещения (НГВ писала об этом неоднократно). Поэтому в СМИ постоянно появляется информация о сдвигах сроков по сдаче и ледоколов, и танкеров сильно вправо. Судя по всему, отечественному бизнесу приходится искать верфи в других странах, и это – Китай и Южная Корея.

Два сильнейших судостроителя в мире – Китай (47% всех мировых судов в 2023 году), Южная Корея (39,26%).

Обе страны сообщили, что их заказы выросли, несмотря на общее глобальное замедление заказов на судостроение по сравнению с рекордными темпами 2021 и 2022 годов. Китай продолжает получать заказы на балкеры и контейнеровозы, в то время как Южная Корея подчеркивает свое лидерство в сегменте газозовов и двухтопливных судов.

В июле этого года появилась информация, что Kurow Shipping, «загадочная танкерная компания, имеющая связи с теневым флотом танкеров, перевозящих российскую нефть, подписала контракт на строительство до 8 танкеров-продуктовозов дальнего плавания класса «Афрамекс» с международной верфью Zhoushan Changhong в Китае. Сделка стоимостью почти \$500 млн представляет собой первый контракт Kurow Shipping на строительство новых судов и, возможно, заметную эскалацию готовности Китая поддерживать судоходные компании в обход санкций ЕС» [7].

Учитывая рост морского экспорта, а также планы по началу отгрузки с проекта «Восток Ойл» (30 млн тонн в 2024 году), потребность в танкерах определенно растет. На «Звезде» уже есть заказ от компании «Роснефть» на 26 танкеров [8]. При посещении Президентом РФ ССК «Звезда» в сентябре 2023 года Игорь Сечин, главный ис-

полнительный директор «Роснефти», рассказывая о реализации проекта «Восток Ойл», сообщил президенту, что для организации поставок и загрузки Северного морского пути потребуется не менее 50 новых единиц ледокольного и транспортного флота.

Только для перевозок по СМП, включая масштабный проект «Восток Ойл», может потребоваться от 15 до 30 крупнотоннажных танкеров высокого ледового класса. Их количество будет зависеть от выбора основного направления вывоза нефти: восток или запад.

На долю судостроителей Южной Кореи в настоящее время приходится три четверти всех заказов на новые газозовы СПГ (всего 255 судов) [6]. 80% российских газозовов до сих пор строятся на верфи Южной Кореи, по оценке Алексея Белогорьева, Институт энергетики и финансов. ❗

Список литературы

1. <https://windward.ai/knowledge-base/illuminating-russias-shadow-fleet/>
2. <https://www.gazeta.ru/business/news/2023/12/07/21876715.shtml>
3. <https://www.tbsnews.net/bloomberg-special/russias-shadow-oil-tanker-fleet-becomes-everyone-elses-problem-587230>
4. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-11-27/europe-is-guzzling-diesel-from-india-a-key-buyer-of-russian-oil>
5. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-12-18/us-announces-plan-for-ministerial-meeting-to-meet-houthi-threat>
6. <https://maritime-executive.com/article/korean-shipbuilders-retake-top-spot-overtaking-china-with-Ing-orders>
7. <https://gcaptain.com/china-to-build-shadow-fleet-tankers/>
8. <https://www.interfax.ru/russia/920185>



**27-28
МАРТА**

г. Новый Уренгой



**ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ.
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»**

в рамках

**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

СИБЭКС *Expo* **SERVICE**

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru



2024



СОЛНЕЧНЫЕ ПАНЕЛИ: ПРЕДЛОЖЕНИЕ НАПЕРЕГОНКИ СО СПРОСОМ?

ЮРИЙ МОСКВИТИН

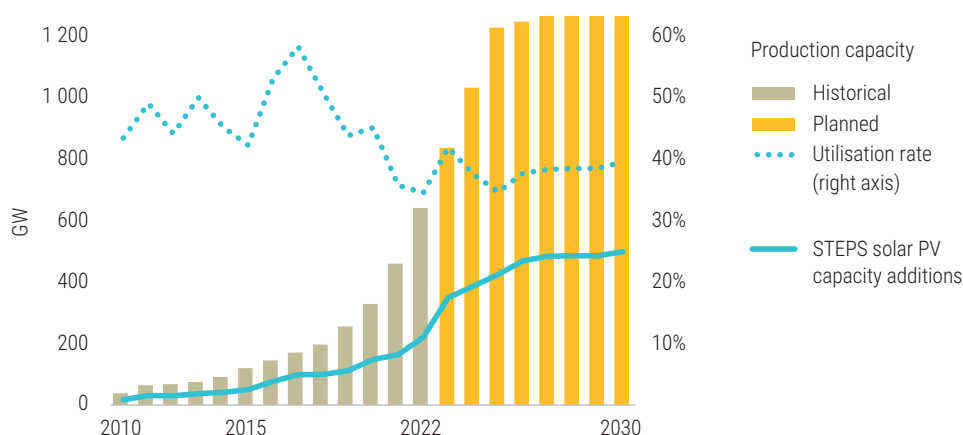
Независимый эксперт

И это считается приемлемым. Несмотря на то, что предложение велико, есть веские предпосылки для увеличения спроса.

Производство фотовольтаических панелей в мире достигло пика и уже опережает спрос на них. Их изготовители почти все находятся в Китае. Они намерены снизить инвестиции в новые мощности, поскольку на рынке наблюдается перепроизводство, что опустило цены настолько, что изготовителям сложно получать устойчивую прибыль. Несмотря на это, Китай останется главным произво-

дителем и экспортером панелей даже при насыщенном рынке. Спрос растет за пределами КНР, где и будут возникать новые центры изготовления оборудования. Одновременно будет обостряться проблема утилизации панелей. При таком неоднозначном прогнозе аналитики все равно считают солнечную энергетику главным ресурсом по снижению выбросов и предотвращению изменения климата.

Рис. 1. Глобальное производство солнечных модулей и увеличение мощностей солнечных фотоэлектрических систем согласно STEPS, 2010-2030 гг.



IEA. CC BY 4.0

1200 ГВт от солнца – технически реально

В Шанхае 27 ноября прошел саммит¹ топ-менеджеров компаний солнечной и ветряной энергетики, а также производителей накопителей энергии большой емкости, электромобилей и комплектующих к ним. Участники пришли к общему мнению, что эра, когда главным было снижение стоимости производства оборудования для ВИЭ и наращивание мощностей по их выпуску, подошла к концу. Сейчас их больше интересует международное регулирование «зеленой» энергетики, промышленные стандарты и «окна возможностей» на новых рынках, где они могли бы закрепиться. Получается, что китайские производители косвенно признали, что производство оборудования для ВИЭ с этапа взрывного количественного роста и удешевления процесса перешло на этап поступательного движения.

Доминирование Китая в производстве фотовольтаических панелей (Solar PV) бесспорно. Однако правительства США, стран ЕС и Индии настаивают на том, чтобы ветряки и солнечные панели производились на их территориях, что позволит им как снизить зависимость от китайских поставок, так и защитить свои рынки материалов для оборудования для ВИЭ. Это новый акцент в понимании энергобезопасности, что развивать необходимо все сегменты ТЭК, а не только нефть, газ и уголь.

Спустя 50 лет после «нефтяного шока» надежность энергообеспечения остается главной задачей правительств и развитых и развивающихся экономик. Нынешние времена отличаются от кризиса 1973 года тем, что новая генерация вышла на этап зрелости. Солнечная и

ветряная энергетика, а также улучшенная энергоэффективность позволили миру легче пройти через кризис 2022 года. Тогда турбулентность на рынках энергоресурсов, в особенности на газовом, не только не затронула «зеленые» технологии, но и стала катализатором их развития. Один лишь рост солнечной генерации, по мнению МЭА, может позволить достичь климатических целей, поставленных Парижским соглашением.

Страны ЕС рассматривают все ВИЭ как альтернативу ископаемым топливам, в первую очередь в связи с со-

Из топ-10 крупнейших в мире производителей солнечных панелей в Китае находятся все 10

кращением российских поставок трубопроводного газа. Только в Германии по итогам 2023 года новые мощности солнечной генерации ожидаются на уровне 14 ГВт, хотя план правительства предполагал только 10 ГВт. Впрочем, эти цифры из экспертных оценок, регулятор – Федеральное сетевое агентство Германии Bundesnetzagentur² – их пока не подтвердил. Германия лидирует в Европе по солнечной генерации, хотя практически не производит оборудование для этого вида энергетики и зависит от его импорта, в основном из Китая.

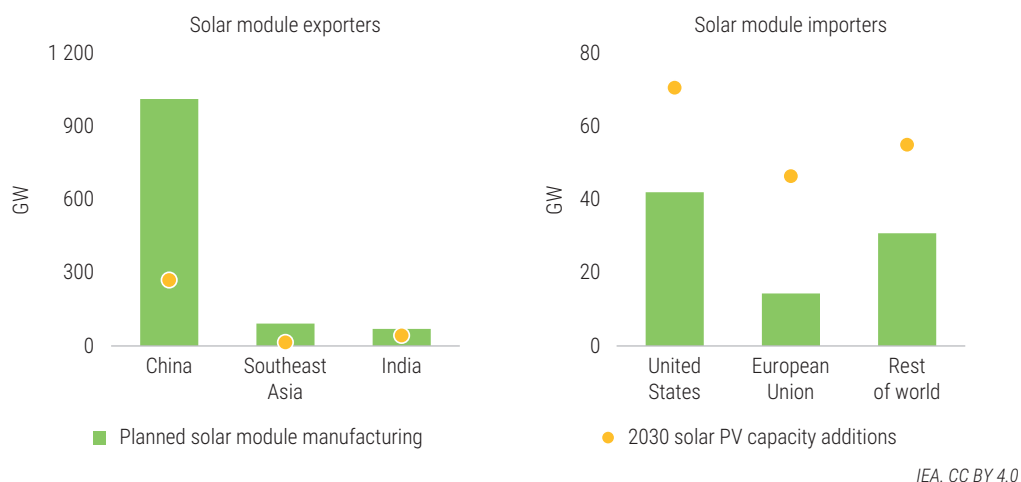
Рост производства Solar PV – один из крупнейших технологических успехов последнего десятилетия. Генерация с их помощью выросла в семь раз, показывают расчеты МЭА³. Мощности по производству комплектующих для панелей росли еще быстрее, особенно

¹ https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-11-27/china-s-energy-path-in-focus-ahead-of-cop28-bnef-summit-update?cmid=BBBXT112823_ENERGY&utm_medium=email&utm_source=newsletter&utm_term=231128&utm_campaign=energy#xj4y7vzkg

² Bundesnetzagentur

³ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

Рис. 2. Запланированное производство солнечных модулей и увеличение мощностей солнечных фотоэлектрических систем согласно STEPS, 2030 г.



полисиликона (смеси силикона и органических соединений в виде пленки) и «вафлей» (монокристаллических кремниевых пластин, собранных в прямоугольные ячейки) (см. рис. 1).

К 2040 году нужно будет вывести из эксплуатации панели общей мощностью более чем 200 ГВт

По сценарию STEPS (Stated Policies Scenario, сценарий заявленной политики, т.е. меры, которые уже утверждены в виде законов, следовательно, их реализация более вероятна, чем в сценарии Net Zero, который ориентируется на декларации, а не на документы) производство Solar PV к 2025 году вырастет к 2010 году на 25%, а общая мощность солнечной генерации, если судить по запланированным проектам, вырастет на 60% и превысит 1200 ГВт. Более заметный рост мощностей по отношению к производству комплектующих обусловлен повышением КПД новых панелей и снабжением их устройствами двухосевого трекинга (для поворотов в течение дня вслед за солнцем), что обеспечивает максимальный контакт их с солнечными лучами в течение светового дня.

Китайский перекося

Производство Solar PV отличается высокой концентрацией. На пять стран-лидеров приходится 90%. Лидирует с большим перевесом Китай, он один обеспечивает около 80% выпуска панелей. В значительной мере этому способствует низкая себестоимость производства. В Индии она больше на 10%, в США – на 20%, в странах ЕС – на 35%, данных по стоимости производства в России в от-

крытых источниках обнаружить не удалось, но вряд ли она ниже, чем в Китае.

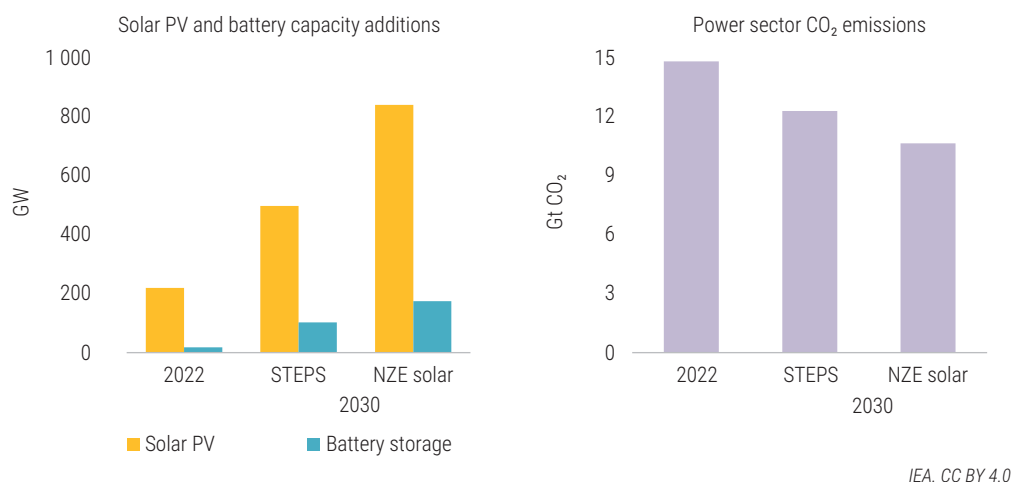
С 2011 года Китай инвестировал в производство панелей не менее \$50 млрд, это в 10 раз больше, чем ЕС. Он также создал как минимум 300 тыс. рабочих мест в этой отрасли. Из топ-10 крупнейших в мире производителей панелей в Китае находятся все 10. Если это не монополия, то близко к ней.

Остальные члены этой «большой пятерки» сильно отстают от Китая. Это Вьетнам с долей 5%, Индия – 3%, Малайзия – 3% и Таиланд – 2%. В следующей за лидерами пятерке – США, Южная Корея, Камбоджа, Турция и Тайвань. Каждая из этих стран имеет скромную долю и около 1%. К такой же доле приближается и производство в ЕС. Всего в мире 40 стран способны производить Solar PV, а проекты солнечной генерации реализовали более 100 стран, т.е. выходит, что 60 стран полностью полагаются на импортные комплектующие.

Что касается экспорта панелей, то, естественно, на первом месте снова расположился Китай. Вместе с другими странами Юго-Восточной Азии он облегчает «зеленый переход» по всему миру. Крупнейшие импортеры – США и ЕС, несмотря на наличие собственных производств (см. рис. 2). Для их защиты США увеличили тариф на импорт панелей, что может повлиять не только на американский рынок, но и косвенно сказаться и на других регионах. Индия сокращает год к году импорт по мере роста собственного производства, но импортнезависимой пока не стала.

Анализ проектов по производству Solar PV, находящихся на разных стадиях реализации, позволяет предположить, что рынок по-прежнему будет в высшей степени концентрированным. Следовательно, в развитии солнечной генерации импорт оборудования будет и далее играть важную роль.

Рис. 3. Глобальное увеличение мощностей солнечных фотоэлектрических систем и аккумуляторов, а также выбросы CO₂ в энергетическом секторе, 2022 и 2030 гг.



Китай намерен увеличить производство панелей на общую мощность в 500 ГВт, т.е. он и далее будет занимать на этом рынке первое место, намного опережая конкурентов. Вероятно, он сохранит за собой долю в 80%.

Индия вышла на рынок позже Китая, но тоже планирует наращивать производственные мощности для полного удовлетворения внутреннего спроса и поэтапного роста экспорта. Проекты, связанные со схемой «Стимулирования производства» (Production Linked Incentives), предполагают, что к 2027 году страна сможет производить Solar PV общей мощностью свыше 70 ГВт. В целом мощности в Юго-Восточной Азии превысят потребности региона в оборудовании, и страны будут увеличивать экспорт, забирая часть рынка у Китая. Смогут ли они конкурировать с китайскими производителями по цене – пока непонятно.

В США поддержку производства панелей оказал Акт о снижении инфляции (IRA), его статьи, относящиеся к энергетике и борьбе с изменением климата. Выпуск панелей к 2030 году может вырасти в 6 раз, если положения Акта реализуются в полной мере. В ЕС возможен двукратный рост, но проекты по-прежнему на 70% будут зависеть от импортных комплектующих, если только страны Союза в ближайшее время не увеличат значительно инвестиции в их производство. Но даже и в этом случае зависимость ЕС от импорта из Китая сохранится на долгие годы.

Два сценария для солнца

Всего по миру производство Solar PV может теоретически обеспечить за горизонтом 2030 года мощности более 800 ГВт, что предполагает сценарий Net Zero к этому сроку. Однако это настолько оптимистичный сценарий, что в него сложно поверить. Разумнее брать за основу более осторожный сценарий STEPS с куда более меньшими цифрами – порядка 500 ГВт.

В обоих сценариях нет окончательной ясности о том, как новые солнечные мощности будут интегрироваться с существующими сетями и насколько понадобится их расширять. Также для обоих сценариев критически важным будет рост общей емкости аккумуляторных батарей. Они по-прежнему «слабое звено» для солнечной генерации, да и прочих ВИЭ, зависящих от времени суток и погоды.

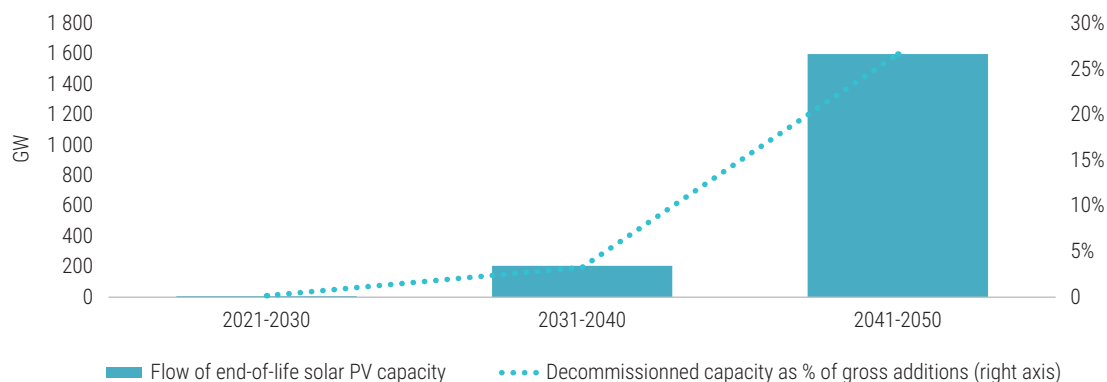
Развитие солнечной энергетики по Net Zero должно к 2030 году значительно снизить выбросы CO₂ за счет сокращения потребления ископаемых топлив. В энергетике выбросы должны снизиться по Net Zero до 11 Гт, т.е. на 30% к уровню 2022 года, и по STEPS до 12 Гт, или на 15% к уровню 2022 года (см. рис. 3). Оба сценария предполагают снижение угольной генерации прежде всего в развивающихся странах, а это – основной резерв снижения выбросов в глобальном масштабе.

В энергобалансе России на солнечную генерацию приходится 0,78% – это один из самых низких показателей в мире

По STEPS Китай будет по-прежнему увеличивать производство Solar PV, но сбавив темп, а около 2030 года мощности выйдут на заявленный уровень. Несмотря на то, что это кажется замедлением в развитии отрасли, Китай все равно выйдет на запланированные мощности солнечной и ветряной генерации в 1200 ГВт на пять лет раньше прежнего срока. Однако для такого роста ему потребуются модернизировать сети и ускорить ввод емкостей по хранению энергии.

Эффективная интеграция новых солнечных мощностей в энергосистему ускорит сокращение угольной генерации. К 2025 году она выйдет на пик, затем начнет снижаться

Рис. 4. Ожидаемые потоки, выведенных из эксплуатации солнечных фотоэлектрических мощностей, 2020-2050 гг.



ускоренным темпом. После достижения целей Китая по «зеленой» генерации, то есть насыщения внутреннего рынка, в нем естественным образом высвободится часть производственных мощностей для изготовления комплектующих, что позволит перенаправить часть продукции в регионы с неразвитой солнечной генерацией – в Африку, на Ближний Восток и в Латинскую Америку, несколько в меньшей степени – в страны Средиземноморского бассейна.

До 15 мегатонн материалов – в утиль

Средний срок работы солнечных панелей, которые производятся в настоящее время, составляет 25-30 лет, для последних моделей – чуть больше. После этого их производительность снижается, а отказы в работе становятся чаще. В какой-то момент продолжение их эксплуатации теряет экономический смысл, и их нужно заменять на новые. Это значит, что уже в ближайшие годы обострится проблема утилизации отработавших панелей и с каждым годом она будет обостряться.

К 2030 году нужно будет вывести из эксплуатации солнечные мощности на 7 ГВт, а к 2040 году – уже на более чем 200 ГВт. Это означает, что нужно будет переработать 400-600 килотонн и 11-15 мегатонн материалов соответственно к этим срокам (см. рис. 4). Следовательно, правительства и бизнес уже сегодня должны готовиться к переработке такого количества отходов.

Утилизация панелей – это большой экологический вызов. Их нельзя размещать на свалках из-за содержания в них вредных для здоровья веществ, таких как свинец. Хорошая новость в том, что материалы можно из панелей извлечь и использовать повторно. Это не столько технический, сколько экономический вопрос. Полученные из отработанных панелей материалы могут быть использованы как для производства новых Solar PV, так и в других отраслях (см. рис. 5). Главное, что решит утилизация, – это снижение ценовой волатильности на рынках

редких элементов, поскольку часть спроса будет обеспечена не их добычей, а переработкой. Более того, она снизит зависимость в импорте стран, которые пока полагаются исключительно на импорт.

Повторное использование материалов снизит объемы их первичного производства и связанного с ним потребления энергии и выбросов в рамках Scope-2 (сфера Охвата 2, т.е. выбросы, связанные с энергообеспечением производств). Оно также создаст новые рабочие места, поскольку в утилизации невозможна полная автоматизация, в ней сохранится ручной труд.

Переработка панелей начинается с того, что вручную нужно отключить от них кабели и крепления-кронштейны. Из них довольно просто можно извлечь медь и алюминий. Второй этап – термическая и химическая обработка собственно панелей. Она требует оборудования, которое еще не выпускается в промышленных масштабах, но которое даже при массовом производстве повысит стоимость этих процессов.

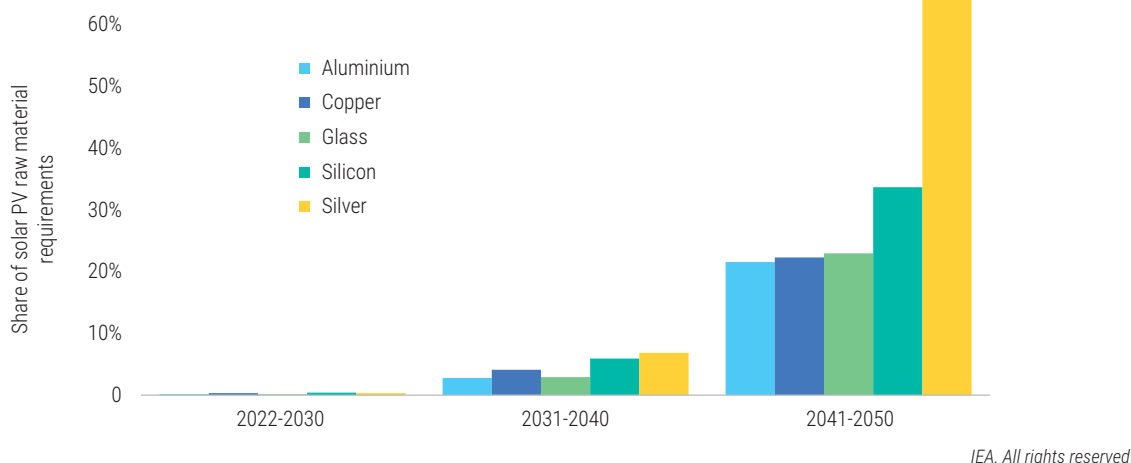
Утилизация Solar PV на 100% пока технически невозможна. Если коэффициент переработки составит 85%, то

Вероятно, именно рост цен на энергию и будет в РФ главным драйвером солнечной генерации

это по сценарию Net Zero означает снижение мирового потребления вновь произведенного алюминия, меди, стекла, силикона и серебра на 5-7% в 2031-2040 годах и на 20% в 2041-2050 годах. Больше всего во втором периоде сократится потребление серебра для новых панелей – до двух третей.

Большой проблемой утилизации панелей остается отсутствие или недостаточное регулирование этой отрасли. Да и сам этот рынок еще находится в зачаточном состоянии. Сложности вырастут к 2040 году, когда на перера-

Рис. 5. Вклад потенциальной переработки модулей на потребность в отдельных материалах для солнечных панелей в рамках Net Zero к 2050 году



ботку пойдет основная волна отработавших панелей. Однако еще есть полтора десятилетия на решение технологических и нормативных вопросов, связанных с этим.

Россия – меньше 1% солнца

В России солнечная энергетика развита слабо. По данным ЦДУ ТЭК⁴, на нее приходится меньше 1% в энергобалансе. На начало 2022 года (более свежих данных пока нет) мощности составили 1,962 ГВт, или 0,78%. Естественно, что при такой незначительной доле в стране практически отсутствует и изготовление Solar VP, панели просто не востребованы.

У крайне низкой доли солнечной генерации целый комплекс причин – экономических, законодательных и климатических. Последняя наиболее очевидна, и, к сожалению, с ней ничего поделать нельзя. В российских широтах большая сезонная разница в продолжительности светового дня. Зимой солнца мало, где-то его практически нет, но именно в этот сезон энергия наиболее востребована для освещения и отопления. Летом солнца в избытке, но спрос на отопление отсутствует, а на освещение составляет лишь пару часов в сутки.

Законодательство под эту отрасль толком не создали. Пока есть только нормативы, связанные с их эксплуатацией. Например, в июне 2023 года Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии приняло «стандарт»⁵, устанавливающий технические требования к солнечным электростанциям при их работе в составе Единой энергетической системы и технологически изолированных территориальных электроэнергетических си-

стем». И это все. А как же регулирование рынка, ценообразование, предпочтения новой генерации?

Производят Solar PV в России порядка 10 предприятий – в Москве и области, Краснодаре, Екатеринбурге, Новочеркасске, Рязани. Практически вся их продукция рассчитана не на строительство крупных солнечных парков, а на домохозяйства, т.е. это маломощные станции, которые среди россиян особого внимания не получили. Тем не менее Яндекс Маркет выдал полтора десятка маломощных бытовых панелей с небольшой стоимостью – до 40 тыс. руб. Не будем упоминать производителей, чтобы не делать им рекламу, но мощности до 200 Вт для дома явно недостаточно. К тому же без аккумуляторов большой емкости в них нет смысла. Получается, что для частных лиц эти панели – скорее забава, чем энергетическое решение.

Для солнечной генерации в промышленных масштабах нужен достаточный уровень инсоляции (облучения солнечным светом), особенно зимой. Наиболее пригодные регионы – юг страны и Забайкалье. Промышленные СЭС уже работают в Калмыкии, Бурятии, Астраханской и Оренбургской областях.

В России появился новый сегмент такой генерации – малый и средний бизнес (МСП). По данным Ассоциации солнечной энергетики,⁶ «несмотря на то, что общий объем коммерческих солнечных электростанций вырос (в 2023 году) в фактическом выражении на 38%, с 36 до 50 МВт, доля крупного бизнеса, в основном это проекты нефтегазового и добывающего секторов, сократилась с 55 до 45%».

Вот как на сайте Ассоциации комментирует это явление Александр Маслов, руководитель департамента проектных продаж в России и СНГ «Юнигрин Энерджи»:

⁴ https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/8/1050/

⁵ https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2023/7/1161/?ysclid=lp8dsktjal633232166

⁶ <http://pvruussia.com/news/451/>

«Мы действительно видим, что доля МСП выросла как в запросах на решения, так и в фактических поставках. Для малого и среднего бизнеса с небольшими объемами потребления стоимость сетевой электроэнергии стала чувствительной уже в прошлом году. В этом году мы впервые поставили СЭС производственным компаниям, электро-снабжение которых осуществляется автономно за счет собственных ГПУ. Один из проектов расположен в Московской области, для них ключевым фактором выбора в пользу солнечной генерации стал рост оптовых цен на газ». Вероятно, именно рост цен на энергию и будет в РФ главным драйвером солнечной генерации.

Внутри МСП Ассоциация выделяет пять основных отраслей, на которые приходится более половины поставок оборудования для солнечной генерации: пищевая промышленность – рост год к году с 19 до 24%, ритейл (продуктовые сетевые и розничные магазины) – рост с 13 до 17%, логистические компании – 9-10% всех коммерческих установок, индустрия гостеприимства (кафе, гостиницы, развлекательные комплексы) – 6-7%. Аграрный сектор в настоящее время занимает самую незначительную долю (1-2%) среди всех коммерческих установок. В то же время он – самый быстрорастущий сегмент. Более 30% опрошенных Ассоциацией дилеров оборудования отмечают растущий спрос на трековые системы, которые позволяют повысить выработку солнечной генерации, что обеспечивает более быструю окупаемость решений, в том числе в регионах со средней инсоляцией.

В промышленных солнечных станциях российские компании, вероятно, полагаются в основном на импорт, все-таки создавать дорогое производство под негарантированный спрос – неразумно. Проблема утилизации панелей также не стоит в России остро из-за их небольшого количества. Рост солнечной генерации во всех секторах может ускорить не дешевизна панелей, а, повторим, дороговизна сетевого электричества. Пока его тарифы не стимулируют активно переходить на ВИЭ.

Новые рынки для Solar PV

Турция – солнечная страна. Ей сам бог, точнее, уровень инсоляции, велел ставить панели повсюду. Парадокс в том, что в коммунальном секторе, в частных домах и в многоэтажках их практически не видно нигде от Аданы до Измира, хотя инсоляция повсюду высокая. Другое дело – промышленная солнечная генерация. Турция в этой отрасли поздно вышла на старт, но зато с очень мощной заявкой.

В мае 2023 год первый ток дала вторая очередь турецкой СЭС Карапынар, хотя в тестовом режиме станция заработала еще в 2020 году. Она находится рядом с индустриальным центром Коньей. После пуска всех оче-

дей ее мощность составит, по данным турецкой газеты Daily Sabah,⁷ 1350 МВт – т.е. она будет крупнейшей в Европе, хотя географически расположена в азиатской части Турции. «Авторы» этой СЭС – турецкая компания Kalyon и южнокорейская Han Wha. Очень вероятно, что за Карапынар в стране появится больше мощных СЭС.

Вместе с солнечной генерацией, газовым месторождением Саккарья, давшим первую продукцию 21 апреля 2023 года, а также АЭС Аккую (строительство второй станции обсуждается с «Росатомом») Турция реально может избавиться от зависимости от импортной нефти и газа. Важное преимущество СЭС – их можно строить рядом с потребителем. У первой АЭС главная проблема – негарантированный спрос. К северу от нее – безлюдные горы, к западу – курортные регионы, к востоку – сельскохозяйственные. Отели и фермы – не те категории потребителей, которые «переварят» 4800 МВт Аккую, а других возможных клиентов рядом нет, кроме портового Мерсина, но и он столько энергии не возьмет. До той же машиностроительной Коньи – 120 километров по горам, крупных ЛЭП там нет.

Аккую нельзя считать экономическим просчетом, она проектировалась тогда, когда в Турции еще не было ни крупных открытий газа, ни сравнительно дешевых солнечных панелей. Оператор станции – АО «Аккую Нуклеар» – образовался в 2010 году. Идея СЭС появилась на восемь лет позже. Сейчас АЭС и СЭС – соперники, т.е. межтопливная конкуренция по-турецки – это когда чистая конкуренция с чистой.

Если Турция продолжит строить СЭС, то она увеличит рынок для Solar PV и поглотит часть их в находящемся на грани перепроизводства Китае. Помимо Турции, рынок для панелей открывается в странах, объявивших о планах развития солнечной генерации. Это в первую очередь север Африки. Например, Марокко имеет самый высокий показатель инсоляции в мире, в стране работают как фотовольтаические станции, так и основанные на принципе концентрированной солнечной энергии (фокусирование лучей на емкостях с водой для ее превращения в пар и последующего направления на турбины). Среди тех, кто планирует увеличивать классическую солнечную генерацию на панелях, – Египет, Тунис, Саудовская Аравия, ОАЭ, ЮАР.

Китайские производители Solar PV без заказов вряд ли останутся. Сами панели тоже эволюционируют, у них растет коэффициент преобразования солнечной энергии в электрическую, они становятся менее материалоемкими и более долговечными, тонкими и гибкими – могут быть даже в виде пленки. Если производство их в количестве и мощности уже приближается к потолку, то для эволюции потребительских качеств остается еще много пространства для маневра. 

⁷ <https://www.dailysabah.com/business/energy/turkiye-officially-launches-europes-largest-solar-power-plant>



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Минпромторг
России



ТПП РФ



Российское
Газовое
Общество



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ

65 ЭКСПОЦЕНТР



ЖЕЛТЫЙ КЕК ПОШЕЛ НА ВЗЛЕТ

МАРИЯ ТИМОЩЕНКО

Независимый эксперт

Как рынок урана отреагировал на события текущего энергетического кризиса? Рассмотрим структуру ключевых игроков и расставим акценты в их потенциалах и конкурентоспособности.

Говоря об уране, мы в первую очередь имеем в виду атомную энергетику. Топливо для АЭС изготавливается на основе легкого изотопа ^{235}U . Этот нуклид способен

поддерживать управляемую цепную реакцию деления ядра, в результате которой высвобождается огромное количество энергии. Для сравнения – 1 кг уранового топ-

лива выдает мощность, эквивалентную 60 тоннам нефти или 100 тоннам каменного угля, а перегрузка горячего на АЭС требуется раз в 3-4 года.

На рынке торгуется, как правило, закись-окись урана (U3O8), она же желтый кек (yellow cake). Это концентрированный полуфабрикат, получаемый в процессе обработки руды и ее очистки от примесей. В природном уране содержание изотопа 235 достигает менее 1%, поэтому для большинства типов реакторов уран искусственно обогащают, повышая концентрацию 235U до 4-6%.

Атомная энергетика обеспечивает 1/10 мирового энергобаланса – 370 ГВт за прошедший год, и ее доля стремительно возрастает. В первую очередь на этот рост повлиял очередной энергетический кризис и мировой вектор на декарбонизацию, подкрепленный антиуглеродными налогами и сборами. Финансовая нагрузка вынуждает смягчить радиофобные настроения, с новой силой разыгравшиеся после аварии на АЭС «Фукусима-1» в 2011 году.

Сама отрасль относительно молодая, изотоп уран-235 был открыт только в 1935 году, а первая в мире АЭС заработала в 1954. В то же время это – высокотехнологичный сегмент, поэтому урановое сообщество представляет собой весьма узкое комьюнити, где основные игроки уже заняли свою нишу, а новичкам сложно выбиться в лидеры. Недавно сразу несколько факторов всколыхнули эту тихую гавань.

Вояж-вояж

В центре внимания профессионального сообщества в 2023 году оказалась Франция: по сообщениям СМИ, главный адепт атомной энергетики в ЕС и в мире лишился ключевого актива в Нигере, а с ним и четверти импортируемого в Европу урана. Для страны, где более 70% энергобаланса обеспечивается за счет АЭС, перебои в поставках должны быть весьма чувствительны. Кроме того, французские атомные станции экспортируют электроэнергию соседним государствам: в Великобританию, Германию, Швейцарию, Италию, Бельгию и Испанию. Пришедшая к власти в Нигере хунта сначала объявила о полном прекращении отгрузок урана в Европу, а затем – о готовности продавать его в 250 раз дороже: «200 евро вместо 0,80 за килограмм».

По факту все оказалось не так драматично. Аналитики сообщают, что поставки нигерийского урана в Европу не были остановлены, при этом он никогда не стоил ни 0,80, ни 200 евро. Поскольку торги проходят на открытом рынке, правительство Нигера не может влиять на ценовую политику, заявляют опрошенные издательством Reuters специалисты. С вывозом действительно есть некоторые трудности – но не из-за повстанцев, а по причине санкций Экономического сообщества западно-африканских стран (ЭКОВАС) против них. В рамках этих

ограничений Бенин, из чьего порта уходил в Европу урановый груз, закрыл сухопутную границу с Нигером. Orano вывозит нигерийскую руду раз в квартал, а иногда даже в полугодие – по некоторым данным, последняя отгрузка произошла аккурат незадолго до переворота, поэтому до сих пор компания не признает это проблемой.

Европейское сообщество по атомной энергии (Euratom) считает, что значимость африканского поставщика в принципе преувеличена: из трех рудников в ведении французов сейчас работает только один. Добыча там затратна, а резервных запасов урана во Франции хватит на три года.

Страшна ли волатильность стоимости урана для потребителей атомной энергии? На самом деле нет, ведь цена урана составляет всего 4-6% в структуре себестоимости электричества

Еще до событий в Нигере Эмманюэль Макрон начал турне по странам Центральной Азии, владеющим наибольшими запасами урана. В мае президент совершил исторический визит в Монголию – первый с установления дипломатических отношений в 1965 году. Страна обладает значительными разведанными ресурсами урана и геологической перспективой для больших объемов, однако добыча там сейчас не ведется. Orano сотрудничает с правительством Монголии в области геологоразведки с конца 1990-х и, получив в 2016 году лицензию на добычу, до сих пор провела только пилотные испытания на 10 т урана. В октябре президент Ухнаагийн Хурэлсух был приглашен в Елисейский дворец на церемонию подписания Протокола о разработке и эксплуатации проекта уранового рудника Зуувч-Овоо. Добыча должна начаться в 2028 году, стоимость контракта составила \$1,7 млрд. Глава администрации монгольского правительства при этом сообщил, что переговоры велись также с Россией и Китаем, но выбор решили сделать именно в пользу Франции.

В начале ноября Макрон посетил Казахстан и Узбекистан. Обе страны входят в пятерку крупнейших производителей урана (наряду с Канадой, Австралией и Намибией) и совместно уже обеспечивают около половины поставок урана во Францию. Новый договор потребует увеличения объемов добычи руды, при этом азиатские партнеры заинтересованы в технологических компетенциях Франции, например, по обогащению урана. Это вполне может стать предметом для торга, ведь Узбекистан приступает к строительству своей первой АЭС, а Казахстан стоит на пороге принятия такого решения. В обеих странах Orano владеет контрольным пакетом акций совместных добычных предприятий (по 51% – Katco в Казахстане и Nurlikum Mining в Узбекистане). В Казахстане

французы уже являются оператором двух урановых месторождений и, наряду с «Росатомом», – потенциальным строителем первой в стране атомной электростанции. Узбекистан в 2022 году увеличил поставки урана в Европу почти в три раза, а в 2019 году был заключен договор с Orano на разработку новых месторождений. Пилотный проект был запущен в ноябре, а на производственную мощность Nurlikum Mining планирует выйти к 2025 году. Размер инвестиций со стороны Франции может достичь \$500 млн. По заявлению главы Узбекистана, к 2030 году добыча урана будет увеличена с 67 тыс. тонн до 100 тыс. тонн. Казахстан в прошлом году подписал два новых контракта на поставки в Китай и ОАЭ, поэтому окончательного решения французам пока не дал.

По оценке Euratom, заткнуть брешь нигерийских поставок возможно в течение трех лет, в том числе с помощью простаивающих в настоящее время производственных площадок в Канаде, Австралии и Намибии, а также из новых месторождений.

Почем uranium для народа

Разморозка простаивающих рудников сейчас вероятно как никогда сразу по двум причинам. Во-первых, дефицит в уране ощущается не только у Франции, но и глобально. По подсчетам Всемирной ядерной ассоциации (WNA), годовой спрос сейчас составляет 65 650 т, а добыча обеспечивает всего 56 000 т. Во-вторых, дорогостоящая добыча урана становится более рентабельной, поскольку стоимость желтого кека круто устремилась вверх.

Основные усилия США сосредоточены на разработке топлива HALEU – это высокопробный низкообогащенный уран с содержанием изотопа 235 до 5-20%. Сейчас в промышленных масштабах его может поставлять только Россия

Аналитики отмечают, что урановый рынок стал проявлять признаки бычьего тренда – когда цена находится в постоянном росте, а ее последующие максимумы, как и минимумы, выше предыдущего своего значения. Начав год с цифры около \$50 за фунт, уран перескочил рубеж в \$80 к концу ноября – это стало еще одной громкой новостью и абсолютным рекордом за 15 лет.

Цены на уран подвержены волатильности, на пару спрос/предложение влияет не только объем добычи и количество действующих реакторов, колебания могут стать следствием крупной аварии на энергообъекте, резкого крена в геополитической обстановке или спекуляции на этом фоне. В 2001 году уран торговался по рекордно низ-

ким \$8 за фунт, а в 2007 котировки достигли максимального исторического значения в \$135. Авария на Фукусиме и последовавший за ней отказ многих стран от атомной энергетики постепенно опустили цены до \$18 к 2016 году.

Нынешний подъем начался с первого квартала 2022 года, его подстегнули сперва «январские события» в Казахстане, а еще через месяц – СВО и угроза санкций в адрес Росатома. Уран отреагировал резким подорожанием с \$43,00 в конце февраля до \$63,75 в апреле. Так ли страшны эти взлеты для потребителей атомной энергии? На самом деле нет, ведь цена урана составляет всего 4-6% в структуре себестоимости электричества. Зато они могут побудить добывающие компании возобновить работу на тех самых простаивающих производственных площадках.

Когда добыча перестает быть прибыльной, рудник могут перевести на техническое обслуживание, то есть на поддержание жизнеспособности в той степени, которая позволит безболезненно перезапуститься, когда это вновь станет выгодно. О таких планах уже заявили США, Канада и Австралия.

Чем богаты

Россия тоже входит в число обладателей крупнейших залежей урана и, по заявлению главы «Росатома», летом прошлого года вырвалась на второе место по его запасам благодаря приобретению доли на крупнейшем казахском руднике Буденовское. Ранее госкорпорация постепенно выкупила канадскую Uranium One, через которую теперь ведется работа с зарубежными активами, в т.ч. планируется добыча в Намибии и Танзании. Но один из главных козырей «Росатома» на урановом рынке – обогащение: высокое качество и по конкурентоспособной цене. Россия обеспечивает до 43% мирового спроса, следом идет европейский консорциум Urenco с заводами в Германии, Великобритании, Нидерландах и США, французская Orano и китайская CNNC.

Сейчас вопросу обогащения урана уделяется огромное внимание – Запад серьезно отстал технологически и теперь стремится укрепить свой энергетический суверенитет. США, крупнейший потребитель атомной энергии, до сих пор не в состоянии самостоятельно снабдить сотню собственных реакторов. В свое время Штаты решили не возиться с ядерным топливом, что привело к потере компетенций и производственных мощностей. Значительную часть топливного урана американцы получали от России в рамках контракта BOU-NOU (расшифровывается как «высокообогащенный уран – низкообогащенный уран», а не «wow! no!», как иногда шутят) вплоть до 2021 года. Обогащение оружейного урана по изотопу 235U может достигать 97%, из тонны такого материала можно получить до 300 т горючего для АЭС. С



середины прошлого века в США выжил единственный завод по обогащению урана в Нью-Мексико, и тот сейчас принадлежит европейской Urenco.

Урановая зависимость не позволяет западным странам ввести возжеланные санкции против «Росатома». А это главный крючок, которым Россия способна зацепить «недружественные» страны: «Росатом» в 2022 году поставил Евросоюзу продукции на €720 млн, из них только Франция потратила €359 млн на обогащенный уран, еще на \$644 млн его закупили США. По сообщениям СМИ, в первом полугодии 2023 года США удвоили объем импорта из России, доведя его до 416 т – это максимум с 2005-го. Одновременно были значительно увеличены поставки из Великобритании, Канады и Франции, что может говорить о неготовности Штатов в ближайшее время перейти на самообеспечение обогащенным ураном.

Тем не менее США начали делать серьезные вложения в обогатительную промышленность – в октябре Белый дом направил Конгрессу запрос на выделение \$2,2 млрд для этих целей. Основные усилия сосредоточены на разработке топлива HALEU – это высокопробный низкообогащенный уран с содержанием изотопа 235 до 5-20%. Сейчас в промышленных масштабах его может поставлять только Россия, при этом HALEU планируют использовать

на новых типах реакторов, разрабатываемых американскими компаниями. Предполагается, что АЭС на этом типе топлива будут компактнее, экономичнее и эффективнее. Осенью Национальная лаборатория Айдахо (INL) в сотрудничестве с General Electric изготовила для испытаний первую партию топливных таблеток HALEU. Обогащение урана производилось на новом заводе компании Centrus Energy в штате Огайо, оснащенный каскадом из 16 центрифуг. Ожидается, что уже в этом году производственные мощности смогут обеспечивать до 900 кг HALEU в год.

Французская Orano тем временем одобрила вложение \$1,8 млрд для увеличения производственных мощностей обогатительного завода Georges Besse II на 30%, то есть к существующим 14 модулям добавится еще 4. В этом проекте Франция заручилась поддержкой своих японских и южнокорейских партнеров. Другая французская компания, Framatome, планирует построить в Великобритании завод по производству ядерного топлива, об этом глава компании заявил в декабре.

Проблема обогащения не затронет только канадские тяжеловодные CANDU, которые работают на природном уране. Несмотря на это преимущество, тяжеловодники не пользуются большим спросом: в общей сложности несколько реакторов поставили Аргентине, Китаю, Индии,

Пакистану, Китаю и Южной Кореи. Но канадцы не унывают – на Всемирной ядерной выставке в Париже в ноябре был представлен усовершенствованный Candu Mopark поколения III+. Разработчики придерживались концепции модульного строительства, мощность реактора составит 1000 МВт, срок службы – 70 лет.

Что будет дальше

По подсчетам WNA, сегодня эксплуатируется 440 реакторов, еще 60 находятся в стадии строительства, из них 26 будут запущены в ближайшие три года. МАГАТЭ ожидает, что АЭС к 2050 году возьмут на себя вдвое больше глобальной генерации электричества. На прошедшем в начале декабря климатическом саммите COP28 в Дубае 20 стран-участниц взяли на себя обязательства утроить к этому времени свои атомные мощности. Основными потребителями атомной энергии сейчас являются США и Франция, а главным драйвером роста стала Азия: в Китае в процессе строительства находится 25 реакторов, в Индии – восемь, в Южной Кореи – три, о собственных АЭС задумываются Мьянма и Шри-Ланка. Япония оправилась от аварии на Фукусиме и приступает к возрождению своей атомной энергетики – 53% жителей страны проголосовало за перезапуск АЭС, ведь привозное углеродное топливо ощутимо отразилось на стоимости электроэнергии.

Один из главных козырей «Росатома» на урановом рынке – обогащение: высокое качество и по конкурентоспособной цене

Пока на Западе наблюдается стагнация атомной энергетики, Китай уверенно стремится в лидеры – в стране уже действует 55 реакторов на 15 АЭС, а строительство новых станций занимает всего несколько лет. Активно сегмент стала развивать Индия, и дело не только в демографии и стремительной урбанизации населения. Экономика страны в целом переживает подъем: США, например, на фоне охлаждения отношений с Китаем перенесли в Индию часть своих производств. В апреле прошлого года Apple увеличила производство iPhone в Индии втрое (до 7%), а 15-ю модель в индийской сборке мы увидим уже в ближайшее время.

Арабский мир тоже разворачивается в сторону мирного атома – первая АЭС в регионе была построена в 2020 году в ОАЭ южнокорейской Керсо. Третий из четырех реакторов APR-1400 мощностью 1,4 ГВт был запущен в феврале прошлого года, а в декабре был подписан договор с Казатомпромом на поставку урана. ОАЭ придерживаются стратегии диверсификации топливных поста-

вок, на сайте оператора ENEC указано, что заключены контракты с шестью разными подрядчиками в области поставки и обогащения урана. Саудовская Аравия с помощью друзей-китайцев разведала у себя запасы залежей урана объемом примерно 90 тыс. т и сейчас ведет переговоры о строительстве собственной АЭС с ведущими производителями.

В завершение хочется сказать хотя бы пару слов про Австралию, обладательницу крупнейших мировых запасов урана – около трети против 15% Казахстана. Страна редко всплывает в урановых новостных сводках, но в 2023 году она запомнилась нам заголовком местного издания The Canberra Times: «Australia bans screwdrivers, nuclear reactors to Russia» – «Австралия запрещает ввоз в Россию отверток и атомных реакторов». Самое смешное здесь даже не отвертки, а то, что Австралия является обладателем единственного реактора, который используется для производства медицинских изотопов.

Для оценки актуальной ситуации на урановом рынке по итогам 2023 года мы обратились к эксперту в области атомной энергетики, политологу Алексею Анпилову.

Мнение эксперта

НГВ: *Можно ли утверждать, что цепочки «продавец-покупатель» на рынке уранового топлива сегодня существенно меняются?*

А. Анпилов: Да, на рынке происходят изменения, и связаны они в первую очередь не с экономической, а геополитической ситуацией. Недавно Франция потеряла свои основные добычные ресурсы в так называемой франкофонной Африке – это Нигер, Мали, Габон. По сути, бывшие колонии. Вследствие госпереворотов к власти в этих странах пришло правительство, требующее от Франции эквивалентного обмена урана на реальные деньги в соответствии с реальной стоимостью урана. Франция не имеет достаточного военного потенциала, чтобы противостоять новому руководству этих стран, а условно дипломатические средства, точнее средства шантажа, здесь не помогли. Поэтому французы покинули регион, и, вероятно, все-таки будут вынуждены согласиться с новыми условиями сотрудничества.

Что касается недавнего визита Эмманюэля Макрона в Казахстан и Узбекистан, официально никаких заявлений по итогам поездки сделано не было, но, очевидно, это попытка поиска новых урановых партнеров. Шансы у Франции велики, ведь именно в лице Казахстана США нашли импортеров после прекращения действия Соглашения ВОУ-НОУ в 2021 году. Это договор, по которому Россия поставляла топливо для американских АЭС, изготовленное из переработанного оружейного урана.

Другим важным фактором являются антироссийские санкции. Сейчас они не налагают прямых запретов на атом-

ную отрасль, а действуют скорее в режиме добровольного самоограничения. Так, например, Болгария, Швеция и Финляндия переходят на энергоносители Westinghouse для своих АЭС российского дизайна. Westinghouse в свою очередь вынужден искать новые объемы урана, а в Росатоме эти объемы высвобождаются.

НГВ: Какие страны могут выйти в новые лидеры атомного рынка? Насколько весома роль Китая? Какие перспективы у Австралии и Канады?

А. Антилов: На Западе наблюдается в основном отток от атомной энергетики – полный в случае Испании, Италии и Германии, и в режиме неопределенности – в некоторых других странах. В США жалкие два реактора пытаются построить более 10 лет, со времен Обамы. Четкий план постройки АЭС имеет разве что Великобритания, а реальное развитие идет только в Венгрии и Турции. Потребление атомной энергетики смещается в страны с развивающейся экономикой – в Африку, Юго-Восточную Азию и на Ближний Восток.

По поставкам прочно сохраняет свои позиции «Росатом», в настоящий момент ведется реализация порядка 50 реакторов, которые обеспечиваются российским топливом. У западных компаний это около 10 штук, при этом на выходе реакторы получаются дорогими и проблемными. Вспомнить хотя бы долгострой ERP-1600 на французской «Фламанвилль» или финской «Олкилуото», это очень ударило по репутации. Поэтому используется лоббизм в странах, подчиненных США и Евросоюзу.

«Китай вполне может составить конкуренцию «Росатому» в развивающихся странах»

Что касается Китая, он имеет все шансы обогнать американский Westinghouse и европейский Framatome. Китайцы получали лицензии на AP-1100 и EPR-1600, что теперь позволило им строить собственную АЭС, «дракона» Hualong One. Сейчас ведется строительство такого реактора еще и в Пакистане. Кроме того, китайцы владеют центрифугой для обогащения урана по уникальной российской технологии. Китай вполне может составить конкуренцию «Росатому» в развивающихся странах.

Австралия действительно имеет очень большие запасы урана, но страна не развивает это направление. Крупнейший рудник Олимпик Дам, например, в первую очередь разрабатывается с целью добычи золота, а уран является побочным продуктом этой работы. Дело в том, что австралийцы не владеют технологией подземного выщелачивания, а добывают урановую руду из отвалов на обычных шахтах. Если добыча золота станет более

прибыльной, появятся новые рудники. Иначе себестоимость урана, добытого таким методом, становится слишком высока. Австралия, как и Канада, является поставщиком лишь природного урана, технологией фабрикации топлива она также не обладает. При этом Австралия не имеет собственных АЭС, а канадские Candu работают на необогащенном уране.

НГВ: Каковы шансы на распространение реакторов типа Candu, которые генерируют энергию на природном уране, не требуя его обогащения?

А. Антилов: Почти никаких. Candu дороже и требует гораздо больший объем топлива. Это тяжеловодный водо-водяной реактор и его использование находится буквально на грани нарушения режима о нераспространении ядерного оружия, поскольку он может быть применим для создания бомбы. Кстати, именно после получения Candu у Индии появилось собственное ядерное оружие.

Урановая зависимость не позволяет западным странам ввести возжеленные санкции против «Росатома»

НГВ: Цены на уран достигли 15-летнего максимума. Какой фактор, по-вашему, сильнее всего на это повлиял?

А. Антилов: На цены повлияла именно геополитика. Урановый рынок строится на долгосрочных контрактах и переформатирование торговых цепочек – это очень дорогостоящий процесс.

НГВ: Рассматривая общемировой тренд на декарбонизацию – возможно ли ее достижение без атомной энергетики (ВИЭ, водородное топливо, электродвигатели и пр.)? Насколько такая задача в целом может быть сейчас актуальна?

А. Антилов: Углеродной нейтральности сложно, если не невозможно, достичь без ядерной энергетики. Ветряки и солнечные панели дают нестабильное энергоснабжение, не совпадающее с суточной нагрузкой на сеть, а «складывать» электричество еще не научились как следует. Единственный подходящий вариант – это гидроаккумулирующая электростанция, такая находится, например, под Сергиевым Посадом в Московской области. Но ГАЭС требует огромной инфраструктуры и специфического рельефа. Например, в Германии с ее плоским ландшафтом такую станцию построить невозможно. Если говорить о мегабатареях Илона Маска, то это просто разорительно для пользователей, в то время как электричество от АЭС является одним из самых дешевых. Зеленая повестка в принципе является чем-то вроде религии для западного общества. ❗



ТУРЦИЯ: ИЗ ИМПОРТЕРА ГАЗА В ЭКСПОРТЕРЫ?

МАНСУР КУЛИДЖАНОВ

Независимый эксперт

Турция остается зависимой от импорта газа, однако серия открытий в Черном море – предпосылка снижения внешних поставок. К 2030 году страна может полностью закрыть внутренние потребности собственным газом, считают в турецком Минэнерго. Более того, серьезно обсуждается перспектива его экспорта в Южную Европу, в страны Балканского региона. Это вопрос не завтрашнего дня, но ход развития событий в турецкой газовой отрасли и в энергетике в целом дает основание предположить, что это вполне реально.

На пути к газовой независимости

С начала текущего столетия в Турции произошло много перемен. Росли все сектора экономики, ВВП увеличился с \$274,3 млрд в 2000 году до \$905,5 млрд в 2022 году и, вероятно, через год-два приблизится к \$1 трлн. В том же периоде в стране зафиксирован значительный рост населения, с 67 млн человек до 85,4 млн. В экономике далеко не все гладко, скорее наоборот. Она вошла в рецессию в 2018 году, но в целом, если смотреть на большем временном периоде, она растет, несмотря на замедление в ковидных 2020-21 годах, текущую безработицу в 10,5% и инфляцию, которая в 2023 году измерялась в двузначных цифрах. Инфляция – главная беда Турции, она поразила страну в постпандемийные годы и по-прежнему слишком высока. По данным турецкого ЦБ, которые привели информагентства¹, обесценивание лиры в 2023 году рекордное – 65%. Однако прогноз инфляции на 2024 год позитивный, снижение до 30-42% с перспективой выйти на однозначные цифры.

Демографический и экономический факторы требуют все больше энергии, но стране пока не удалось стать независимой от внешних поставок энергоносителей. На конец 2023 года Турция оставалась почти полностью зависимой от импортного газа. Шли трубопроводные поставки из России (40% всего импорта), Ирана (17,2%) и Азербайджана (15,9%), а также СПГ. За последние 10 лет турецкие мощности по регазификации удвоились и составили 53 млрд м³. В Турции действуют два наземных и три плавучих СПГ-терминала (FSRU). Они принимают газ из Нигерии, Алжира, Катара и США. Эти терминалы могут покрыть более половины потребностей страны в газе, но по факту дают лишь около четверти, поскольку СПГ по определению дороже трубопроводного газа.

Пока что зависимость Турции от импортного газа медленно, но снижается. В 2022 году она сократилась до 67,8%, заявил глава турецкого Минэнерго Алпарслан Байрактар на 15-м энергетическом и климатическом форуме в Стамбуле². Однако, как утверждает Reuters³, страна не может в краткосрочной перспективе закрыть потребности в энергоносителях без импорта. Но ключевое слово здесь – «пока». Крупные газовые месторождения в стране есть, но их разработка находится на ранней стадии. По большому счету, она только начинается.

Главное газовое событие Турции 2023 года – вывод на мощность черноморского месторождения Сакарья, на сегодня оно – самое крупное в стране. По сообщению «Интерфакса», первый газ с него поступил по подводно-

му трубопроводу в ГТС страны 21 апреля⁴. Разработкой занимается турецкая нефтяная корпорация (ТРАО). Первый этап реализован в течение 32 месяцев. Вторая фаза начнется в 2026 году, еще через два года – третья. К проекту будет подключено месторождение Амсара, спутник Сакарья. Первый этап – это лишь 10 млн м³ газа в год, второй и третий – 40 и 60 млн м³ соответственно. А это уже до 50% потребляемого в стране газа. На старте, в апреле 2023 года, заработало пять добычных скважин, осенью к ним прибавилось еще пять. В 2024 году будет еще не менее 20-ти новых.

Глава ТРАО Мелих Хан Бильгин заявил ТАСС⁵: «На первой фазе месторождение Сакарья позволит снизить зависимость от импортного газа на 15%, это произойдет до конца 2023 года. Затем, со второй фазой, эта зависимость снизится на 35%», – сообщил он.

Только в Юго-Западной части Черного моря у Турции на конец 2022 года было 598 млрд м³ газа, а всего по стране – 710 млрд м³

Президент Реджеп Тайип Эрдоган назвал старт добычи на Сакарье «историческим шагом страны на пути достижения энергетической независимости», сообщило турецкое госагентство Anadolu⁶. Эрдоган объявил «приятную весть» своим гражданам: в течение года газ для домохозяйств будет бесплатным. Правда, это заявление было им сделано прошлой весной, еще до президентских выборов, и критиками было воспринято как популистский ход в избирательной кампании. Более того, в быту в Турции природный газ почти не используется, вместо него в домах – пропан-бутановая смесь в баллонах. Однако факт остается фактом – месторождение запущено в эксплуатацию, добыча на нем растет, и планы освободиться от импортного газа имеют все шансы на реализацию.

Крупных открытий газа в Турции до 2020 года не знали вообще. Они были, но запасы такие, что о них даже говорить смешно, лишь десяток-два миллиардов кубометров. Все сухопутные месторождения небольшие и в значительной степени выработанные. Крупнейшее из них – Marmara Kuzey в Мраморном море – обеспечивало 95% внутренней добычи, но это менее 0,5 млрд м³ в год. Еще с 2010 года идет поиск сланцевого газа в бассейне Thrace, но сенсационных новостей о нем так и не поступало.

¹ <https://tass.ru/ekonomika/19180563?ysclid=lgqcf6n1faa788487306>

² <https://tass.ru/ekonomika/19609855?ysclid=lgqhy25vjtv320502623>

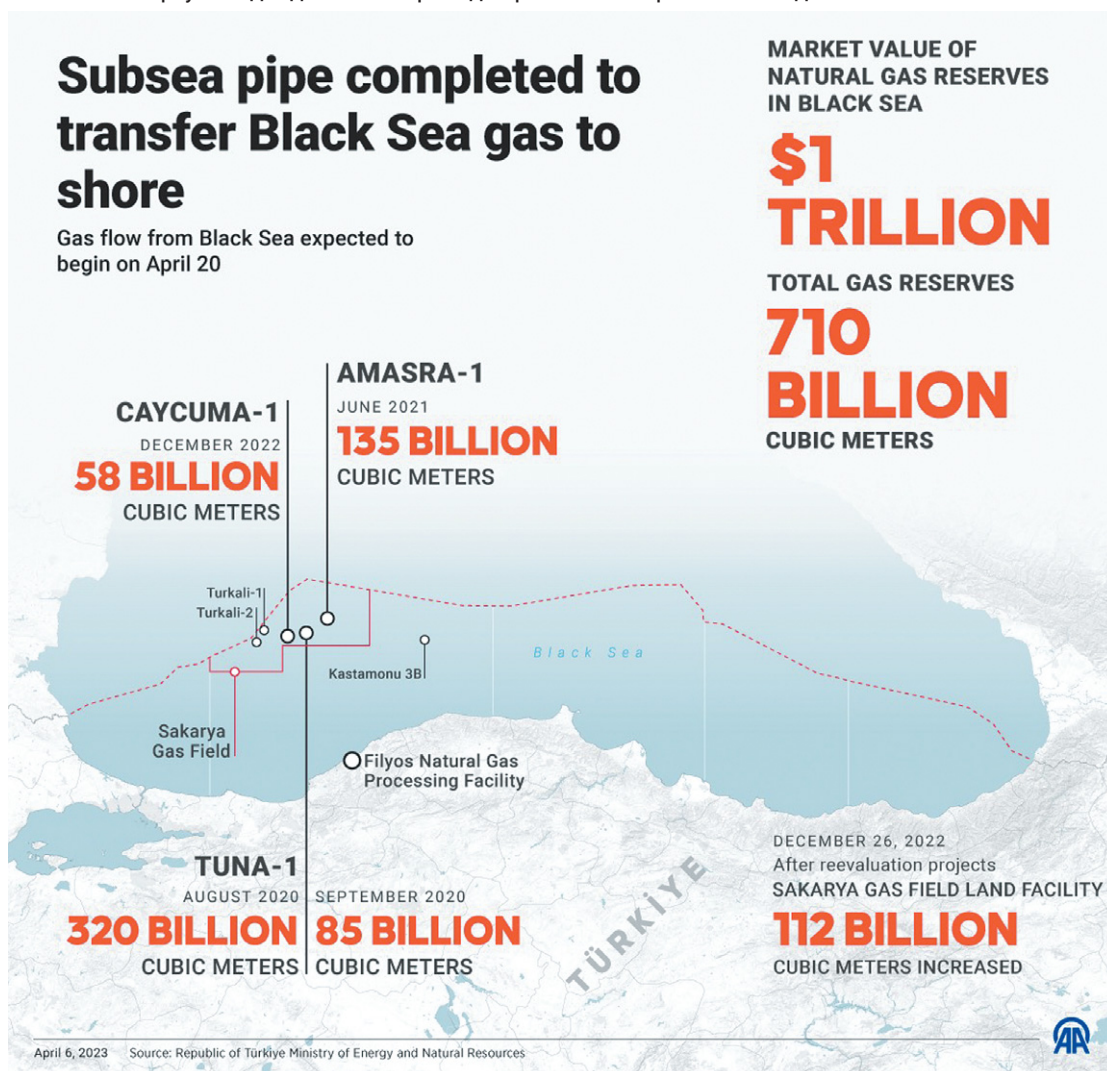
³ <https://www.reuters.com/business/energy/turkeys-natural-gas-found-black-sea-now-comes-710-bcm-erdogan-2022-12-26/>

⁴ <https://www.interfax.ru/world/897051>

⁵ <https://tass.ru/ekonomika/17520545?ysclid=lgqcpviih1m147456334>

⁶ <https://www.aa.com.tr/en/turkiye/turkiye-will-meet-nearly-30-of-annual-natural-gas-need-from-black-sea-reserves-says-president/2877861>

Рис. 1. Открытие газа в черноморской зоне Турции.
Черным слева вверху – подводный газопровод заработал в апреле 2023 года



Источник: UNCTAD

Зато морские открытия регулярно происходят последние три года. В августе 2020 года скважина Tuna-1 показала в Черном море 320 млрд м³, в октябре того же года цифра выросла до 405 млрд. В июне 2021 года скважина Amasra обнаружила в море еще 135 млрд м³, увеличив черноморские запасы до 540 млрд. Еще 58 млрд дала скважина Caycuma-1 в декабре 2022 года. Таким образом, только в Юго-Западной части Черного моря у Турции на конец 2022 года было 598 млрд м³, а всего по стране – 710 млрд. Агентство Anadolu оценило общую стоимость запасов по ценам конца 2022 года в \$1 трлн (См. рис. 1).

Средиземноморский пат

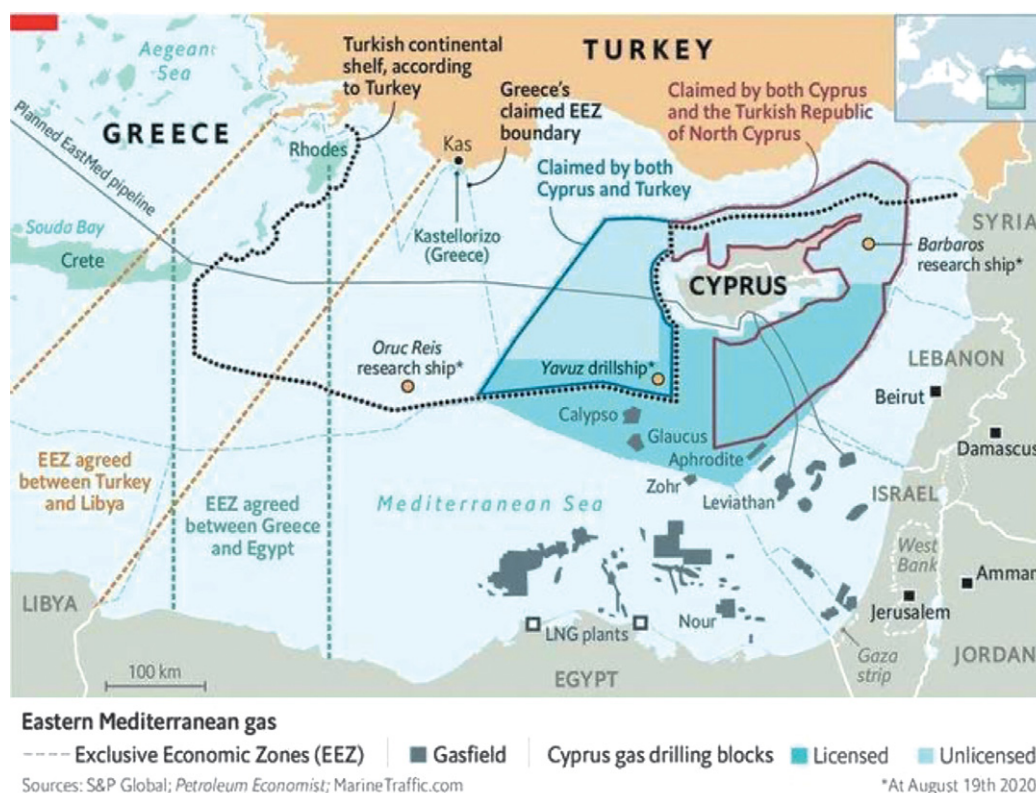
Поиски газа продолжаются не только в Черном море, но и в Средиземном, в северной части Левантийского

бассейна, который оказался весьма «плодовитым», особенно в израильской части моря (месторождения Тамар, Танин и, конечно, самое крупное – Левиафан). Однако Восточное Средиземноморье – напряженный в политическом отношении регион. Поиски газа Турцией в нем вызвали протесты со стороны Кипра и Греции, которые считают морские запасы своими.

Морские границы в Восточном Средиземноморье долгое время были размыты. В начале 2000-х проведено картографическое исследование, для определения морских границ Кипра и Греции использовались точки на турецком берегу и на каждом обитаемом греческом острове. Турция имеет более 1,5 тыс. км побережья Средиземного моря и может теоретически претендовать на большую территорию. Однако она не подписала Конвенцию ООН по морскому праву, чтобы контролировать су-

Рис. 2. Газ Восточного Средиземноморья.

Пунктир – границы эксклюзивных экономических зон; квадраты – месторождения; синие зоны – блоки в районе Кипра (темно-синие – лицензированные, светлые – нелицензированные)



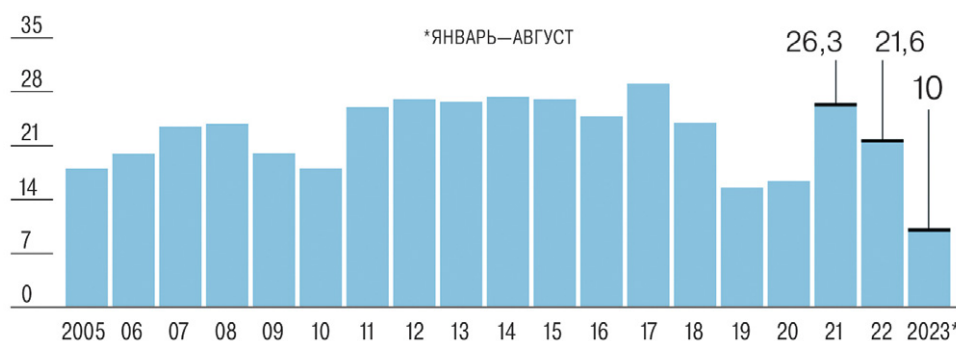
доходство по своим правилам. Это не позволяет ей использовать международные нормы для изменения границ. Вопрос открыт до сих пор, но у Турции не было претензий к Кипру до 2011 года, когда у его берегов Noble Energy открыла месторождение Афродита с оценкой запасов газа в 170 млрд м³. Затем последовали новые открытия во всей восточной части Средиземного моря, от Турции до Египта. Крупнейшее из них сделала Епí в 2015 году – Zohr в египетском секторе – 850 млрд м³ запасов, порядка 20 млрд добычи. Кроме оператора Епí (50%), в проекте участвуют «Роснефть» (30%), ВР (10%) и Mubadala (10%). Севернее, возле Кипра поисками газа занимается TotalEnergies. Она же, а также Епí и НОВАТЭК вели геологоразведку у южных берегов Ливана, на границе с Израилем. Однако военный палестинско-израильский конфликт в этом регионе – большой риск для проектов. Тем не менее Израиль за счет своих морских месторождений полностью закрыл свои потребности и даже начал экспорт газа в Египет и Иорданию. В целом Восточное Средиземноморье стало одним из «эпицентров» газовых открытий (см. рис. 2).

Понимая, что может опоздать к раздаче столь аппетитных газовых «пирогов», Турция начала торопиться. Она направила к Кипру буровые суда, в воды, которые она по своей трактовке границ считает турецкими. Этим возмутился не только Кипр, но и поддерживающая его Греция. Турецкий и греческий флоты усиливали позиции в регионе, в августе 2020 года даже произошло столкновение⁷ турецкого фрегата Kemalreis с греческим Limnos. Якобы турецкий корабль пошел на таран, но позже выяснилось, что столкновение было не преднамеренным, а стало ошибкой маневрирования. Тем не менее военное присутствие сторон в регионе сохраняется. Вряд ли турецко-греческий конфликт перейдет в горячую фазу. Война двух стран НАТО между собой немыслима, вероятно, Альянсу как-то удастся сдерживать их.

Территориальный конфликт далек от разрешения. Греция призвала мировое сообщество оказать давление на Турцию. Другие европейские страны поддерживают Грецию, но сдержанно. США грозились ввести антитурецкие санкции, но не сделали этого. Эрдоган же тем временем заявляет, что действия Анкары в Восточном

⁷ <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/9258767?ysclid=Iqdr4I843d869399337>

Рис. 3. Поставки ГАЗПРОМа в Турцию, млрд м³



Источники: ГАЗПРОМ, ЕРДК

Средиземноморье оправданы с точки зрения международного права. Как в любом конфликте, все стороны одновременно и правы, и виноваты.

Тем временем Турция продолжает поиски газа и в Черном, и в Средиземном морях. Первое буровое судно страны получило символическое имя «Фатих», т.е. «Завоеватель». «Фатих» поставил морское бурение на поток. К судну присоединилось второе, и тоже с символическим названием – «Кануни», «Законодатель». Помимо этих крупных буровых судов, в обоих морях работают и исследовательские, водоизмещением пос скромнее.

Атом и солнце будут высвобождать все больше газа, потребляемого в собственной генерации. Это снизит импорт, а в перспективе сведет его к нулю. Закупки газа уже сокращаются, в частности, российского – с 21,6 млрд м³ в 2022 году до 10 млрд м³ в 2023

Робкие надежды на смягчение противостояния с Грецией появились лишь недавно. Впервые за шесть лет, 7 декабря 2023 года, Эрдоган прибыл в Афины. «Я верю, что стратегическое сотрудничество Турции и Греции приведет обе страны к новой эпохе в отношениях. Мы должны быть оптимистами, и этот оптимизм даст плоды в будущем, – передает его слова «Интерфакс».⁸ – Если разногласия преодолеваются через диалог и появляется общая основа, то это идет на пользу всем».

Эрдоган говорил в Афинах о необходимости развивать взаимную торговлю и туризм. Граждане Турции получают возможность обойти Шенген и посещать греческие острова как туристы без виз на две недели. Терри-

ториальные споры на встрече тоже обсуждались, но они касались Эгейского моря, где Греция рассматривает возможность расширения своей экономической зоны за счет своих необитаемых мелких островов, а Турция выступает против, поскольку это ограничит для нее судоходство в Эгейском регионе. Конфликты в Средиземном море, вероятно, на переговорах не обсуждались, официальных заявлений об этом нет.

От взаимных колкостей Турция и Греция впервые стали воздерживаться только в феврале 2023 года, после разрушительного турецкого землетрясения. Греция одна из первых направила спасательные отряды, районы бедствия посетила делегация греческого МИДа. Тогда после большого перерыва встретились на тот момент главы внешнеполитических ведомств Никос Дендиас и Мевлюта Чавушоглу. И Греция, и Турция ранее часто эксплуатировали тему средиземноморского конфликта в политических целях, но в мае в обеих странах прошли выборы: в Турции – президентские, в Греции – парламентские (в этой стране президента выбирает парламент). Момент потерял остроту.

То, что в 2023 году главы МИД двух стран встречались трижды, а в декабре переговоры провели первые лица, дает основания надеяться, что обе страны найдут способ снять напряженность и в Эгейском, и в Средиземном морях. Греция может быть «ключом» для Турции в улучшении отношений с ЕС, а также ускорить процесс вступления в него, который тянется больше 20 лет. Турецко-греческий территориальный спор – лишь часть гораздо большей проблемы. С 1974 года, когда Турция оккупировала северную часть Кипра и создала там непризнанное протурецкое государство, все связанное с обеими частями острова – затянувшийся пат. Естественно, любой стороне сложно искать газ в недружественном окружении.

⁸ <https://www.interfax.ru/world/935180>

Экспортная опция – пока на словах

Новые месторождения позволят Турции стать экспортером газа. Причем в Институте изучения Ближнего Востока⁹ считают, что для этого необязательно строить новые газопроводы на Балканы, а можно на базе регазификационных терминалов строить мощности по сжижению. Готовая площадка с энергетической инфраструктурой и с газопроводами удешевит такое решение.

Как заявил глава ТРАО Мелих Хан Бильгин, «у нас будет хороший потенциал для поставок газа на европейский рынок. При нынешних условиях на энергетическом рынке я не думаю, что у нас будут проблемы с поиском клиентов в Европе».

Еще до пуска в эксплуатацию месторождения Сакарья, 17 апреля 2023 года, бывший в то время министром энергетики Турции Фатих Донмез уже высказался об экспортных планах страны через хаб, но не привел подробности о нем, лишь сказав: «Мы контактируем с европейскими странами, нуждающимися в газе. Первой наше предложение о хабе поддержала Болгария, в начале года мы достигли соглашения и начали поставки. Коллеги из Северной Македонии также заявили, что готовы покупать турецкий газ, – эти переговоры продолжаются. С Румынией мы также достигли крайне позитивных результатов, эта страна давно желает получать газ через нас... Венгрия, Сербия, Босния и Герцеговина¹⁰ также выразили желание закупать газ».

Интересно, что газовый хаб в Турции – это российская инициатива. В октябре 2022 года на Российской энергетической неделе Владимир Путин предложил использовать существующие трубопроводы, в частности «Турецкий поток», для создания в Турции газораспределительного и торгового хаба. «Утраченный объем транзита по «Северным потокам», по дну Балтийского моря, мы могли бы переместить в регион Черного моря и сделать таким образом основными маршрутами поставки нашего природного газа в Европу через Турцию, создав в Турции крупнейший газовый хаб для Европы», – сказал он.

Реджеп Тайип Эрдоган поддержал эту идею. По Турецкому потоку прокачивается по 31,5 млрд м³ в год, половина объема идет в Турцию, половина – на Балканы. Все трубопроводы из соседних стран в год способны прокачивать по турецкой территории более 103 млрд м³ в

год. Один лишь этот факт – аргумент за хаб. Однако на конец 2023 года заметных шагов по его реализации не было, идея осталась идеей. Но даже без хаба экспорт турецкого газа возможен. Правда, придется подождать роста добычи в Черном море.

Высвободить часть газа поможет рост электроэнергетики на основе альтернативных источников. В апреле 2023 года началась загрузка топлива на первую в Турции АЭС «Аккую», построенную «Росатомом». В 2026 году на мощность выйдут четыре блока по 1114 МВт каждый, что удовлетворит 10% потребностей стран в электроэнергии. Обсуждается строительство и второй турецкой АЭС на черноморском побережье. Ее мощность пока не определена, сроки не называются.

Новые месторождения позволят Турции стать экспортером газа. Причем в Институте изучения Ближнего Востока¹¹ считают, что для этого необязательно строить новые газопроводы на Балканы, а можно на базе регазификационных терминалов строить мощности по сжижению

Второй резерв по сокращению потребления газа – ВИЭ. Они уже дают треть необходимой стране энергии. В мае 2023 года заработала солнечная электростанция Карпынар мощностью 1350 МВт, т. е. она крупнейшая в Европе. Атом и солнце будут высвобождать все больше газа, потребляемого в собственной генерации. Это снизит импорт, а в перспективе сведет его к нулю. Закупки газа уже сокращаются, в частности, российского – с 21,6 млрд м³ в 2022 году до 10 млрд м³ в 2023 (см. рис. 3).

Весь газ, который освобождается за счет роста генерации на АЭС и ВИЭ, плюс увеличение собственной добычи – резерв для экспорта. Реально о нем можно будет говорить только после вывода на полную мощность Сакарьи, т.е. до 2028 года Турция точно останется газовым импортером. А к тому времени можно и трубы проложить, и на терминалах линии по сжижению установить. Тогда ближе к 2030 году газовый профиль Турции может измениться кардинально. 

⁹ <https://www.mei.edu/publications/turkey-new-emerging-gas-player-resources-and-infrastructure>

¹⁰ <https://ria.ru/20230417/gaz-1865859960.html?ysclid=ldqdm9autl868364156>

¹¹ <https://www.mei.edu/publications/turkey-new-emerging-gas-player-resources-and-infrastructure>



КОРПОРАТИВНАЯ «ТЕКУЧКА» В ОАЭ

ТАТЬЯНА ПАТАПЕНЯ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

В Совете Федерации в ходе круглого стола 5 декабря начальник управления оценки рисков Росфинмониторинга Евгений Шевляков заявил: «Наши денежные потоки направились в другие страны. В цифрах, к сожалению, назвать не могу, но вижу, как на 96% поток увеличился в Объединенные Арабские Эмираты. При этом переехали туда потоки как общего характера, так и потоки подозрительных операций» [1]. Пока Запад увеличивает прессинг на ОАЭ, российские компании пытаются занять свою нишу в транзитной точке. Даст ли это им стабильность?

Оазис в глобальном кризисе

Российские трейдеры сырьевых товаров открывают бизнес в Дубае из-за сложностей с делами в другой некогда оффшорной зоне – Швейцарии. ОАЭ – теперь настоящий инкубатор для успешного развития по всему Ближнему Востоку и Северной Африке, предоставляющий огромные возможности и потенциал для бизнеса. «Российские инвесторы привлекаются различными проектами в ОАЭ, особенно в финансовой и консалтинговой сферах, и используют ОАЭ как платформу для международного продвижения товаров и услуг. Несмотря на ограничительные

меры, российские компании инвестируют в IT-проекты в ОАЭ, часто под прикрытием нероссийских владельцев. При этом наблюдается развитие параллельного экспорта технологий и оборудования под санкциями», – рассказал Мурад Садыгзаде, президент Российской ближневосточной ассоциации, приглашённый преподаватель НИУ ВШЭ, эксперт ливанского аналитического центра «Истишариа». Теперь уже становится неувидительным тот факт, что руководители «Роснефти», ПАО «Лукойл» и «Газпром нефти» рассматривают возможность переезда в Дубай [2]. К тому же «Газпром нефть» и ADNOC в 2019 году стали стратегическими партнерами в геологоразведке, добыче и пере-

работке углеводородов, а также в разработке информационных технологий и искусственного интеллекта. «Газпром нефть» также сотрудничает с Mubadala Petroleum (международная нефтегазовая компания со штаб-квартирой в Абу-Даби [3]) в разработке месторождений в Томской и Омской областях.

Большое значение для развития сектора ТЭК, по мнению политического консультанта, эксперта РСМД, специалиста по вопросам безопасности стран Ближнего Востока и Северной Африки Леонида Цуканова, имеет проект Ghasha по освоению неразрабатываемых залежей в составе девяти морских нефтяных и газовых месторождений (Хаиль, Гаша, Хайр-Далма, Сата, Бу-Хасир, Наср, САРБ, Шувайхат и Мубарра) в Персидском заливе. «Его реализация позволит ОАЭ добывать к концу десятилетия порядка 1,5 млрд куб. футов газа в сутки, что позволит не только закрыть национальные потребности, но и обеспечить устойчивый экспорт. Россию в данном проекте представляет ЛУКОЙЛ. Его доля в концессии составляет примерно 5%», – рассказал эксперт. Участие в проектах по добыче в ОАЭ представляет меньший интерес для российских ВИНК. Скорее всего, российские компании принимают в них участие только для возможности заключить контракт на поставку нефти из ОАЭ, как это делают индийские и китайские компании в России (инвестируют в проект в обмен на заключение поставочного контракта). В любом случае компании заинтересованы интегрироваться в глобальные конкурентоспособные продукты, используя разные варианты.

Международные соглашения с различными странами позволяют российским компаниям продолжить свое производство не только в России, но и за ее пределами. «Мотивация ясна: налоговые преференции, доступ к западной банковской инфраструктуре, иная налоговая юрисдикция. Уже в 2022 г. большинство трейдеров переехало в Дубай: Litasco, «Роснефть», «Татнефть», СУЭК и другие компании поменяли «прописку», – подтверждает профессор, д.э.н., старший эксперт экономического департамента ИЭФ Михаил Журавлев. Как считает эксперт, основной фактор – переход на расчеты за нефть в AED, поскольку валюта коррелирует с динамикой доллара. Так, в октябре 2023 г. 46% российского экспорта нефти в Индию было оплачено в дирхамах (3,9 млн т). Привязка курса AED к доллару исключает риск, связанный с волатильностью иных валют: рупии, юаня, рубля.

ОАЭ успешно управляет экономическими рисками благодаря ключевой ставке ЦБ, которая составляет 3,9%, и инфляции ниже 7% (3,42). Кроме того, уровень государственного долга относительно ВВП составляет всего 38%, а наличие значительных золотовалютных резервов в размере \$120 млрд гарантирует финансовую стабильность и уверенность ОАЭ на международной арене. Фиксированный курс дирхама, привязанный к доллару США,

укрепляет его репутацию как квазидоллара. За последние 40 лет дирхам оставался стабильным, практически не подвергаясь колебаниям и ослаблению. В то время когда другие резервные валюты девальвируются относительно доллара США [4].

Ну и самое главное, это завязка на нефти, на которой ОАЭ до сих пор сидят плотно, поэтому им важны ТЭК-связи. «Страна довольно быстро завоевала статус «новой Швейцарии» за счет гибкой политики, ориентированной на поддержку сырьевого рынка (работа на котором является одним из источников благосостояния ОАЭ), а также удобного географического положения – близости к транспортным артериям и крупнейшим нефтедобывающим странам Ближнего Востока», – объясняет Леонид Цуканов. Фьючерсы Brent и WTI принесли колоссальные прибыли, дав мощный толчок экономике. Кроме того, политическая нейтральность Объединенных Арабских Эмиратов привлекает страны «глобального юга» – Африку, Индию, Пакистан и другие державы. Считается, что в этих странах спрос на нефть, газ, металлы, уголь и другие первичные ресурсы будет расти повышенными темпами. Существуют и менее прагматичные факторы: географически ОАЭ ближе к Москве (в сравнении с Сингапуром и Шанхаем), в стране – большое русское сообщество.

Нейтральная позиция властей и интерес к торгово-экономическому сотрудничеству с Россией делает Дубай притягательным бизнес-центром ОАЭ с лояльной налоговой политикой и множеством свободных экономических зон. «Дубай стал наиболее востребованной офшорной зоной после введения санкций ЕС, США и особенно Швейцарии. Именно там были зарегистрированы трейдеры, продававшие около 80% российской нефти до 2022 г.», – подчеркнул Журавлев, профессор, д.э.н., старший эксперт экономического департамента ИЭФ. Бизнес активно осуществляет редомициляцию кипрских холдингов, управляющих российскими промышленными активами, в Дубай, – отметил замглавы Департамента налоговой политики Минфина Александр Смирнов. В прошлом году количество переезжающих компаний составило 156, что почти вдвое больше, чем годом ранее. В то же время Российско-Эмиратский деловой совет сообщает, что в середине 2023 года в ОАЭ уже фиксируется более 3000 предприятий с российскими корнями [5]. Теперь Объединенные Арабские Эмираты – главный торговый партнер РФ в арабском мире. Учитывая, что российские компании сейчас репутационно токсичны в мировом бизнесе, статус «made in UAE» становится для них привлекательным. Однако, кому достанется профит от этих отношений, пока неясно, но складывается ощущение, что на данный момент сила и могущество технологического суверенитета у ОАЭ растет со скоростью света, с учетом финансовых и кадровых, не только российских, но и международных вливаний.

Главное, чтобы не мешали

Стоит ли ТЭК компаниям из РФ релоцировать свой бизнес в страны Персидского залива, какие преимущества дает ОАЭ и какие в этом перспективы – рассказали на страницах НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ Сергей Токарев, Генеральный секретарь Российского совета предпринимателей в Дубае и северных эмиратах и Роман Гаврилин, Партнер Russian Promotion Group, член правления Российского совета предпринимателей в Дубае и северных эмиратах.

НГВ: По вашему мнению, какие проекты в ОАЭ интересны инвесторам из РФ и в целом, в какие сферы они предпочитают вкладываться? Кто из РФ компаний участвует в проекте Гаша (Ghasha)?

Р. Гаврилин: Говоря об инвесторах из России, стоит разделить крупные нефтегазовые компании и производителей оборудования/поставщиков услуг.

Среди нефтегазовых компаний наиболее активную позицию занимает «Лукойл», который имеет 5% долю в проекте Ghasha. Другие нефтегазовые компании ведут диалог о сотрудничестве по разным проектам, но каких-то точных сообщений пока не было.

По числу компаний-производителей оборудования/сервисных компаний активности существенно больше. Ежегодно более сотни российских компаний принимают участие в различных мероприятиях в ОАЭ, посвященных нефтегазовому сектору. У многих компаний уже есть местные партнеры, ряд компаний открывают собственное производственное в ОАЭ, например, один крупный российский производитель запускает производство мембран в ближайшее время, у ряда других компаний есть собственные офисы, которые занимаются продажами. Примеров достаточно много, особенно после введения местной программы ICV, стимулирующей локализацию производства на территории ОАЭ.

НГВ: Как вы считаете, будет ли ужесточаться позиция ОАЭ в бизнес-диалоге с Россией с учетом санкционного фактора? Если Дубай – это «новая Швейцария», не повторится ли история с наложением санкций и давлением со стороны США и в отношении этого эмирата? Какие запасные или отходные пути из ОАЭ могут рассматривать компании для последующей релокации и диверсификации бизнеса?

С. Токарев: Я думаю, что ОАЭ, являясь мировым хабом для ряда экономических и политических процессов, занимает наиболее прагматичную позицию в текущей ситуации. В условиях санкционного давления на нашу страну, задача, которая стоит перед российскими производителями, – это любым образом расширить контакты между эмиратами и российскими компаниями, использовать ОАЭ как площадку для коммуникации с компаниями из других стран, стремиться к поиску и использованию возможностей либо по локализации собственного бизнеса в ОАЭ, либо как площадку для поставок в Россию необходимой продукции. Бизнес не терпит ограничений, и компании из многих, в том числе «недружественных», стран очень сожалеют о невозможности прямой работы с Россией и ищут пути коммуникации и сотрудничества через ОАЭ, через Турцию и другие страны.

НГВ: Каковы условия работы для нефтяного бизнеса в ОАЭ? Сильно ли они отличаются от российских? Какие возможности для роста и развития предоставляет Дубай нефтяному сектору? Какие препятствия или сложности могут возникнуть при релокации бизнеса из РФ в ОАЭ?

Р. Гаврилин: То, что сегодня отличает нефтегазовый бизнес в ОАЭ от России, – это совершенно разный уровень присутствия международных компаний и, соответственно, конкуренции. Ответ на этот вопрос, по факту, требует нескольких страниц текста, так как возможностей, предоставляемых в ОАЭ, много, но в то же время каждый случай индивидуален и каждая компания, решившая выходить на этот рынок, должна провести полноценный анализ перспектив такого решения. Если бизнес целиком и полностью завязан на нефтегазовую отрасль, то в первую очередь нужно рассматривать эмират Абу Дабби, так как именно в этом эмирате, по сути, сосредоточена основная часть (по сути, почти вся) нефтегазовой отрасли ОАЭ, равно как и основной игрок этой отрасли ADNOC. Если же бизнес/продукция направлены на более широкий круг потребителей, тогда можно рассмотреть и другие эмираты, среди которых Дубай является наиболее привлекательным, хотя опять же надо

Гавань военного времени

«Статус «гавани военного времени» (Wartime Harbor) для бизнеса в целом отвечает текущим интересам Абу-Даби, поскольку позволяет эффективно налаживать сотрудничество с Москвой и получить, с одной стороны, передовые технические решения и приток капитала, а, с другой, негласный статус ключевого партнера Москвы по диалогу в Заливе», – поясняет Цуканов.

Несмотря на красивые слова о дружбе, ближневосточные страны всегда делают акцент на своих интересах (что достаточно логично). «ОАЭ предпринимают значительные усилия по привлечению в страну иностранного капитала, поскольку видят в этом одно из условий превращения страны в региональный полюс силы», – прокомментировал Леонид Цуканов. ОАЭ не помешает помощь в обороне, космосе и информационной безопасности. Как Китай любит побеждать, не воюя (см. НГВ №11/2023), так и арабские страны развиваются, используя уже проверенные практики. Если так сильно хочется выйти на локальный рынок, то будь добр, сотрудничай с местными компаниями и ищи местного партнера, который уже имеет все нужные сертификаты и может распространять продукцию за комиссию.

На уровне недвижимости – также работает эффективная схема. Если ты девелопер в ОАЭ, не забудь вложить не менее 50% своих средств в проект, в отличие от РФ, где банк может выделить до 90% кредитных средств для строительства. Ввод лимита на доступность ипотечного кредитования для экспатов и граждан ОАЭ будет укреплять рынок недвижимости, согласно компаниям Emaar и Nakheel (крупнейшие застройщики Дубая). Ограничение максимального объема ипотеки на уровне 50% для экспатов и 70% (раньше доля заемных средств при покупке жилья могла быть до 90%) для граждан ОАЭ будет стимулировать серьезных покупателей инвестировать в него [6].

Более того, рост российского присутствия в ОАЭ дает дополнительные возможности в реальном секторе. Особый интерес представляют порты, нефтяные хранилища, морская логистика, строительство НПЗ и НХК – и это все благодаря выгодному географическому положению ОАЭ.

Благодаря увеличению доли танкерного флота в перевозке российской нефти из России, ОАЭ значительно выросли в общих объемах морских перевозок. Особенно заметный рост доли перевозок российской нефти танкерами в ОАЭ был зафиксирован в мае 2023 года. Согласно аналитической записке РСМД от 2023 года, с начала января 2021 года доля Абу-Даби в этих перевозках увеличилась с 17% до 37% [7].

Вопрос о количестве стульев

Крепнуть так называемая взаимовыгодная дружба начала с 2022 года, когда ОАЭ не наложили санкций против РФ за ситуацию в Украине, воздержались от голосования

по резолюции ООН, осуждающей действия РФ [8], а Абу-Даби проигнорировали антироссийские санкции со стороны Вашингтона. В марте 2023 года ОАЭ и страны ЕАЭС провели первые полноформатные переговоры о соглашении о свободной торговле. Обсуждались вопросы тарифной либерализации, торговой защиты, технических барьеров и другие. Реализация этого соглашения позволит сторонам сократить импортные пошлины и устранить торговые проблемы для бизнеса. И это соглашение является стратегически важным для ОАЭ, которые всеми силами хотят отдалиться от зависимости от «черного золота» и освоить высокотехнологичный сегмент и, что более важно, перейти к оплате в национальной валюте. Поэтому крупные производители и экспортеры нефти, ОАЭ и Россия, в полной мере и с обеих сторон демонстрируют общую заинтересованность в стабильности мировых рынков и обеспечении устойчивости цен на нефтепродукты.

Арабы стремятся стать передовыми в своем регионе и в мире, а также достичь технологической независимости. Эксперты считают, что ОАЭ, как тот же самый Китай, видят в России источник технологий. Они также сотрудничают в области добычи, переработки и транспортировки нефти. Кроме того, Россия обладает большими запасами природного газа, в то время как спрос на газ в Эмиратах высок.

В последние пять лет товарооборот между ОАЭ и Россией вырос в шесть раз. Структура торговли между странами сейчас отличается тем, что экспорт из России в ОАЭ превышает импорт, и эта тенденция только усиливается. Если в 2015 году экспорт был в шесть раз больше импорта, то в 2022 году – уже в семнадцать раз [9]. Уход же европейских компаний из РФ дает арабам занять их место на более выгодных условиях.

Но влияние США на ОАЭ все еще очень сильное, и ОАЭ зависят от оборудования, финансовой системы и банков США. Они боятся вторичных санкций, которые могут привести к нефтяному эмбарго и падению инвестиций в добычу нефти, которые в свою очередь могут привести к хаосу на рынке нефтепродуктов, поэтому ОАЭ скорее предпочтут отказаться от помощи России, чтобы избежать репрессий США. «Вашингтон по-прежнему остается главным партнером Эмиратов (хотя Москва и Пекин кратно нарастили свое присутствие в регионе в последние годы), и рычагов давления на эмиратское правительство у него больше», – прокомментировал Леонид Цуканов. Небольшое пояснение: ОАЭ – это крупный рынок сбыта для США, особенно в сфере высоких технологий, важный источник финансовых инвестиций [10]. И тут не остаться бы у разбитого корыта с пустыми карманами, если давление США на ОАЭ увенчается успехом. Потому что тактика ОАЭ – и вашим и нашим – говорит о некой стратегии сидения на двух стульях в плане нейтральной позиции в отношении России и предоставления ей площадки для выходов к международному сотрудничеству, с одной стороны; и

говорить о конкретном продукте, типе производства, географии поставщиков и покупателей и т.п. Если посмотреть на опыт европейских производителей, то многие выбрали Рас Аль Хайму.

Если говорить об условиях работы на рынке, то есть несколько важных элементов, которые необходимо принять во внимание. Важный фактор – это конкуренция, о чем я уже сказал выше. ОАЭ – это один из центров глобальной конкуренции, место, где сосредоточены региональные штаб-квартиры практически всех экспортеров в любой отрасли экономики, поэтому при выходе на рынок надо понять готовность соответствовать уровню цен, уровню сервиса, готовности продукта для этого рынка. Второй важный элемент – это вопрос наличия международной сертификации. Для ряда типов продукции наличие международной сертификации может стать либо непреодолимым препятствием, либо вполне решаемой задачей (опять же, это вопрос анализа конкретного продукта и производителя).

Относительно нефтегазовой отрасли, для производителей оборудования наиболее распространенным в мире является стандарт API, сертификаты которого у российских производителей большая редкость (а на текущий момент такие сертификаты вообще отозваны). В продолжение темы международных стандартов надо также учесть и необходимость наличия у российской компании специалистов, которые в состоянии сделать продукт или даже подготовить расчет для КП в соответствии с требованиями международного стандарта.

НГВ: *Какие налоговые, регуляторные, территориальные преимущества предоставляет Дубай международным и российским нефтяным компаниям?*

Р. Гаврилин: Во-первых, рынок с большим количеством проектов. У группы ADNOC одни из самых больших планов по развитию новых проектов среди всех мировых нефтегазовых компаний, что обеспечит спрос на ближайшие годы для многих производителей нефтегазового оборудования и сервиса. Соседние страны – это также основные поставщики углеводородов, соответственно, для компании, нашедшей место на рынке ОАЭ, будет гораздо проще зайти на рынок Омана, Бахрейна и других стран региона. Важно учесть, что и страны вне Персидского залива становятся активными игроками нефтегазовой отрасли, поэтому близость к ОАЭ рынка Индии также может стать интересной перспективой. В Индии запланированы крупные инвестиции (до \$100 млрд) в энергетику.

Во-вторых, очень удобная налоговая система. Она действительно гораздо более простая и гораздо меньше нагружает бизнес в сравнении с нашей страной.

В-третьих, это доступ к иностранным компонентам. Покупка компонентов для компании-производителя в ОАЭ существенно проще, чем для производства в России. Важно, что локализация производства в ОАЭ дает доступ к международной сертификации, которая для производства в России сейчас, по сути, невозможна. Также стоит отметить, что в рамках вышеупомянутой программы локализации производств в ОАЭ (программа ICV) для вновь открываемых предприятий государство предлагает ряд льгот.

НГВ: *Правильно ли считать ОАЭ транзитной точкой для нефтяных компаний? Какую поддержку и инфраструктуру предлагает страна? Какие риски и возможные негативные последствия могут быть связаны с релокацией нефтяного бизнеса из РФ в ОАЭ?*

Р. Гаврилин: Я думаю, что необходимо точнее определить понятие «транзитная точка», чтобы правильно ответить на вопрос. Если речь идет о трейдинге нефтепродуктов, то, вероятно, в каком-то смысле об этом можно говорить. Я думаю, что тут не нужна какая-то особенная поддержка, тут, скорее, как говорится, лучше, чтобы не мешали и не трогали.

Если речь идет о продаже оборудования в обе стороны, то, безусловно, ОАЭ – это удобный логистический хаб для проведения операций, хотя есть и другие страны, которые предлагают подобный сервис.

Если речь о санкционных рисках, то какие-то конкретные риски назвать можно только в контексте конкретной компании, конкретного собственника. Например, собственник бизнеса может попасть под санкции. Безусловно, это отразится и на бизнесе этого собственника, зарегистрированного в ОАЭ на уровне проведения тех же банковских операций. Все остальные риски – это обычные коммерческие риски, с которыми каждая компания может встретиться на любом рынке.

угождение Западу – с другой: резолюцию о выводе российских войск из Украины они все-таки поддержали и оказали гуманитарную помощь в ответ на призыв ООН.

Зыбучие пески

Дубай уже называют меккой для российского бизнеса и специалистов: минимальные налоги и многообещающие инвестиции, 40 свободных от налогов зон для поддержки стартапов, первая из которых – JAFZA, с более чем восемью тысячами зарегистрированных компаний из 130 стран. «Дубай активно развивает криптовалюту и предоставляет особые экономические зоны для различных секторов. Эмираты активно участвуют в международной торговле, включая нефтяные операции, и предлагают возможности для российских компаний, даже несмотря на санкции», – подчеркнул Мурад Садыгзаде. Казалось бы, вот оазис стабильности. Но будет ли эта экономическая зона «работать» по старым привычным правилам?

Вот Минфин РФ заявляет, что подобные точки прибыли, как были на Кипре, не приемлемы. Россия и Объединенные Арабские Эмираты готовят соглашение об избежании двойного налогообложения. Об этом заявил журналистам в ходе брифинга по итогам 2023 года министр финансов РФ Антон Силуанов [11]. Вероятно, в этом случае компаниям выгодно будет формировать свои иностранные «дочки», чтобы решать налоговые вопросы с наименьшими потерями.

Но в ОАЭ намного сложнее и к тому же дороже открыть компанию, чем в Европе. Наш бизнес, по словам специалистов, проходит более долгий комплаенс, объем организационных расходов для открытия компании в Дубае составляет около \$60–63 тыс. При регистрации компании, аренде и переводе сайта потребуется около 2 млн рублей [12]. Открытие личных и юридических счетов – тоже задача не из простых. Банки требуют высокий депозит и статус Elite, Gold или Platinum для рассмотрения возможности открытия счета (в Commercial Bank of Dubai нужен депозит 400 тыс. дирхамов, или \$108 тыс., после чего банк приступит к рассмотрению возможности открыть счет, без гарантий). А сама процедура открытия счета для юридических лиц может затянуться на полгода, так как банков мало, а требования к предпринимателям высокие. «Организация транзакций и подтверждение происхождения средств является важным аспектом, а ужесточение финансового законодательства в арабских монархиях направлено на борьбу с отмыванием денег и финансированием терроризма», – прокомментировал Садыгзаде. Теперь уже нельзя создать компанию-пустышку только для получения Emirates ID: это больше не выгодно.

Несмотря на то что Россия и Объединенные Арабские Эмираты обсуждают сотрудничество в энергетических проектах, включая использование российского оборудования, также продажу нефти и нефтепродуктов, которые

являются частью сотрудничества [13], нефтяные интересы России и потенциальные доходы от «переезда» трейдеров в Дубай не гарантируют безопасности. Нельзя играть на рынке, где мы представлены на уровне статистической погрешности. «Важно учитывать, что ОАЭ при проведении внешней политики по-прежнему в большей степени ориентируется на Запад (хотя это и выражено в меньшей степени, нежели у Кувейта и Саудовской Аравии), и по мере закручивания гаек со стороны США и западных союзников Абу-Даби будет постепенно сокращать пространство для маневра», – подчеркнул Цуканов.

Учитывая стремление ОАЭ держаться на удалении от развернутых в мире санкционных войн, при этом создавая условия для интеграции иностранного бизнеса в свою систему, этот русско-арабский союз вполне можно назвать рабочим – наши деньги и мозги взамен на налоговые преференции. Да, ОАЭ сейчас как магнит для инвесторов, но, как и любой магнит, его можно размагнитить, к примеру, нестабильными геополитическими событиями и санкционными мерами.

В конечном итоге, все же интересно, станет ли этот союз долгоиграющим и надежным для РФ, тем более что Россия повысила статус ОАЭ как международного делового центра. «Сомнений в том, что Дубай дорожит российскими нефтяными деньгами, нет», – заключил Журавлев. Пока что. ❗

Список литературы

1. <https://www.forbes.ru/finansy/501879-finrazvedka-soobsila-o-roste-ottoka-kapitala-iz-rossii-v-oae-vdvoe>
2. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-06-21/dubai-becomes-new-switzerland-for-traders-of-russian-commodities>
3. <http://www.iimes.ru/?p=60880>
4. <https://bcs-forex.ru/analytics/reviews/132663/>
5. <https://www.forbes.ru/finansy/501879-finrazvedka-soobsila-o-roste-ottoka-kapitala-iz-rossii-v-oae-vdvoe>
6. <https://imexre.com/ru/news/novosti-nedvizhimosti/dubayskie-developery-podderzhivayut-ogranichenie-obemai-poteki-banki-protiv/>
7. Лихачев В., Мохаммед Шетиви: Перспективы развития энергетического сотрудничества России и ОАЭ.
8. <https://iz.ru/1339197/elmar-bainazarov/tovaropovorot-pochemu-interes-biznesmenov-oae-k-rf-vyros-v-5-10-raz>
9. <https://investfunds.ru/analytics/353509/download/?ysclid=Iqm3mhnno175764197>
10. А. Конопляник: От рециклирования нефтедолларов к дедолларизации мировой экономики.
11. <https://tass.ru/ekonomika/19641221>
12. <https://www.forbes.ru/svoi-biznes/462255-za-besenyimi-dengami-cto-poehal-v-emiraty-i-pocemu-mnogie-tam-ne-zaderzatsa>
13. <https://www.eprussia.ru/news/base/2023/1862915.htm>
14. <https://iz.ru/1410482/elmar-bainazarov/nikakikh-voprosov-politicheskogo-kharaktera-so-storony-oae-k-nam-net>

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛОЩАДКА
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЛИДЕРОВ ТЭК



24–26 АПРЕЛЯ 2024

РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2024 ПРОЙДУТ ОТРАСЛЕВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ:

ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ»

ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»



@ENERGYFORUMSPB

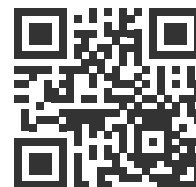
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

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

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

EXPOFORUM

18+





РЕКОМЕНДОВАТЬ КОНСТРУКТИВНО СОТРУДНИЧАТЬ

**ГЕНАДИЙ
ШМАЛЬ**

*Президент СНГПР,
к.э.н.*

**КОНСТАНТИН
СИМОНОВ**

Президент Фонда энергетической безопасности, к.п.н.

**АНАТОЛИЙ
ЗАМРИЙ**

*Генеральный
директор МЭАЦ*

**ЕКАТЕРИНА
КОТИКОВА**

*Старший
аналитик МЭАЦ*

**ДАРЬЯ
ГРИГОРЬЕВА**

*Аналитик
МЭАЦ*

По итогам последних двух лет можно с уверенностью заявить, что большинство отечественных компаний достойно справляется с санкционным давлением. Однако между бизнесом не под санкциями и подсанкционным бизнесом возникает конфликт интересов. Что делать?

К началу февраля 2023 года прямые санкции и санкции по «правилу 50%» действуют в отношении 9,8 тыс. участников российского рынка. [1] Под наибольшее количество санкций попали компании, расположенные в Москве и Московской области, далее идут Санкт-Петербург и Республика Крым. Украина и США ввели самое большое количество санкций против России – 2373 и 1744 соответственно. Евросоюз, Япония и Швейцария в общей сложности ввели 1418 санкций.

Наибольшее давление оказывается на сферу научных исследований и разработок – под санкции попали 230 юридических лиц, далее следуют предприятия оптовой торговли (201 компания), финансовые и образовательные учреждения (152 и 150 организаций). Также под санкции ЕС и США попали практически все российские экспортеры: нефтегазовые компании, производители цветных и драгоценных металлов, золотодобытчики, сталелитейщики, угольщики, нефтехимические предприятия и многие другие. [2]

Так, например, у ПАО «Газпром» заблокирована большая часть банковских счетов в странах ЕС и изъяты дочерние предприятия. Ещё компания лишилась активов в Великобритании: сумма потерь составила более \$5 млрд. Вдобавок в первой половине 2023 года добыча газа упала на 24,7%, а поставки на внутренний и внешний рынки сократились и того сильнее – на 26,5%. У ПАО «Роснефть» в Германии национализировали местные НПЗ, а у ПАО «НОВАТЭК» изъяли газовую инфраструктуру в Польше.

Важно отметить: несмотря на падение объемов производства и экспорта, введенные ограничения не оправдали ожиданий стран коллективного Запада. Так, производство стали в РФ действительно уменьшилось, но не на 15-20%, как прогнозировали страны, которые ввели санкции, а на 5% – до 41,7 млн тонн.

Промышленное производство в РФ, согласно данным Росстата (по итогам 2022 года), сократилось на 0,6%. Падение оказалось не таким сильным, если сравнить с 2014 и 2021 годами. [3]

Однако возникла ещё одна проблема – многие российские компании стали отказываться сотрудничать с предприятиями, на которые были наложены санкции, из-за опасений, что их организации попадут под аналогичные ограничения. В 2022 году было сказано (идея первого вице-спикера Совета Федерации Андрея Турчака), что бизнес, который отказывается сотрудничать с подсанкционными предприятиями, будут наказывать. О каких именно компаниях идет речь – не уточнялось.

Компании, попавшие под санкции

В отношении ПАО «Газпром» была прекращена сертификация «Северного потока-2», при этом введены персо-

нальные санкции на менеджмент российской компании, и началась национализация имущества «Газпрома» в Европе. Также возник запрет на сотрудничество с североамериканскими предприятиями.

ЕС и США ввели ограничения против российского нефтяного бизнеса: приняли решение о том, что с 2023 года морские поставки нефти из России в Европу запрещены. В результате чего под ограничения попали 68% российских энергоресурсов, которые поставлялись в ЕС. Также в связи с санкциями начали проявляться логистические проблемы, поскольку Европа запретила компаниям страховать танкеры с российской нефтью. Персональные санкции заставили иностранных топ-менеджеров покинуть российскую компанию «Роснефть». Было введено ограничение на инвестирование в новые нефтяные проекты России. [4]

Несмотря на то, что Россия лишилась одного из главных покупателей газа и нефти, наши компании нашли решение и начали поставлять сырье на рынок Индии и Китая. Примечательно, что трубопроводные поставки газа в Китай в скором времени выйдут на уровень былого экспорта в Западную Европу. [5] Следовательно, можно заметить, что рынок не особо сузился после введения санкций, наоборот – у российских компаний появились новые потребители.

Зарубежные углеводородные гиганты, в частности BP и Shell, продали свои доли российским предприятиям. Shell, например, выставила на продажу две доли в 50% в совместных предприятиях с «Газпром нефтью».

«ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» – частные нефтегазовые компании, которые также оказались не без внимания Запада. Суммарная доля обеих компаний в общероссийской добыче нефти составляет почти 25%. Их также ограничили в поставках, ввели персональные санкции против руководства, усложнили страхование морских перевозок и прочее.

Исполнение санкций и отказ в сотрудничестве

15 мая 2018 года Госдума приняла в первом чтении поправки в Уголовный кодекс РФ, устанавливающие ответственность до четырех лет лишения свободы за исполнение санкций иностранных государств на территории РФ, а также за содействие введению антироссийских санкций.

РСПП выступил против данного законопроекта: дескать, это могло привести к ухудшению делового климата в России. Уже в 2022 году группа сенаторов и депутатов Госдумы внесли на рассмотрение законопроект о введении уголовного наказания за исполнение антироссийских санкций в РФ. Изменение предлагалось внести в часть 2-ой статьи 201 УК РФ «Злоупотребление полномочиями».

По данным ТАСС: «Статью предлагается дополнить новымотячающим обстоятельством – исполнение решения иностранного государства, союза иностранных государств или международной организации о введении мер ограничительного характера против РФ». [6]

Законопроект с уголовной ответственностью поддержал Верховный суд РФ, Председатель Совета Федерации, депутаты Государственной Думы. Предполагалось, что несоблюдение закона повлечет за собой штраф до 1 млн рублей или лишение свободы до 10 лет.

Ряд государственных организаций высказались против такого наказания, назвав его «излишне жестким». В базе данных Госдумы был размещен отзыв Кабинета министров, согласно которому в правительстве считают избыточным наказание в виде лишения свободы и не согласны с тем, что исполнение санкций необходимо рассматривать в Уголовном кодексе как злоупотребление полномочиями. Позже стало известно, что законопроект отложили, и депутаты прокомментировали это следующим образом: «Одной из целей законопроекта было дать сигнал российскому бизнесу о недопустимости исполнять санкции против страны». [7] Председатель комитета Госдумы по госстроительству и законодательству Павел Крашенинников сказал следующее: «Причина [переноса] проста – у нас идет большая дискуссия с экономическим блоком правительства, бизнес сильно против. При такой ситуации мы не можем его принимать, хотя есть мнение правительства, что можно. Поэтому пока тормозим, в эту сессию рассматривать уже не будем». [8] По данным «Ъ», на то, что законопроект был отложен, также повлияло выступление Владимира Путина на ПМЭФ-22, когда он заявил о том, что необходимо «основательно подойти к декриминализации целого ряда так называемых экономических составов». [9]

Конечно, есть бизнес, который под санкциями, и бизнес, избежавший санкционного давления. И у них разные интересы, точнее – экономические позиции. Количество компаний под санкциями стабильно увеличивается, но при этом они все же остаются в меньшинстве. Разрыв интересов происходит в тот момент, когда бизнес, находящийся под санкциями, говорит: почему мои возможности в собственной стране ограничены, а для бизнеса, которого санкции не коснулись, внешний рынок все равно будет закрыт? [10]

Министр промышленности и торговли РФ Денис Мантуров отметил: «Поступали определенные сигналы от российских поставщиков, от партнеров, от бизнес-партнеров о том, что они будут ограничивать взаимодействие с компаниями, которые под санкциями. Я считаю, что этого допускать просто категорически нельзя, особенно если это касается компаний, которые работают внутри страны». [11]

Чего же опасаются те, кто намерен следовать западным санкциям в отношении своих российских партнеров? Не секрет, что некоторые владельцы и топ-менеджеры крупных российских компаний имеют личные интересы на Западе, где за уход от антироссийских санкций применяются самые серьезные наказания, вплоть до уголовного. А если в России за соблюдение западных санкций нет никакой ответственности, выбор очевиден – российские компании предпочтут соблюдать западные санкции на территории РФ.

Министерство промышленности и торговли пообещало «жесточайше» наказывать бизнес за отказ работать с компаниями из санкционного списка. Такие прецеденты уже были, когда банки отказывались работать с компаниями только потому, что опасались ответных мер, направленных на свой бизнес.

Какие шаги предпринимает государство?

По поручению Правительства РФ летом 2022 года были созданы Индустриальные центры компетенций по замещению зарубежных отраслевых цифровых продуктов. Главной задачей является обеспечение перехода на отечественные технические решения. Также для проектов ОАК, ОДК, «Северстали» по созданию САПР была одобрена грантовая поддержка. [12]

В большинстве своем компании достаточно успешно справляются с санкционным давлением. В итоге в 2022 году нефтедобыча в России выросла на 2% по сравнению с 2021 годом. В 2023 году ожидается объем добычи в 527 млн тонн, также понизилась импортозависимость отрасли с 67% до 38%, что можно назвать положительным эффектом введенных санкций [13]. Несмотря на то, что государство активно поддерживает бизнес, все же возникают сложности – в большей мере это связано с юридической частью, поскольку не все вопросы исполнения санкций внутри РФ урегулированы.

Федеральная антимонопольная служба также представила ряд «привилегий», например, не будут включать компании, которые попали под санкции, в реестр недобросовестных поставщиков, а ФНС будет вести реестр подсанкционных юридических лиц (в закрытом доступе). По данным Интерфакс, «ряду компаний разрешили не публиковать некоторые чувствительные сведения из-за санкционных угроз, без возможности скрыть баланс и отчет о финансовых результатах». [14]

Оказание поддержки компаниям, попавшим под санкции, безусловно, важно. Однако не менее важным является создание условий для синергии взаимодействия между всеми отечественными компаниями. Подобное взаимодействие позволит с наибольшей эффективностью противостоять западному санкционному давлению и ускорить процессы импортозамещения.

Для этого, прежде всего, потребуется консолидация усилий. Соответственно, в подобных условиях становятся неприемлемыми случаи, когда одна отечественная компания отказывается сотрудничать с другой – подсанкционной. Подобные прецеденты отражают глубокую степень отсутствия патриотизма в руководстве этих компаний. Межотраслевой экспертно-аналитический центр, Союз нефтегазопромышленников России, другие отраслевые общественные организации выражают обеспокоенность данным вопросом, поскольку отказ от работы с подсанкционными компаниями является прямой поддержкой западных санкций.

Как можно бороться с санкционным давлением, если не налажено конструктивное сотрудничество между отечественными компаниями? Государственным органам власти необходимо обратить внимание на сложившуюся ситуацию и принять соответствующие меры, о которых не раз говорилось ранее. Вероятно, предлагаемые прежде законодательные шаги действительно могут быть чересчур жесткими, но это не значит, что не должно быть абсолютно никакого наказания.

Вывод

Несмотря на санкционное давление стран коллективного Запада и США, Россия уверенно держится на внутреннем и международном рынках. Многие ограничения, которые должны были «разрушить» экономику страны, просто не работают, а если и оправдывают ожидания недружественных стран, то не в той мере, о которой они мечтали.

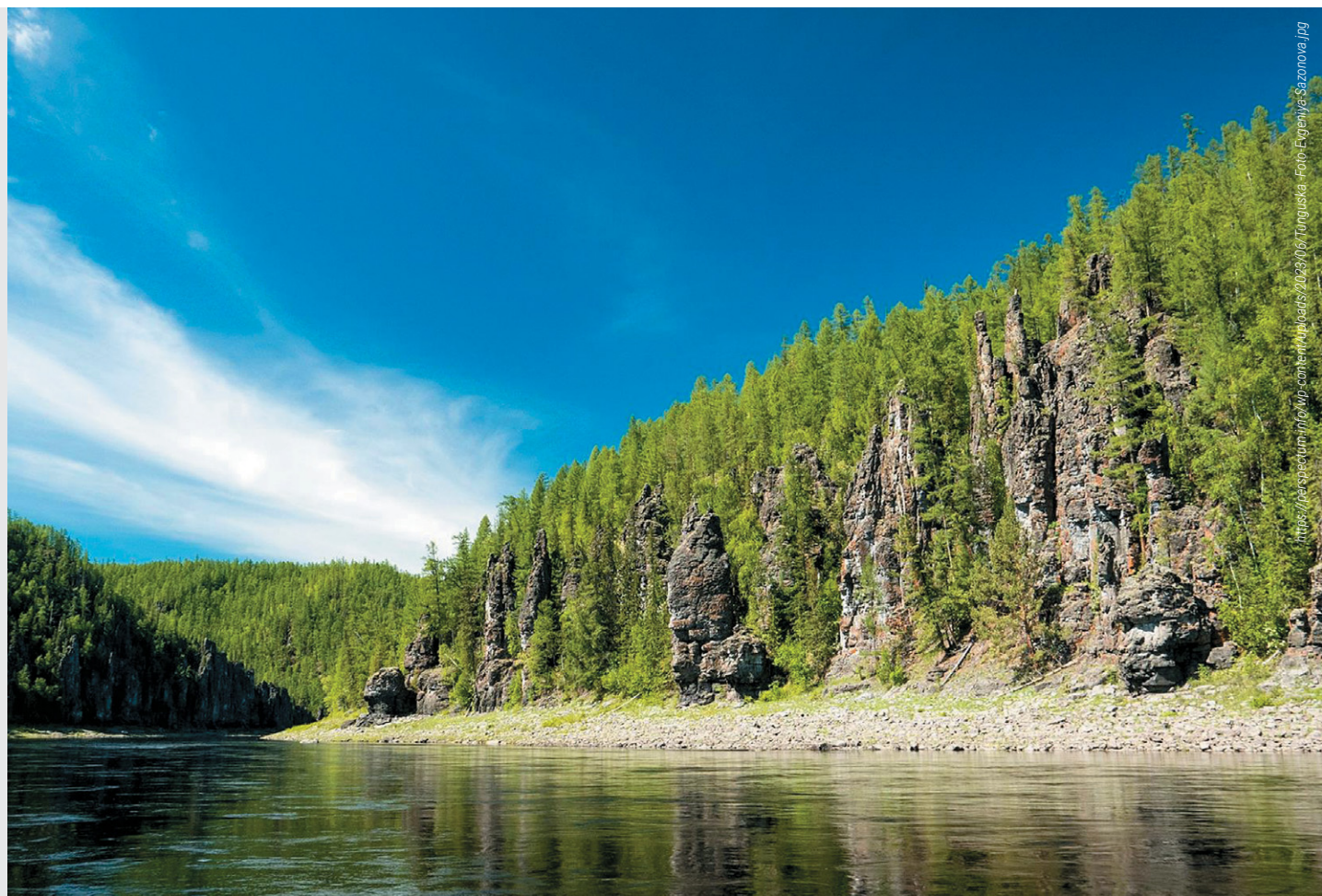
Российские компании при поддержке органов государственной власти справляются с санкционным давлением. Однако, несмотря на неоднократные попытки борьбы с подобными прецедентами, меры по урегулированию взаимодействия подсанкционных компаний с компаниями, не попавшими под санкции, до сих пор отсутствуют, вследствие чего западные санкции продолжают являться инструментом для недобросовестной конкуренции на внутреннем рынке. Вследствие того что вопрос применения санкций на территории России в данный момент законодательно не урегулирован, он остается вне поля зрения со стороны государственных структур и надзорных органов.

Вне сомнения, действия российских бизнес-структур, отказывающихся от сотрудничества с другими российскими компаниями на основании введенных западных санкций, являются преступными и недопустимыми, прямо направленными против интересов России. Для борьбы с такими действиями Правительству необходимо в срочном порядке выработать политическое решение, предусматривающее самое серьезное наказание – вплоть до уголовного. ■

Список литературы

- 1 <https://lenta.ru/news/2023/02/01/mnogo/>
- 2 <https://lenta.ru/news/2023/02/01/mnogo/>
- 3 https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/11_01-02-2023.html
- 4 <https://journal.open-broker.ru/analitika/sankcii-2022-pervye-itogi-rossijskij-syrevoj-sektor/?ysclid=lo8mc1526e816759670>
- 5 <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/798360-khoroshaya-novost-truboprovodnye-postavki-rossijskogo-gaza-v-kitay-skoro-vyydut-na-uroven-eksporta-v/?ysclid=lo9tu5rh8q144948532>
- 6 <https://tass.ru/politika/17438815>
- 7 <https://lenta.ru/news/2023/02/01/mnogo/>
- 8 <https://www.forbes.ru/society/469475-v-gosdume-ob-asnili-perenos-rassmotrenia-zakona-o-nakazanii-za-ispolnenie-sankcij?ysclid=lo9u52mgn4520562181>
- 9 <https://www.kommersant.ru/doc/5422541>
- 10 <https://www.kommersant.ru/doc/5422541>
- 11 <https://tass.ru/politika/17438815>
- 12 <https://www.tadviser.ru/index.php/>
- 13 <https://neftegaz.ru/news/exhibitions/794783-tehnologicheskij-suverenitet-v-neftegazovoy-otrasli-vitse-premer-rf-aleksandr-novak-prinyal-uchasti/>
- 14 <https://www.interfax.ru/business/925563>





АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

НАИЛЯ ЖАРИКОВА

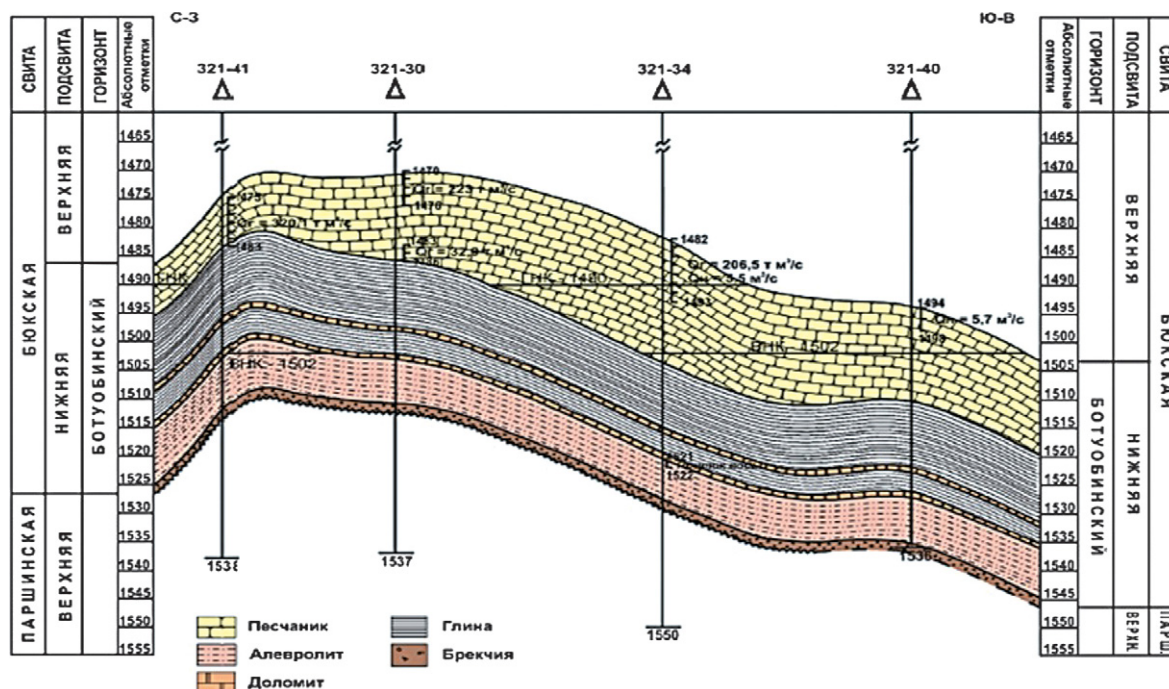
*Доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II», к.т.н.*

ЛИЗАВЕТА КУСОВА

*Студентка направления подготовки 21.05.06
«Нефтегазовые техника и технологии»
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II»*

С началом освоения нефтегазоконденсатных месторождений на Ямале и в Восточной Сибири стала актуальна тема разработки ТРИЗ. Насколько эффективен проведенный там многостадийный гидроразрыв пласта?

Рис. 1. Литолого-фациальный профиль месторождения



Нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных месторождений обладают рядом отличительных особенностей, позволяющих отнести их к отдельной категории залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Проблема выработки таких запасов существует многие годы. Однако в последнее время актуальность данной темы стала расти в связи с началом освоения нефтегазоконденсатных месторождений на Ямале и в Восточной Сибири. В статье выполнен анализ эффективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении, которое отличается сложной геологией и особыми термобарическими пластовыми условиями. Эффективность предложенного геолого-технического мероприятия подтверждена расчетами на основе аналитической модели.

Общие сведения о месторождении

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция находится на территории центральных и северных районов Красноярского края, западной и северной частей Иркутской области, Эвенкии и западной части Республики Саха (Якутия). Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение является наикрупнейшим месторождением провинции. Кроме того, этот район добычи нефти и газа является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и нефтедобычи, а также ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» и нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Месторождение находится на территории Ленского и частично Мирнинского районов в республике Саха (Якутия), на расстоянии 170 километров от г. Ленска, в 240 километрах юго-западнее г. Мирный.

Месторождение открыто в 1983 году при испытании поисковой скважины №321 и включает в себя два ранее открытых месторождения: Озерное и Нижне-Хамакинское. Хотя месторождение открыто в начале 1980-х годов, однако к его разработке приступили только к 2016 году. Это связано с тем, что имеющихся на тот момент передовых технологий было недостаточно, так как месторождение имеет сложное геологическое строение и особые термобарические пластовые условия залегания ископаемых.

Месторождение многопластовое, продуктивными являются терригенные отложения венда (горизонты: ботубобинский, хамакинский, талахский).

Тип залежей – пластовые, тектонически и литологически экранированные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные.

Большую часть месторождения занимает газовый конденсат, также ведется добыча нефти. Нефтяные оторочки обнаружены в ботубобинском, хамакинском и талахском горизонтах месторождения.

Нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных месторождений обладают рядом отличительных особенностей, позволяющих отнести их к отдельной категории залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Основным элементом газа, содержащегося в залежах месторождения, является метан. В свою очередь, нефть

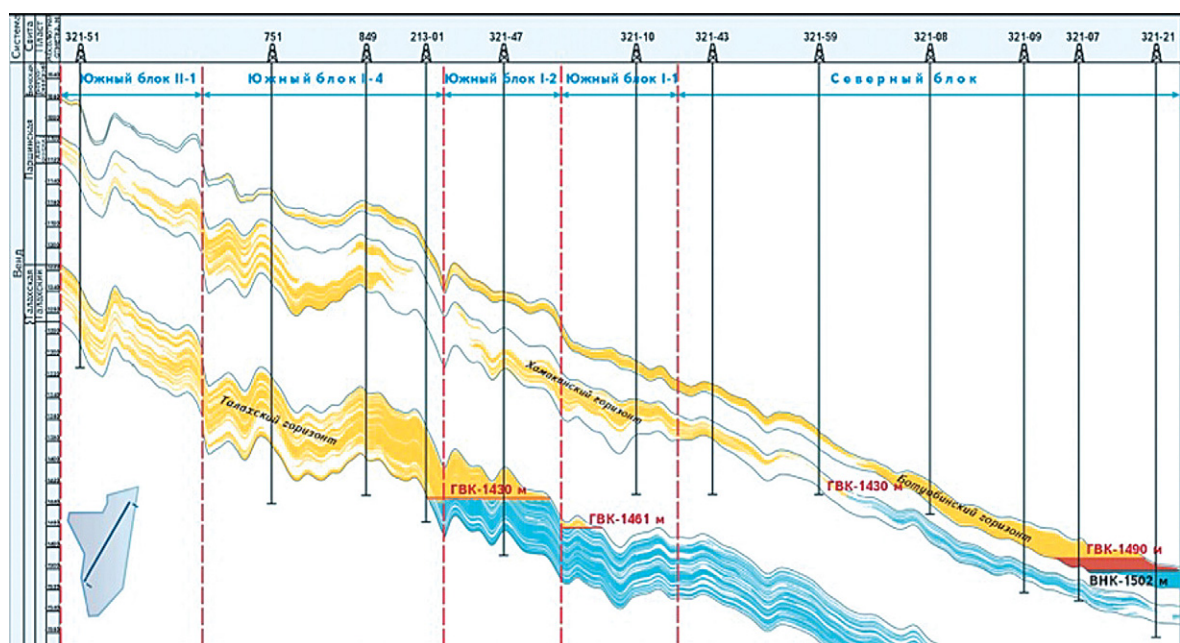
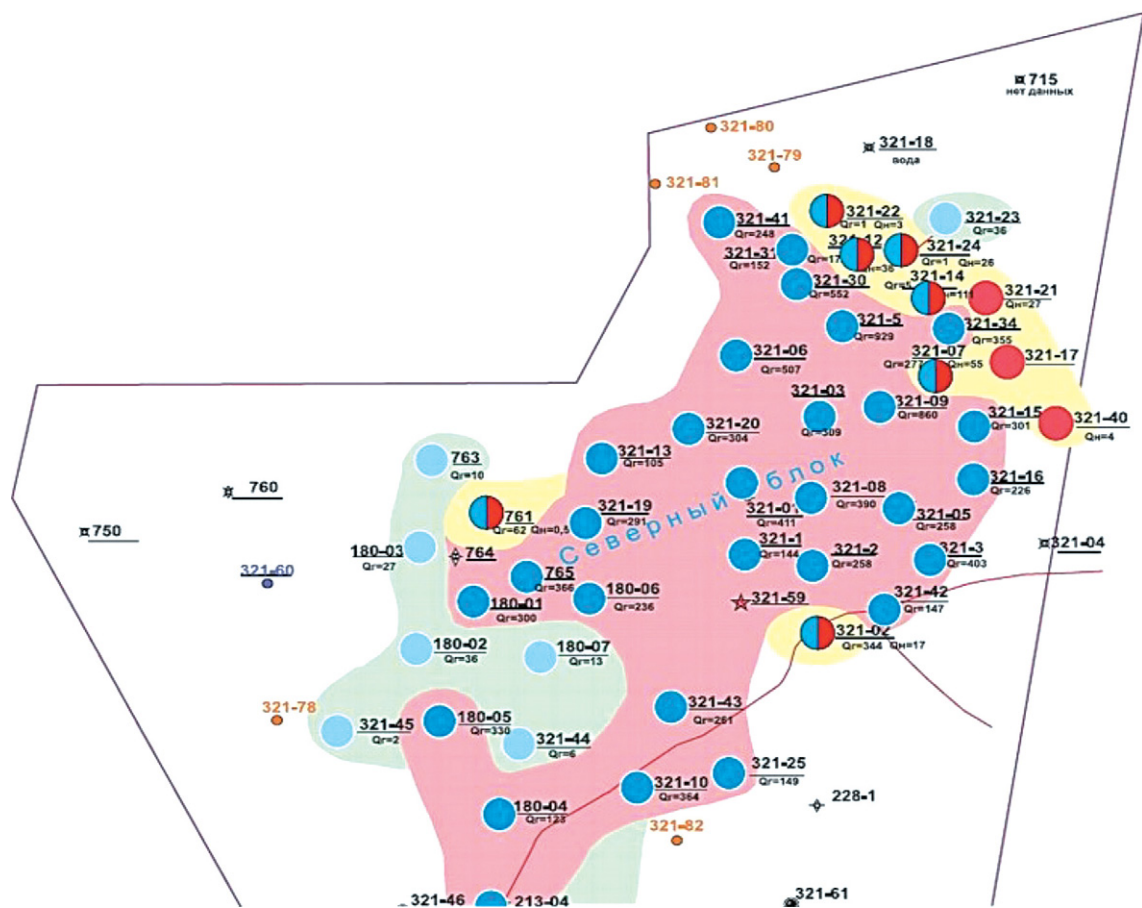


Рис. 3. Карта дебитов газа и нефти по скважинам Северного блока ботубинского горизонта



высоковязкая и тяжелая, среднее содержание смол 16%, а парафинов – 2,5%.

После того, как большая часть запасов нефти была отнесена к категории C_1 , было начато проектирование их освоения. В целом запасы месторождения относятся к категории $C_1 + C_2$. Газ содержится в размере 1,5 трлн м³, нефть – более 200 млн тонн.

Характеристика геологического строения объекта

Наиболее значимыми стратиграфическими границами считается подошва венда и линия разграничения ботубинского горизонта и подстилающих глин. Эта граница считается границей между верхним и нижним вендом. Графическое изображение литолого-фациального профиля рассматриваемого месторождения представлено на рисунке 1.

Ботубинский продуктивный горизонт на территории месторождения расположен в северной и центральной частях месторождения. Он сложен практически чистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. В некоторых скважинах отмечено, что подошва горизонта представлена чередующимися породами песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В ботубинском горизонте выделяют четыре экранированные залежи газа, одна из которых тектонически экранированная, а другие три литологически экранированные. Также стоит отметить, что помимо газовых залежей, выделяют две тектонически экранированные залежи нефти. Геологический разрез и схематическая карта дебитов газа и нефти по скважинам ботубинского горизонта представлены на рисунках 2 и 3.

В пределах нефтяных оторочек ботубинского горизонта чисто нефтяная зона практически отсутствует, и поэтому большая часть запасов нефти сосредоточена в различных по наполняющим флюидам зонах: газонефтяной, газонефтеводной и водонефтяной.

Соотношение горизонтальной и вертикальной проницаемости близко к единице. Эта природная особенность коллекторов нефти способствует развитию вертикальной фильтрации, т.е. течение жидкости сверху вниз, тем более если использовать горизонтальные нагнетательные и добывающие скважины, расположенные одна над другой, с длинными горизонтальными отводами (250 м и более).

Нужно отметить и другие важные особенности геолого-физических параметров залежей ботубинского горизонта, к которым относятся:

- вязкость нефти, заполняющей нефтяные оторочки, в пластовых условиях является повышенной и составляет в среднем 10,7 мПа · с;
- вязкость газа «газовой шапки» на три порядка меньше вязкости пластовой нефти;

- газ «газовой шапки» по типу метановый (гидратообразующий);
- объем газонасыщенных пород в Северном блоке в пять раз больше объема нефтяной оторочки.

Сочетание этих факторов предопределяет природный газонапорный режим работы залежи и возможный прорыв газа в нефтедобывающие скважины при добыче нефти без соблюдения специальных мероприятий.

Принятые отметки газонефтяного и водонефтяного контакта в Северном блоке ботубинского горизонта находятся на глубине 1490 и 1502 м соответственно. Начальные запасы нефти и растворенного газа Северного блока ботубинского горизонта приведены в таблице 1.

По классификации А.А. Ханина песчано-алевритовых коллекторских пород, ботубинская залежь относится к III классу коллекторов (диапазон допустимых значений проницаемости $(100-500) \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Из основных характеристик пластовой нефти ботубинского горизонта стоит обратить внимание на такие два параметра, как давление насыщения, соответствующее пластовому давлению в залежи, и пластовая температура, близкая к температуре начала кристаллизации парафинов. Основные параметры пластовой нефти ботубинского горизонта приведены в таблице 2.

Табл. 1. Начальные запасы нефти и растворенного газа Северного блока ботубинского горизонта

Наименование параметра	Значение параметра
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	324 468
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	1 979 192
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	293 138
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	12
Коэффициент пористости, доли ед.	0,186
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,87
Проницаемость, мкм ²	0,1

Табл. 2. Основные параметры пластовой нефти ботубинского горизонта

Наименование параметра	Значение параметра
Давление насыщения, МПа	13,5
Газосодержание, м ³ /м ³	81,5
Объемный коэффициент b	1,019
Вязкость, мПа · с	10,3
Плотность, кг/м ³	826,7
Температура насыщения нефти парафином, °С	11

Рис. 4. Структурная карта ботубинского продуктивного горизонта.

1 – скважины; 2 – изогипсы кровли коллекторов, м;
3 – разрывные нарушения; 4 – линия отсутствия коллекторов.
Контуры газоносности: 5 – внешний, 6 – внутренний.
Контуры нефтеносности: 7 – внешний, 8 – внутренний;
9 – граница лицензионного участка

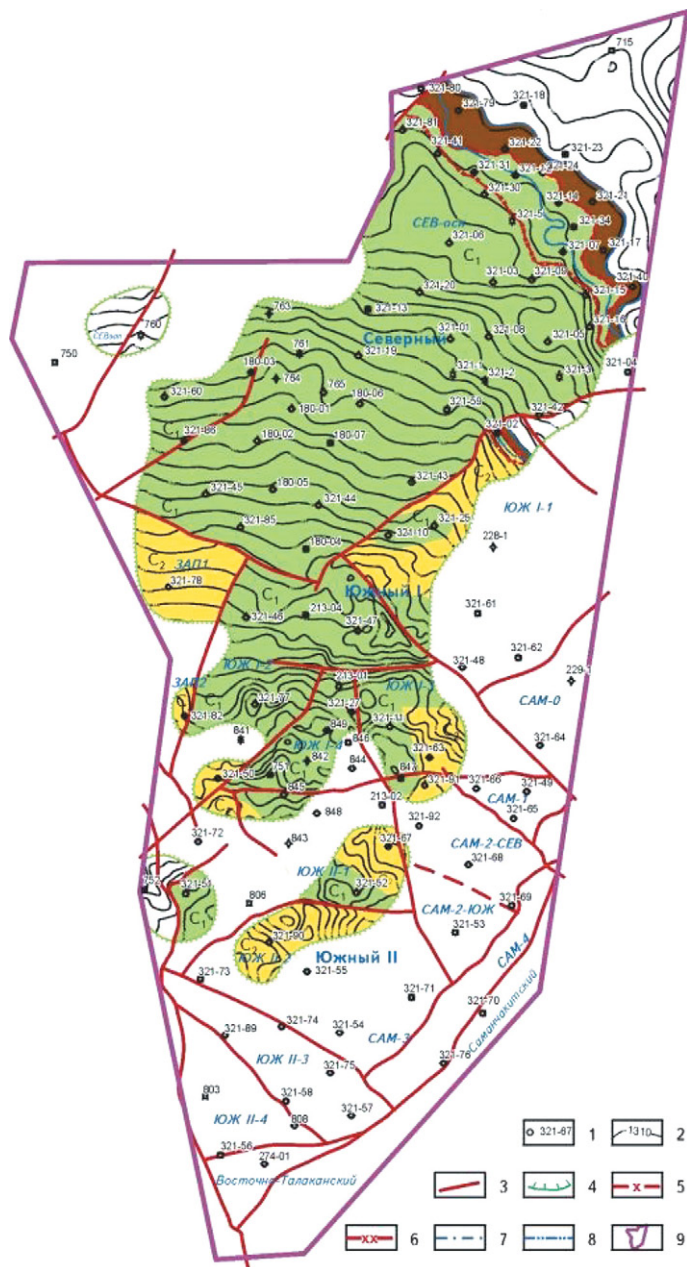
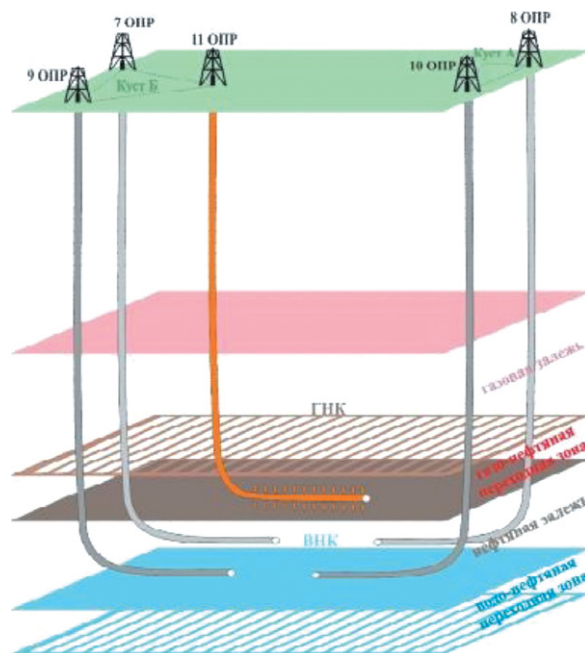


Рис. 5. Схема размещения скважин и отработки технологии внутриконтурного заводнения на ботубинском горизонте



Вариант 1 является базовым вариантом разработки месторождения. Разработка запасов нефти осуществляется с искусственным поддержанием пластового давления посредством площадной системы размещения скважин и очагового воздействия минерализованной водой. Фонд эксплуатационных скважин на Северном блоке для бурения – 374 ед., в том числе: добывающих нефтяных – 250 ед., нагнетательных (перевод из добывающего фонда) – 124 ед. Фонд эксплуатационных скважин на Южном блоке – 9 ед., в том числе: добывающих нефтяных – 6 ед., нагнетательных (перевод из добывающего фонда) – 3 ед. Фонд водозаборных скважин – 47 ед. В целом на нефтяных оторочках ботубинского горизонта бурению подлежат 383 скважины, в том числе: добывающих нефтяных – 256 ед., нагнетательных – 127 ед.

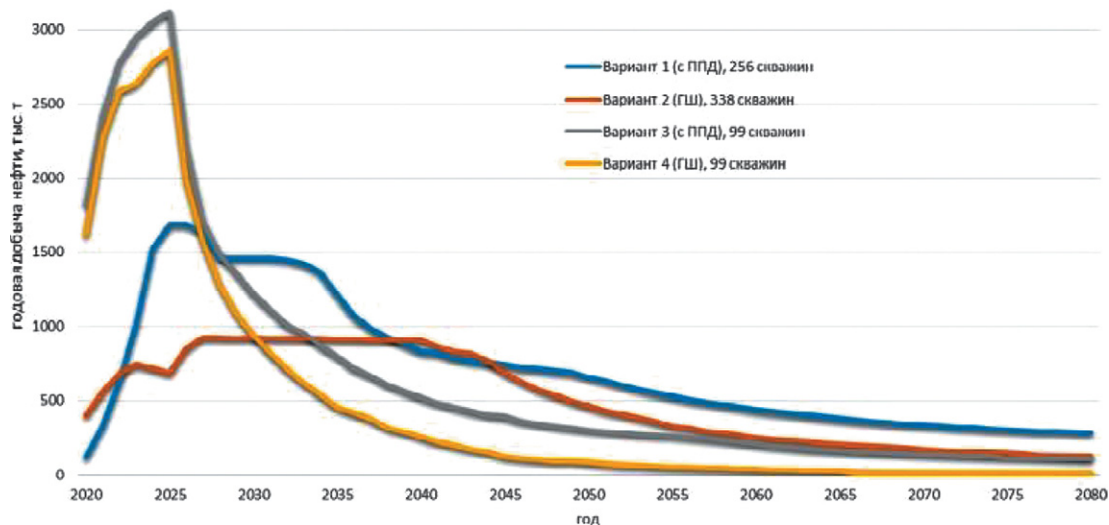
Согласно *варианту 2*, разработка запасов нефти осуществляется на режиме газовой шапки. Общий фонд эксплуатационных скважин – 446 ед., в том числе: добывающих газовых – 108 ед., добывающих нефтяных – 338 ед.

Вариант 3 представляет собой вариант разработки запасов нефти Северного блока с искусственным поддержанием пластового давления посредством внутриконтурного заводнения и площадной системы размещения скважин, при этом разработка запасов нефти Южного блока производится на режиме газовой шапки. В целом на нефтяных оторочках ботубинского горизонта бурению подлежит 151 скважина, в том числе: добывающих нефтяных – 99 ед., нагнетательных – 52 ед.

Анализ текущего состояния разработки объекта

Согласно имеющимся данным Технологической схемы разработки конкретные проектные решения не были выбраны. Однако предложены четыре основных варианта разработки.

Рис. 6. Динамика годовой добычи нефти



Вариант 4 предполагает разработку запасов нефти на режиме газовой шапки. Общий фонд эксплуатационных скважин – 207 ед., в том числе: добывающих газовых – 108 ед., добывающих нефтяных – 99 ед.

Стоит отметить, что нефтяные оторочки ботубинского горизонта предлагается вскрывать наклонно-направленными скважинами с горизонтальным окончанием ствола длиной 400 м – в вариантах 1-2 и длиной 1500 м – в вариантах 3-4.

Примерное размещение скважин приведено на рисунке 4.

На рисунке 5 представлена примерная схема размещения скважин по варианту 3.

Технологические показатели разработки по вариантам по ботубинскому горизонту представлены на рисунках 6 и 7.

На рисунке 6 видно, что максимальная добыча нефти достигается согласно варианту 3 – с искусственным поддержанием пластового давления.

Анализ применения методов увеличения нефтеизвлечения

Мероприятия по интенсификации притока проведены в 12 скважинах: №№321-46, 321-52, 321-53, 321-55, 321-58, 321-61г, 321-66, 321-67, 321-71, 321-72г, 321-75 и 321-78.

Рис. 7. Динамика накопленной добычи нефти

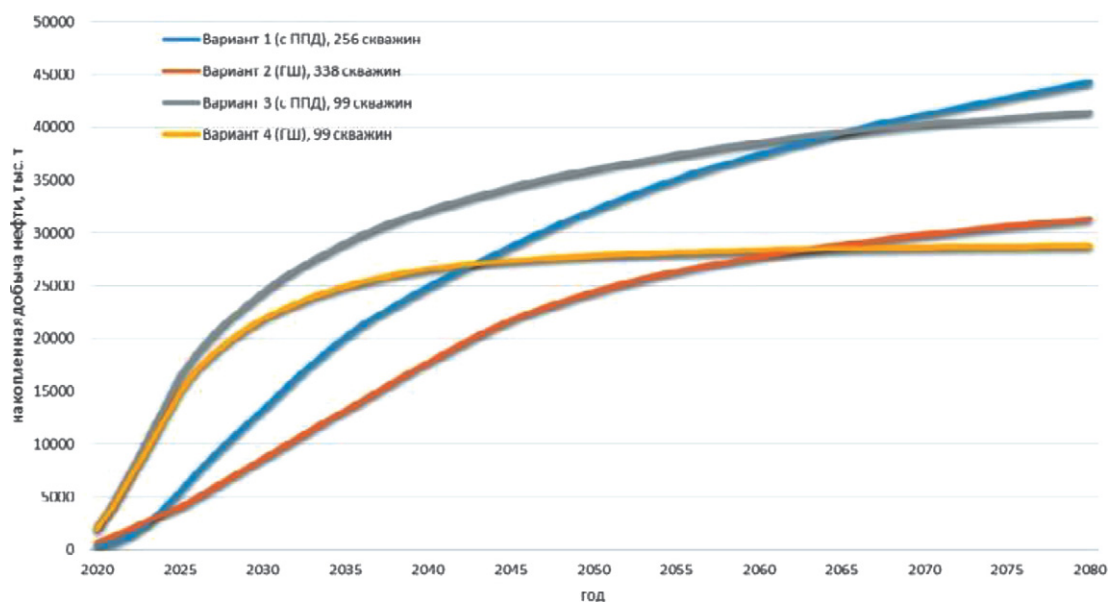


Рис. 8. Многостадийный гидроразрыв пласта



Виды проведенных работ: глинокислотная обработка, термогазохимическое воздействие, минигидроразрыв пласта, газодинамический разрыв пласта, гидроразрыв пласта.

Глинокислотная обработка продуктивного пласта выполнена в восьми скважинах: №№321-46, 321-52, 321-53, 321-61г, 321-67, 321-71, 321-72г и 321-77. В скважине №321-77 при испытании ботубинского горизонта отмечено повышение притока с 2,14 до 12,86 тыс. м³/сут. В остальных скважинах глинокислотная обработка значительных результатов по повышению дебитов не принесла.

Термогазохимическое воздействие на пласт пороховыми генераторами давления проведено в трех скважинах: №№321-52, 321-55 (ПГД-42/200) и 321-78 (ПГД БК-100 М). В результате прирост незначительный или уменьшился.

В скважине №321-66 при испытании хамакинского горизонта произвели работы по интенсификации притока с помощью технологии минигидроразрыва пласта взрывом торпед из детонирующего шнура. Дебит изменился с 0,06 до 0,71 м³/сут.

Газодинамический разрыв пласта произведен в скважине №321-71. По его результатам дебит в хамакинском горизонте снизился с 3,16 до 0,84 м³/сут.

В марте 2015 года с целью увеличения продуктивности скважины проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП). Основной ГРП выполнен шитым гелем проппантом ForePROP с последующей продавкой солевым раствором. Объем проппанта, закачанного в скважину, составил 50 тонн.

Жидкость, несущая проппант, введена в скважину под давлением, превышающим пластовое (12,8 МПа). Давление ГРП составило 25,14 МПа. Проппант остается в образовавшейся трещине для предотвращения полного ее

смыкания и образования проводящего канала от скважины до несущей формации.

Параметры трещины следующие:

- полудлина закрепленной трещины – 105 м;
- высота трещины вдоль стенки скважины – 51 м;
- средняя ширина трещины по продуктивной зоне – 3,5 мм;
- проводимость – 2508 мД · м;
- объем проппанта – 50 тонн.

После выполненных работ по интенсификации притока проведена очистка скважины, выполнены газодинамические и газоконденсатные исследования. Скважина исследована на пяти режимах прямого и двух обратного хода исследований со снятием кривой восстановления давления. Рабочие дебиты составили от 160 до 300 тыс. м³/сут. при депрессии 0,6-1,2 МПа.

Из анализа результативности методов интенсификации притоков УВ, примененных на разведочных скважинах месторождения в разные периоды геологоразведочных работ, следует, что одним из основных методов целесообразно рассматривать гидроразрыв пласта, учитывая при этом, что минигидроразрывы пласта могут иметь низкую эффективность. Поэтому в качестве основного геолого-технического мероприятия на эксплуатационных скважинах месторождения предлагается применить большеобъемные или многостадийные ГРП.

Многостадийный ГРП (см. рисунок 8) позволяет в одной пробуренной скважине произвести несколько ГРП, за счет этого повышается охват ранее не дренируемых зон и происходит интенсификация притока жидкости. Данная технология позволяет ввести в разработку ранее нерентабельные запасы, увеличить темп выработки и коэффициент нефтеотдачи.

Осуществляя выбор скважины для проведения МГРП, необходимо учитывать расстояние до водоносных и газовых горизонтов, качество цементного кольца в намеченном интервале разрыва, состояние забоя эксплуатационной колонны и устья скважины.

Для гидроразрыва предпочтительны породы пластов, которые при воздействии или эксплуатации не разрушаются и в которых не наблюдаются песчаные пробки, т.е. сцементированные, слабопроницаемые, крепкие породы. Применение многостадийного ГРП в системах с ППД показывает высокую эффективность, при этом необходимо исключить расположение трещин вблизи ВНК, линий или очагов нагнетания, так как это способно привести к прорыву воды и уменьшению дебита по нефти.

Основные условия применения:

- достаточная эффективная толщина (не менее 5 м);
- достаточная толщина непроницаемых разделов (более 7 м);
- расчлененность продуктивного интервала – не более 3-5;
- скважина должна быть технически исправна;
- проницаемость пласта не более 0,03 мкм²;
- вязкость нефти в пластовых условиях не более 5;
- достаточное расстояние до ГНК и ВНК.

Многостадийный ГРП не рекомендуется проводить в технически неисправных скважинах с разрушенным цементным камнем или в скважинах с неудовлетворительным цементованием. Важным критерием моделирования процесса МГРП является учет длины горизонтального ствола скважины и текущие дебиты.

Расчет технологического процесса проведения многостадийного ГРП

Для анализа технологической эффективности проводится расчет двухступенчатым способом. Сначала выполняются предварительные расчеты с помощью аналитических моделей для сокращения количества дальнейших вычислений и определяется влияние параметров на конечную добычу нефти. В качестве уточнения результатов производятся гидродинамические расчеты.

Следует определить количество стадий гидравлического разрыва на данной горизонтальной скважине и полудлины трещин. Данные параметры являются основополагающими при проектировании МГРП.

При выполнении расчета дебита горизонтальной скважины и используется следующая формула

$$Q = \frac{2 \cdot k \cdot h \cdot L}{\mu \cdot l} \cdot \left(P_{пл} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{заб}}{2} \right) + Q_{оп}, \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта, м²; h – толщина пласта, м; μ – вязкость нефти, Па · с; L – длина горизонтальной скважины, м; l – расстояние до контура питания, м; $P_{пл}$ – пла-

Табл. 3. Исходные данные

Название параметров	Значение
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	25
Полудлина трещины x_f , м	40
Нефтенасыщенная толщина h , м	12
Объемный коэффициент b	1,019
Проницаемость пласта k , мкм ²	0,1
Расстояние до контура питания l , м	200
Длина горизонтальной скважины L , м	500
Вязкость нефти μ , МПа · с	10,3

стовое давление, Па; $P_{заб}$ – забойное давление, Па; P_0 – давление на границе межтрещинного пространства, Па.

Первый член данного уравнения характеризует приток жидкости к границе трещинного пространства без учета влияния внешних частей зон дренирования крайних трещин. Влияние внешних частей зон дренирования крайних трещин рассчитывается по формуле

$$Q_{оп} = \frac{2 \cdot k \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot l} \cdot s_f, \quad (2)$$

где s_f – площадь трещины ($s_f = 2 \cdot h \cdot x_f$), м²; l_f – полудлина трещины ГРП, м.

Давление на границе межтрещинного пространства определяется по формуле:

$$P_0 = \frac{P_{пл} - (0,5 - [N-1]^2 \cdot A) \cdot P_{заб}}{0,5 + [N-1]^2 \cdot A}, \quad (3)$$

$$\text{где } A = \frac{2 \cdot x_f \cdot l}{L^2} - \text{площадь трещины, м}^2;$$

N – число стадий ГРП, шт.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.

Для горизонтальной скважины с четырьмя стадиями ГРП и полудлиной трещин 40 м значение площади трещин равно:

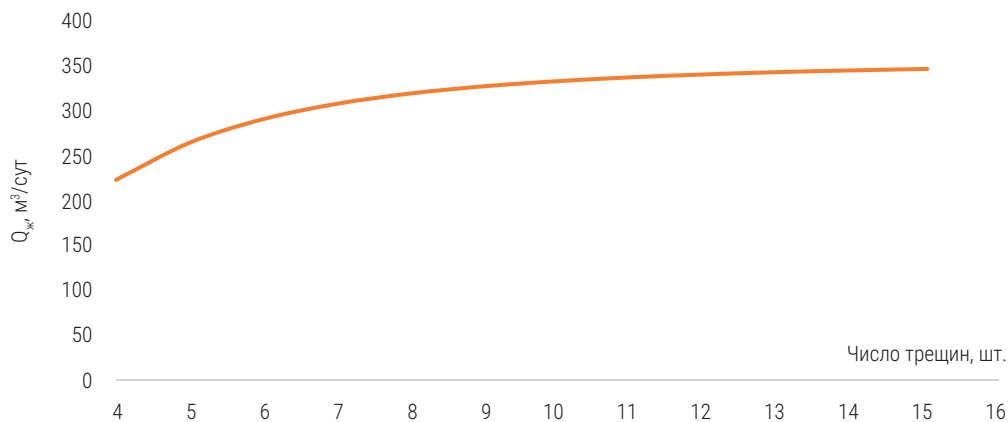
$$P_0 = \frac{P_{пл} - (0,5 - [N-1]^2 \cdot A) \cdot P_{заб}}{0,5 + [N-1]^2 \cdot A} =$$

$$= \frac{25 \cdot 10^6 - (0,5 - [4-1]^2 \cdot 0,64) \cdot 21,2 \cdot 10^6}{0,5 + [4-1]^2 \cdot 0,64} = 24,3 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$Q_{оп} = \frac{2 \cdot k \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot l} \cdot s_f = \frac{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-12} \cdot (25 - 21,2) \cdot 10^6}{10,3 \cdot 10^{-3} \cdot 200} \cdot 96 =$$

$$= 3,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 30,6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Рис. 9. Зависимость дебита жидкости от числа стадий ГРП



тогда

$$Q = \frac{2 \cdot k \cdot h \cdot L}{\mu \cdot l} \cdot \left(P_{nl} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{заб}}{2} \right) + Q_{op} =$$
$$= \left(\frac{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-12} \cdot 12 \cdot 500}{10,3 \cdot 10^{-3} \cdot 200} \cdot \left(25 - \frac{24,3}{2} - \frac{21,2}{2} \right) \cdot \right.$$
$$\left. \cdot 10^6 + 3,5 \cdot 10^{-4} \right) \cdot 86400 = 223 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Приток жидкости в горизонтальную скважину без трещин при расчете дебита жидкости не учитывается, что является недостатком применяемой модели. При малом числе трещин возникающая при этом погрешность способна оказывать влияние на результат. Но при дальнейшем росте количества трещин ошибка значительно уменьшается, т.к. основная часть потока уходит в трещины. Ввиду этого число стадий ГРП в горизонтальной скважине менее четырех не рассматривается.

Результаты расчета дебита жидкости Q_ж и давления P₀ на границе трещинного пространства приведены в таблице 4.

Графическая зависимость дебита жидкости от числа стадий ГРП представлена на рисунке 9.

На рисунке 9 видно, что при числе стадий ГРП больше 10 значительного прироста дебита не наблюдается, а при дальнейшем росте числа стадий происходит выполаживание графика.

Чтобы оценить влияние иных параметров на показатели добычи после проведения многостадийного ГРП, необходимо проанализировать зависимости дебитов от количества стадий ГРП для различной полудлины трещин 40, 60, 80, 100 и 120 метров.

Обязательным критерием проектирования многостадийного ГРП является учет падения дебитов. Произведем расчет накопленной добычи нефти за три года с учетом экспоненциального темпа падения дебита. Коэффициент эксплуатации скважин в среднем равен 0,96. Плотность нефти в поверхностных условиях 886 кг/м³.

Экспоненциальный коэффициент падения рассчитывается по формуле:

$$a = \ln \left(\frac{q_n}{q_k} \right), \tag{4}$$

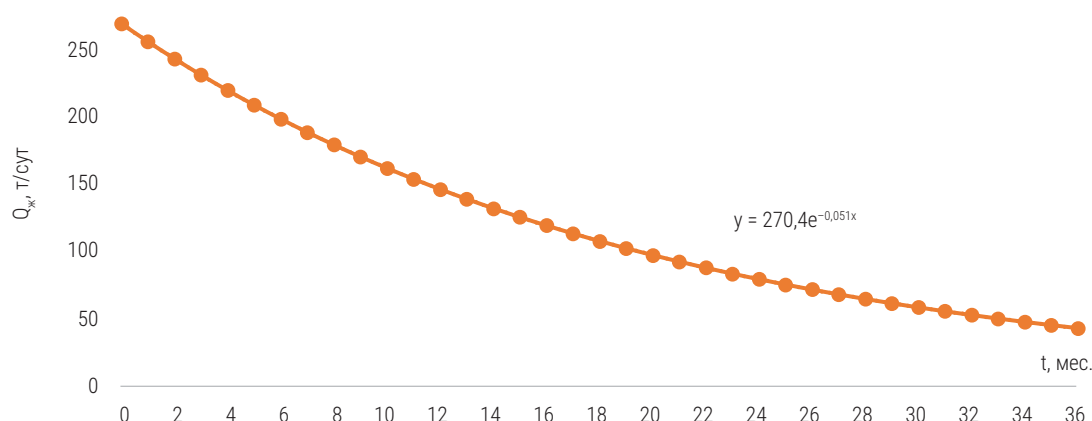
Табл. 4. Результаты расчета дебита жидкости и давлений от числа стадий МГРП

Число стадий ГРП	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P ₀ , МПа	24,3	18,2	14,4	11,9	10,2	9,1	8,2	7,6	7,1	6,7	6,4	6,2
Q _ж , м³/сут	223,1	264,4	291,3	308,2	319,3	327,3	333,1	337,3	341,2	343,1	345,2	347,3

Табл. 5. Динамика среднесуточных дебитов

t, мес.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	...	36
q, тонн/сут.	270,41	257,23	244,31	232,15	220,65	209,71	199,32	189,43	180,12	...	43,38

Рис. 10. Кривая падения дебита нефти



где q_n – добыча нефти на начало расчетного периода, м³/сут.; q_k – добыча нефти на конец расчетного периода, м³/сут.

Дебит нефти при этом рассчитывается по формуле:

$$q = q_n \cdot e^{-a \cdot t}, \quad (5)$$

где a – экспоненциальный коэффициент падения ($a = 0,61$); t – время, м.

Тогда

$$q = 270,4 \cdot e^{-0,61 \cdot \frac{t}{12}}.$$

Динамика среднесуточных дебитов нефти представлена в таблице 5.

Кривая падения дебита по нефти представлена на рисунке 10.

Следующим шагом является расчет накопленной добычи нефти, учитывая коэффициент эксплуатации и просуммировав перемноженный дебит на число дней в каждом месяце по формуле:

$$Q_{\text{нак}} = k_{\text{экспл}} \cdot \sum q_i \cdot n_i, \quad (6)$$

где $k_{\text{экспл}}$ – коэффициент эксплуатации (отношение суммарного времени работы всех скважин к суммарному времени работы действующих скважин, принимается равным 0,96); q_i – средний дебит i -го месяца, м³/сут.; n_i – число дней в i -м месяце.

Таким образом, значение накопленной добычи равно:

$$Q_{\text{нак}} = 0,96 \cdot 138,72 = 133,17 \text{ тыс. тонн.}$$

Зависимость накопленной добычи нефти от числа стадий ГРП для их различных полудлин показана на рисунке 11.

По построенным графикам выполнена оценка степени влияния каждого параметра (полудлина трещины, количество стадий) на дебиты скважины.

Экономическая оценка технологических вариантов разработки

Для того чтобы оценить, насколько проект экономически эффективен, необходимо определить срок его окупаемости, а также произвести расчет инвестиционной привлекательности проекта. Это возможно сделать с помощью таких показателей, как внутренняя норма доходности, индекс рентабельности и чистый дисконтированный доход.

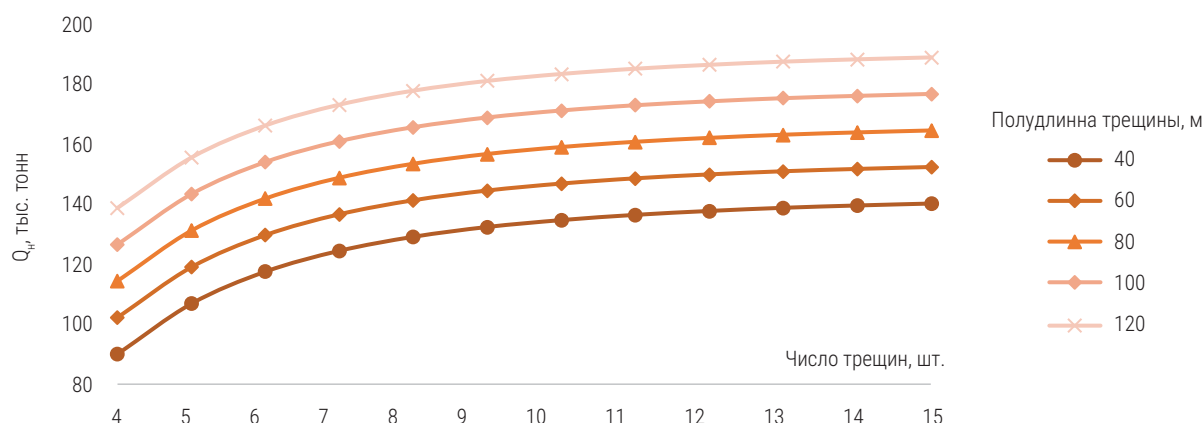
Расчет производится для пятистадийного ГРП с полудлиной трещин 120 м. Данные о затратах приведены в таблице 6.

Выручка от реализации рассчитана в условиях среднего уровня майских цен на нефть и курса доллара США. Стоимость барреля нефти сорта «Urals» составила \$66,1. Среднее значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемое Центральным банком РФ – 73,2. В таблице 7 представлены полученные результаты расчета показателей эффективности.

Аналогичный расчет выполнен для всех вариаций полудлин трещин 40, 60, 80, 100, 120 м и количества стадий разрыва от 4 до 15. График зависимости накопленного ЧДД от полудлин трещин и количества стадий ГРП представлен на рисунке 12.

В ходе расчета установлено, что наибольший накопленный ЧДД достигается при полудлине трещины 120 м и количестве стадий гидроразрыва, равном 5. Так как накопленный ЧДД (NPV) составит 687,044 млн руб. (т.е. $NPV > 0$), значит, рассматриваемый проект эффективен. Поступления от его реализации покрывают затраты и обеспечивают прибыль от вложенных средств.

Рис. 11. Зависимость накопленной добычи нефти от числа стадий ГРП



Индекс доходности инвестиционного проекта определяется по формуле:

$$PI = \frac{\sum_{t=0}^T NPV_t}{K \cdot DF_T} + 1, \quad (7)$$

где K – капитальные затраты, млн руб.; T – последний год срока эксплуатации; DF – коэффициент дисконтирования.

Проект считается экономически целесообразным при $PI > 1$. В результате расчета PI составил 10,15, следовательно, условие выполняется.

Срок окупаемости (PP) – время, необходимое для возмещения первоначальных вложений. Исходя из значения ЧДД за 1-й год реализации проекта, равный 402,638 млн руб., среднесуточный доход от добычи нефти составит 1,103 млн руб. в сутки.

Срок окупаемости проекта определяется по формуле:

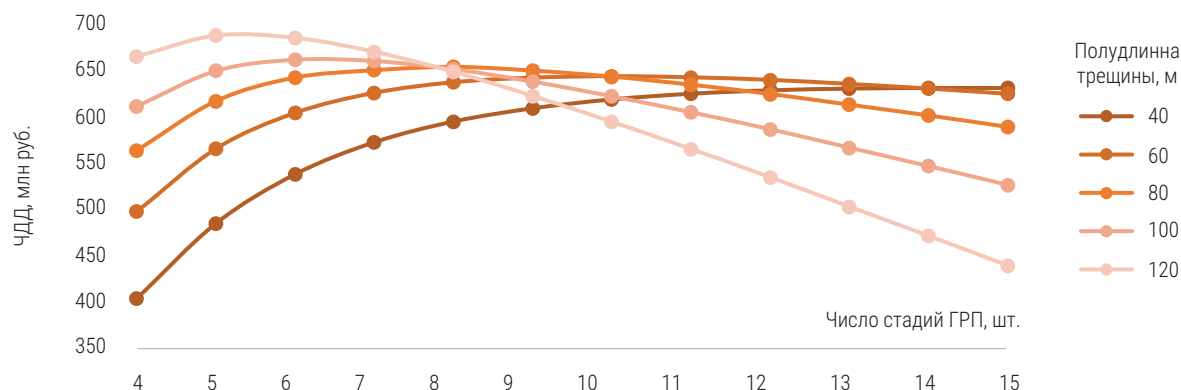
Табл. 6. Затраты на проведение пятистадийного ГРП

№	Наименование	Суммарная стоимость, млн руб.
1	Расходы на приобретение химических веществ для проведения многостадийного ГРП	71,151
2	Расходы на технику	3,5
3	Ежемесячные расходы на заработную плату	
4	Амортизация	0,189
5	Расходы на горюче-смазочные материалы	1,759
	Итого	74,840

Табл. 7. Расчет показателей эффективности проекта

Наименование показателя	1-й год	2-й год	3-й год
Выручка, млн руб.	805,122	478,669	284,572
Затраты на проведение МГРП, млн руб.	75,047	–	–
Прибыль до налогообложения, млн руб.	503,298	268,796	129,370
Налог на прибыль, млн руб.	100,659	53,759	25,874
Денежный поток, млн руб.	402,638	215,037	103,496
Коэффициент дисконтирования	1	0,893	0,797
Дисконтированный денежный поток, млн руб.	402,638	191,997	92,407
Накопленный дисконтированный денежный поток (NPV), млн руб.	402,638	594,636	687,044

Рис. 12. Зависимость ЧДД от количества стадий ГРП



$$PP = \frac{K}{P}, \quad (8)$$

где K – капитальные затраты, млн руб.; P – прибыль от реализации проекта, млн руб.

Срок окупаемости проекта составит 68 дней.

Заключение

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение отличается сложным геологическим строением и особыми термобарическими пластовыми условиями, для освоения необходимы передовые технологии. Именно поэтому, как отмечалось ранее, долгие годы к разработке месторождения не приступали. Комплексное освоение нефтяных оторочек началось только в 2020 году.

Из анализа эффективности методов интенсификации притоков углеводородов, примененных на разведочных скважинах месторождения в разные периоды геолого-разведочных работ, следует, что одним из основных методов целесообразно рассматривать гидроразрыв пласта, учитывая при этом, что мини-гидроразрывы пласта могут иметь низкую эффективность. Поэтому в качестве основного геолого-технического мероприятия на эксплуатационных скважинах месторождения предлагается применить именно многостадийный гидроразрыв пласта, его эффективность подтверждается расчетами на основе аналитической модели.

В ходе экономического расчета определено оптимальное число стадий многостадийного ГРП и полудлина трещин (5 стадий и 120 метров соответственно). NPV составил 687,044 млн руб., индекс доходности – 10,15, а срок окупаемости – 68 дней.

Многостадийный гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низко- и среднепроницаемых неоднородных коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Развитие технологии, а именно применение вариаций МГРП доказывает свою высокую технологическую эффективность.

Список литературы

1. Антонов С.М. Моделирование очистки призабойной зоны пласта засоленного терригенного коллектора / С.М. Антонов, Л.Т. Касимова, К.В. Киселев, О.В. Андреев // Булатовские чтения – 2023. – Т. 1. – С. 119-122.
2. Арчевов В.Б., Николаев Н.И. Конструкция скважин и технология бурения в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 29-35.
3. Бархатов Э.А., Яркиева Н.Р. Горизонтальные скважины с многостадийным ГРП в условиях Приобского месторождения // Neftegaz.RU. – 2017. – № 3 (63). – С. 54-58.
4. Брызгунов Р.П., Савенок О.В. Ускорение сроков строительства скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Рассохинские чтения: материалы международной конференции (04-05 февраля 2021 года, г. Ухта). – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – Т. 1. – С. 152-158.
5. Будовская М.Е. К вопросу формирования кольматационного экрана при бурении скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе в условиях месторождений Восточной Сибири / М.Е. Будовская, М.В. Двойников, П.А. Блинов, Е.Ю. Камбулов, В.В. Минибайев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 3 (351). – С. 29-34.

6. Буренина И.В. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина, Л.А. Авдеева, М.А. Халикова, М.В. Герасимова, И.А. Соловьева // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344-353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
7. Ваганов Е.В. Влияние расположения горизонтальных скважин в пласте на процесс их загазовывания и обводнения / Е.В. Ваганов, А.В. Плазун, И.И. Краснов, А.П. Данилов // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 141-146.
8. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650-659. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7
9. Гилаев Г.Г., Бурба О.Д. Поиск эффективной стратегии разработки газовых залежей с нефтяной оторочкой на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // REFERATOTECH: материалы II Международной научно-практической конференции: в 2 томах (23 октября 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 1. – С. 116-121.
10. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 12. – С. 16-23.
11. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18-25.
12. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15-20.
13. Давыдов А.В. Чаяндинское месторождение – проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири / А.В. Давыдов, А.В. Погрецкий, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, А.П. Правдухин, А.Р. Курчиков, В.Н. Бородин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 2. – С. 113-128.
14. Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – С. 12-22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4
15. Дерли Н.А., Савенок О.В. Проектирование процесса ГРП в условиях Северо-Савиноборского нефтяного месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 252-262.
16. Дроздов А.С., Леонтьев С.А. Анализ реологических зависимостей используемых при проектировании нефтегазосборных трубопроводов // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 194-196.
17. Жарикова Н.Х., Кусова Л.Г. Комплексный анализ и оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта в условиях терригенных пластов-коллекторов нефтяного месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 135-156.
18. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 658-666. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5
19. Липатова А.Р., Магзумова Н.В. Пути снижения себестоимости строительства наклонно-направленной скважины на Чаяндинском месторождении // Инновационная экономика: перспективы развития и совершенствования. – 2021. – № 1 (51). – С. 119-123. DOI: 10.47581/2021/FA-07/IE/51/01.018
20. Масалова А.А., Савенок О.В. Оценка эффективности реализуемых технологий воздействия на пласт в условиях низкой проницаемости продуктивного пласта на примере объекта нефтяного месторождения Западной Сибири // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 174-195.
21. Маслов Д.В. Особенности распространения ботубинского горизонта на востоке центрально-тунгусской (сюгджерской) НГО Республики Саха (Якутия) // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 153-156.
22. Меринов И.А., Шиян С.И. Обоснование выбора бурового раствора на основании геолого-технических данных бурения наклонно-направленной скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 214-223.
23. Парфенова Н.М. Нефтяной потенциал Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, Е.Б. Григорьев, И.М. Шафиев, В.А. Логинов, Р.Ю. Наренков, М.М. Кубанова, А.Д. Люгай // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2021. – № 2 (47). – С. 63-80.
24. Петухов А.В. Особенности гидродинамического моделирования залежей в трещиноватых карбонатных коллекторах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции / А.В. Петухов, И.Е. Долгий, А.В. Козлов, А.А. Петухов // Записки Горного института. – 2013. – Т. 200. – С. 242-248.

25. Романов Р.Р., Грибиниченко Т.Н. Опыт применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта в России и за рубежом // НАУКОСФЕРА. – 2022. – № 2-2. – С. 33-39.
26. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. – № 1 (12). – С. 145-160.
27. Сун Д.В., Тананыхин Д.С. Технологии гидроразрыва пласта, снижающие риск водопроявлений // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (20 апреля 2017 года, г. Нижневартовск). – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 226-231.
28. Шиян С.И. Анализ применения технологии направленного гидроразрыва пласта на Гриньковском нефтяном месторождении / С.И. Шиян, С.А. Мамедов, А.С. Зинватный, А.И. Душкин, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 265-276.
29. Шиян С.И. Мероприятия по обеспечению безопасности ведения работ при строительстве скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении / С.И. Шиян, П.А. Суховерова, Д.А. Косова, А.А. Задачин // REFERATOTECH: материалы II Международной научно-практической конференции: в 2 томах (23 октября 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 2. – С. 300-303.
30. Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 210-217. DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3919





АЧИМОВСКИЕ ЗАПАСЫ: ПОДБИРАЕМ КЛЮЧ К ПОДДЕРЖАНИЮ ДОБЫЧИ

КИРИЛЛ СТРИЖНЕВ

Д.т.н, исполнительный
директор,
TERRA-investment

МАРИНА МОСОЯН

Операционный
директор,
TERRA-investment

АЛЕКСАНДР КИРИК

Директор по
развитию бизнеса
TERRA-investment

ГЛЕБ СТРИЖНЕВ

Аналитик
TERRA-investment

В России вовлеченность ТРИЗ в разработку пока остается на низком уровне. Любой опыт уникален. Какие результаты дает разработка месторождения в ЯНАО?

Что первое, курица или яйцо? Сначала обрисовать запасы, разработка которых в настоящий момент может быть нерентабельной, или сначала подобрать технологию, потратив на это время и инвестиции, а потом уточнять запасы? Каждый раз, двигаясь по кругу, недропользователи вынуждены искать уникальные решения по

минимизации затрат на капиталоемкие ОПР по адаптации технологии с одновременным подтверждением объема и качества запасов УВ. В таких условиях освоение ТРИЗ для компаний сравнимо с запуском спутника в космос. А что если направить усилия на реалистичный сценарий, переключить внимание на более доступные

Рис. 1. Динамика запасов и добычи по Ачимовской свите



запасы, к тому же с высоким потенциалом тиражирования и компенсации падающей добычи в традиционных регионах? Ачимовские отложения – наиболее перспективные среди российских ТРИЗ. При суммарных извлекаемых запасах в 2,2 млрд т нефти вовлеченность все еще на низком уровне. Сложность отложений заключается в аномальных ФЕС пластов. На сегодняшний день высокие технологические показатели интенсификации сложных запасов достигаются с помощью бурения все более протяженных горизонтальных стволов и проведения различных модификаций многостадийных гидро-разрывов пласта. Подбор оптимальной конструкции ГС в сочетании с МГРП позволит обеспечить рентабельную добычу с ачимовских объектов.

Потенциал трудноизвлекаемых запасов

Доля ТРИЗ от общих запасов России продолжает ежегодно расти, и на сегодняшний день их значение значительно выше, чем подобная доля в добыче. На государственном балансе основные категории ТРИЗ уже составляют суммарно 40% от общих запасов, при том что в добыче значение доли ТРИЗ менее 25% [1]. И в основном добыча по ТРИЗ ведется на наиболее привычных категориях запасов, таких как тюменская свита, низко-проницаемые пласты с показателем около 2 мДарси. Учитывая тот факт, что оставшиеся 60% запасов включают в себя шельф и новые регионы со слабо развитой инфраструктурой, на ТРИЗ делается основной упор в решении задачи поддержания добычи в ближайшие годы.

Наиболее перспективной категорией ТРИЗ – с высоким потенциалом добычи и готовностью к вводу в разработку – является ачимовская свита. Преимуществом данной категории является локализация в регионах с традиционной добычей (ХМАО и ЯНАО), а следовательно, с существующей инфраструктурой подготовки и реализации товарной продукции.

Таким образом, ввод в разработку ачимовских запасов позволит компенсировать снижение профиля по ключевым макрорегионам добычи России и обеспечить загрузку существующих мощностей подготовки и реализации УВС, минимизируя тем самым инвестиции в новую инфраструктуру для владельцев таких ЛУ и при этом сохраняя рентабельность предприятий с истощенными запасами за счет предоставления услуг по процессингу. Подобный сценарий является максимально рациональным и эффективным с точки зрения отраслевой синергии.

Основной сложностью для освоения составляет аномальность пластовых условий в ачимовских отложениях

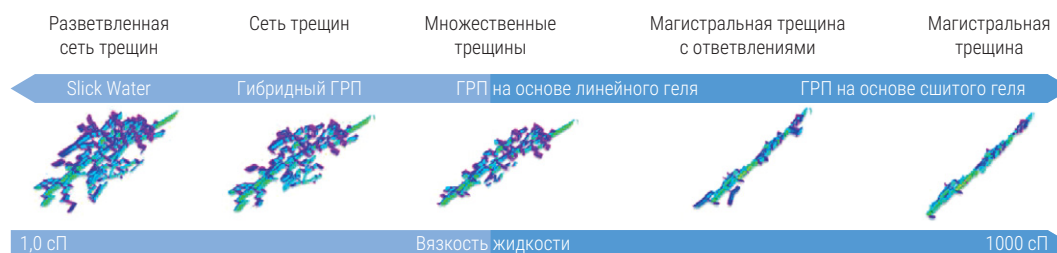
Уровень добычи с Ачимовки за последние пять лет вырос на 30%, до 21 млн т нефти (см. рисунок 1). Суммарные извлекаемые запасы на государственном балансе составляют 2,2 млрд т нефти, что отражает все еще низкий уровень вовлеченности запасов данной категории.

Аномальные ФЕС – проблематика ачимовских пластов

Основной сложностью для освоения составляет аномальность пластовых условий в ачимовских отложениях. Более половины запасов характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями, около четверти обладают низкой проницаемостью, в дополнение к этому еще высокая расчлененность и неоднородность распределения фильтрационных свойств по пласту.

Однако имеющийся в отечественной отрасли технологический арсенал способен обеспечить рентабельную добычу даже с учетом описанных выше сложностей запасов.

Рис. 2. Зависимость вязкости жидкости и типа трещины



Источник: Данные компаний, TERRA-investment

Развитие высокотехнологичных решений для ТРИЗ

Бурение горизонтальных стволов с многостадийным ГРП

Технологии бурения скважин с горизонтальным стволом показывают высокую эффективность в комплексе с МГРП, особенно при разработке низкопроницаемых пород. Сегодня более половины (55%) нового бурения в России составляют горизонтальные скважины, при этом охват ТРИЗ горизонтами составляет практически 100%.

Технологии за последние 10 лет претерпели значительные изменения по всем сопутствующим направлениям, таким как бурение и заканчивание скважин, выбор

жидкости и пропанта для ГРП, чистота и количество мероприятий, компоновка скважинного оборудования (см. таблицу 1).

Прослеживается тренд в стимуляции низкопроницаемых коллекторов в направлении высокого расхода жидкости во время операции, что в свою очередь требует снижения вязкости жидкости для минимизации потерь давления на трение. Эффективное вовлечение пласта достигается за счет активации естественных трещин и высокой скорости распространения жидкости песконосителя. Поэтому при выборе жидкостей для ГРП на низкопроницаемых породах предпочтение отдается жидкостям с низкой вязкостью и технологиям с добавками для снижения трения (см. рисунок 2).

Таблица 1. Развитие технологии ГС с МГРП

Направление	2014-2015	2018-2020	2021-2022	2023
Технология	- ГС до 1000 м - Эксплуатационный хвостовик Ø 114 мм	- ГС до 1200 м - Эластичные цементы - Цементаж с вращением - РУО с плоским реологическим профилем	- ГС до 1500 м - РУО при бурении секции под ЭК - Переход на хвостовик Ø 127 мм - Разработка отечественной подвески хвостовика	- ГС до 2000 м - Без РУО - Реализация проекта «Моноборе Ø140 мм» (смена конструкции скважины)
Бурение	- Нецементируемый хвостовик - ГПП - Закачка ГРП по обсадной колонне	- Цементируемый хвостовик - Plug & Perf на кабеле - Кумулятивная перфорация - Один диаметр НКТ до устья	- Цементируемый хвостовик - Кумулятивная перфорация - За 1 СПО при спуске пакер-пробки - Растворимые пробки (импортные)	- Цементируемый хвостовик - Разрывные муфты в составе ОК - Российские композитные и растворимые пробки - Повторная стимуляция
Заканчивание	9 стадий - Q=8 м³/мин	16 стадий - Q=10-12 м³/мин	18-30 стадий - Q=12-14 м³/мин	- До 40 стадий - Q=17 и более м³/мин
	- Стандартный ГРП <70 т пропанта на стадию	- Гибридный ГРП 70-100 т пропанта на стадию	- ГРП на основе ксантана и ПАА 100-150 т пропанта на стадию	- Замещение до 50% пропанта кварцевым песком >150 т пропанта на стадию

Источник: Данные компаний, TERRA-investment

Fishbone

Технология Fishbone представляет собой метод строительства скважины с особой траекторией бурения, при которой от горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления. Впервые данная технология была применена в Западной пустыне Египта компанией Shell. Разработка принадлежит норвежской компании, специализирующейся на технологиях интенсификации добычи нефти и газа. В России данная инновационная технология впервые была реализована на Восточно-Мессояхском месторождении в 2016 году совместным предприятием «Газпром нефти» и «Роснефти».

Данная технология имеет перспективы применения на Ачимовских отложениях в ситуации, когда отсутствуют устойчивые стресс-барьеры и проведение МГРП несет больше рисков прорыва в водо- и газонасыщенные горизонты, чем возможности добывать жидкие УВ.

Технология имеет ряд преимуществ, среди которых высокий охват нефтенасыщенных участков, достижение высокой точности при цементировании и перфорировании, менее агрессивное воздействие на пласт, отсутствие резких падений дебитов в отличие от методов интенсификации. При этом есть ряд серьезных недостатков, связанных со сложностью самой технологии проведения ствола, высоких требований по изученности геомеханики, ну и ключевой – высокая стоимость такой скважины как при строительстве, так и при эксплуатации.

МЗБС

В технологии многозабойных скважин уже закрепились классификация Technology Advancement of Multi-Laterals – TAML, которая включает в себя шесть прогрессивных уровней, определяющих сложность строительства скважин на основе заканчивания, соединения и гидравлической целостности (см. таблицу 2).

Среди российских компаний опыт бурения многоствольных скважин, в том числе на материковой части

российских запасов, имеют компании «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть».

Оценка эффективности освоения ачимовских запасов на примере месторождения в ЯНАО

Российская отрасль обладает достаточным опытом и технологическим развитием для полномасштабной разработки пластов ачимовской свиты, в том числе характеризующихся аномальными ФЕС. Как показывают многочисленные результаты фактически проведенных работ по бурению и заканчиванию скважин, при разработке ачимовских отложений наиболее эффективной технологией являются горизонтальные скважины с МГРП [2].

В качестве примера для оценки эффективности освоения запасов ачимовской свиты взято Дремучее месторождение, расположенное в центральной части ЯНАО. Недропользователем является компания «ЦЕНТРГЕКО», которая на текущий момент выделила первый в России технологический полигон для целей разработки оптимальной технологии добычи с ачимовской свиты.

Сегодня более половины (55%) нового бурения в России составляют горизонтальные скважины, при этом охват ТРИЗ горизонтами составляет практически 100%

Продуктивные пласты Дремучего месторождения характеризуются сложным строением и обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В связи с чем важной задачей для обеспечения экономически эффективной и максимально возможной выработки запасов нефти является выбор оптимальной технологии разработки.

По результатам сейсмических и поисково-разведочных работ на Дремучем месторождении определен кон-

Таблица 2. Классификация технологий многозабойных скважин

Уровень сложности	Описание	Преимущество
TAML 1	Бурение основной скважины и боковых стволов без использования обсадной колонны	Прочность соединения и изоляция пластов
TAML 2	Обсаженный и цементированный основной ствол, боковые стволы могут быть оборудованы хвостовиком или оставаться открытыми	Улучшенная изоляция основного ствола; гибкость в оборудовании боковых стволов
TAML 3	Обсаженный и зацементированный основной ствол, боковые стволы обсажены, но не зацементированы	Усиленная изоляция основного ствола; гибкость в управлении боковыми стволами
TAML 4	Оба ствола скважины обсажены и зацементированы на стыке	Более высокий уровень изоляции и прочности стволов
TAML 5	Обсаженные и цементированные основной и боковые стволы, герметичность обеспечивается пакером	Эффективная герметизация соединения; усиленная структура обсады
TAML 6	Основной ствол скважины с разветвлением забоя	Множество точек доступа к пластам; более сложная архитектура скважины

Источник: TAML (Flatern R. Rod Pump Systems), TERRA-investment

Таблица 3. Сравнение расчетов по скважинам различной конструкции

		Вариант 1 ГС 1000 м	Вариант 2 ГС 1400 м	Вариант 3 МЗБС
Дебит жидкости в первые полгода	т/сут.	76	97	116
Накопленная добыча	тыс. т	23	38	49
CAPEX стоимость строительства	млн руб.	280	330	449
FCF на тонну	руб./т	2 831	5 108	5 276
NPV (@ 17%) на тонну	руб./т	-60	1 396	1 369
PI	д. ед.	0,99	1,17	1,16
PP (период окупаемости)	лет	10,0	3,9	3,9
IRR	%	16%	36%	33%

Источник: TERRA-investment при цене нефти марки URALS \$71,1/bbl и курсе 90 руб./\$

тур нефтеностности. Проведена длительная отработка пробуренных наклонно-направленных скважин – средний дебит за первые полгода по жидкости составляет 35 т/сут. В основу прогноза технологических показателей по скважинам заложены фактические данные отработки.

Проведена оценка по трем вариантам разработки с различной конструкцией скважин:

- 1-й вариант: разработка горизонтальными скважинами с длиной горизонтального окончания 1000 м с проведением 10 стадий МГРП;
- 2-й вариант: разработка горизонтальными скважинами с длиной горизонтального окончания 1400 м с проведением 14 стадий МГРП (базовый вариант);
- 3-й вариант: разработка многозабойными скважинами с длиной горизонтального окончания материнского ствола 1400 м, дополнительных ответвлений по 350 м (4 шт) с проведением 14 стадий МГРП.

При разработке ачимовских отложений наиболее эффективной технологией являются горизонтальные скважины с МГРП

Строительство скважины в соответствии с вариантом 1 с ГС в 1000 м и 10 стадиями ГРП будет стоит в текущих условиях порядка 280 млн руб. Для ввода в эксплуатацию скважины с длиной горизонта 1400 м и 14 стадиями ГРП понадобится 330 млн руб. При этом стоимость многозабойной скважины будет значительно выше в связи со сложностью строительства такой конструкции и составит почти 450 млн руб.

Как оценивались прогнозные дебиты?

По всем вариантам проведена технико-экономическая оценка с учетом фактических показателей отработки скважин на рассматриваемых ачимовских пластах. Дебит жидкости в первые полгода по конструкциям сква-

жин варьируется от 76 до 116 т в сутки по нарастающей. При этом накопленная добыча нефти за десятилетний период оценки по варианту 1 значительно уступает вариантам 2 и 3 (см. таблица 3).

Несмотря на более высокую добычу и накопленный денежный поток по варианту 3 с МЗБС, оптимальным с точки зрения NPV и доходности инвестиций является вариант 2 с менее сложной конструкцией: ГС 1400 м и с 14 стадиями ГРП.

Для подтверждения эффективности такой конструкции скважины и донастройки технологии под конкретные пласты необходимо провести ОПР. Технологический полигон для данной задачи позволит обеспечить возможность проведения данной работы, но для снижения рисков и обеспечения рентабельной разработки необходимы также льготные налоговые условия для таких сложных запасов. Эффективность скважины выше оценена без учета наземной инфраструктуры для подготовки товарной продукции.

Проведение ОПР на Технологическом полигоне запланировано на 2025 г. Далее по результатам будет выбрана наиболее перспективная технология, а также произведена оценка перспективы полномасштабной разработки Дремучего месторождения...

Список литературы

1. Кирилл Стрижнев, д.т.н, исполнительный директор, TERRA-investment, Марина Мосоян, операционный директор, TERRA-investment, Александр Кирик, директор по развитию бизнеса TERRA-investment. «Технологические полигоны: статус нового вида лицензии на пользование недрами». НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ №9/2023.
2. Kazakov E. et al. Unconventional Approach for Fracturing Stimulation in Conventional Low-Permeability Formation by the Example of Experimental Part South Priobskoe Field //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2019.



Российская
Энергетическая
Неделя 2024



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ



РОСКОНГРЕСС

Пространство доверия

26 – 28
сентября, 2024

Москва,
ЦВЗ «Манеж»



rusenergyweek.com

Реклама 6+



НЕФТЬ ОТДЕЛЬНО, ЧИСТЫЙ ГРУНТ ОТДЕЛЬНО

ИГОРЬ ШКРАДЮК

*Координатор программы экологизации
промышленности Центра охраны дикой природы*

В России существует несколько технологий по очистке окружающей среды от нефтешламов, но на законодательном уровне в качестве единственного способа решения проблемы указана только одна технология. При этом ее «эффективность» под вопросом.

В мире ежегодно выливается в окружающую среду 120-200 млн т нефти, в том числе 15-25 млн т в России. Эта нефть не только загрязняет воду и почву, но и теряет для экономики.

Согласно Росстату, ежегодно в РФ образовано более 0,5 млн т отходов нефтепродуктов и более 5 млн т прочих

нефте содержащих отходов, включая отходы при бурении¹. Эти данные основаны на отчетности самих нефтяных компаний, и их следует считать существенно заниженными.

Признанные Минприроды РФ экспертные оценки характеризуют накопленные запасы нефтешламов на тер-

¹ ИТС НДТ 28-2017. Добыча нефти.

ритории России в 100 млн тонн. Специалисты нефтяной отрасли оценивают общее количество шлама в разы выше. География нахождения шламовых залежей очень широкая: в местах добычи нефти и при каждом НПЗ. Наиболее крупные скопления находятся в ХМАО, Башкирии, Татарстане, Оренбургской области, Саратовской области, Республике Коми.

При нефтеперерабатывающих заводах только запасы кислых гудронов в прудах-накопителях составляют более 1,5 млн тонн. В Ярославле, Самаре, Омске, Рязани, Нижнем Новгороде и т. д. отходы нефтепереработки копятся с советских времен.

Хранение отходов нефтепереработки выводит из оборота 50-100 гектаров на один НПЗ в освоенных промышленных районах. В районах нефтедобычи достоверных данных о площади загрязненных и потерявших биопродуктивность земель нет. Выбросы углеводородов в атмосферу и сбросы в поверхностные и подземные воды влекут рост онкологических заболеваний у местных жителей.

Нефтяные компании не занимаются извлечением разлитой нефти. Потеря 3-5% добытого сырья для них несущественна. Поэтому в закон «Об охране окружающей среды» №7-ФЗ в статью 46 внесены изменения от 14 июля 2022 года, возлагающие на организации в области геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, а также при переработке (производстве), транспортировке, хранении, реализации углеводородного сырья обязанность ликвидировать разливы нефти. Время покажет, сколько ресурсов ВИНКи потратят на исполнение требований закона, а сколько на уклонение от него.

Более десятка российских фирм производят оборудование для переработки загрязненного углеводородами грунта.

Технологии для переработки

Наиболее распространены два подхода к технологии. Сжигание/пиролиз грунта с углеводородами с последующим захоронением обожженного остатка на полигоне. Либо извлечение углеводородов центрифугированием. В последнем случае остаточное содержание нефти в грунте также требует захоронения остатка на полигоне. Центрифугирование является финальной стадией очистки нефтешлама для высоковязких, парафинистых, «лежалых» нефтешламов, кислых гудронов и т.д., так как требует серьезной предварительной подготовки сырья (нефтешлама) перед подачей на центробежные машины. Отдельно взятая центрифуга малоэффективна.

И безвозвратная потеря нефтепродукта в случае сжигания/пиролиза, и захоронение остатка на полигоне делают переработку экономически и экологически неинтересной.

Так же экономически неинтересны для переработки нефтешламы с низким содержанием нефти/нефтепродукта, трудных для утилизации. Переработка таких отходов требует повышенного тарифа утилизации, платить который нефтегазовые компании не готовы. Требуется субсидирование переработки отходов со стороны государства, либо создание льготных условий для переработки.

Поэтому еще в 1988 году Миннефтехимпром и Минхиммаш СССР выдали задание на разработку комплектной технологической линии переработки загрязненных нефтепродуктами воды и грунта. Эта линия была разработана под руководством ВНИИ Нефтемаша. Технология позволяет принимать на переработку нефтяные шламы, полученные при добыче или нефтепереработке.

Признанные Минприроды РФ экспертные оценки характеризуют накопленные запасы нефтешламов на территории России в 100 млн тонн

Отличительной чертой технологии является применение ультразвука (см. «Краткое сравнение технологий: пиролиз и экстракция»). В результате более 99% углеводородов извлекаются и могут быть коммерчески использованы. Особенность ультразвуковой экстракции – возможность очистки грунта от нефтепродуктов в шламонакопителях, простоявших десятки лет.

В результате переработки жидких, пастообразных или твердых отходов нефтепродуктосодержащих смесей не образуется никаких промышленных отходов. Продуктом очистки являются углеводороды, пригодные для применения в качестве топлива или сырья для переработки, а также вода и грунт. Грунт можно использовать для собственных нужд организации производителя отхода, а если разработать ТУ, то грунт можно реализовать на сторону.

На рисунке «Применение ультразвука» показано, на каких стадиях экстракции нефтепродуктов из нефтешлама используется «мягкий» ультразвук малой мощности и «жесткий» большой мощности.

При содержании нефтепродуктов в загрязненном грунте более 100 кг/м³ стоимость полученного продукта превышает затраты на экстракцию.

Производительность одной технологической линии – 50-100 тыс. т жидких, пастообразных или твердых нефтешламов в год. Для ликвидации накопленного экологического ущерба в масштабах России потребуется 100-200 таких линий по очистке грунта и воды от нефти и нефтепродуктов.

Комплектная линия для очистки стоит сотни миллионов рублей. Но с учетом получения товарного продукта и

Краткое сравнение технологий: пиролиз и экстракция

Критерий оценки	Пиролиз	Экстракция
Универсальность	Разрешено использование для определенных типов загрязняющих углеводородов	Возможность переработки любых типов нефтезагрязненных грунтов
Продукты на выходе	Смесь исходного грунта и сухого остатка пиролиза. Жидкий продукт (смола пиролиза). Пиролизный газ	Очищенный грунт. Вода. Продукт для переработки или использования в качестве котельного топлива
Класс опасности продуктов	Твердый остаток: представляет собой смесь различных углеводородов 1-4 классов опасности. Загрязненный твердым остатком грунт (2-4 класс опасности), на сайте Безопасные технологии 4 класс опасности. Смола пиролиза: смесь различных углеводородов 1-4 классов опасности, и относится к горючим жидкостям и токсичным веществам (2 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76). Газ пиролиза представляет собой смесь веществ 1-5 классов опасности	Класс продукта равен классу опасности исходного загрязнителя (фенол 2 класс опасности, нефть и бензин 3 класс опасности, мазут и ДТ – 4 класс, масла – 3 или 4 класс). Грунт (5 класс опасности).
Максимальная температура процесса, °С	800	60-80
Необходимость останова для чистки оборудования	Раз в 3 месяца	Раз в год или реже
Себестоимость переработки без учета выручки от реализации углеводородов, руб	≈ 3 000	≈ 2000

отсутствия необходимости в захоронении грунта на полигоне себестоимость переработки тонны шламов ниже, чем для пиролиза.

Приоритетной нишей для применения оборудования ультразвуковой очистки являются накопленные шламы нефтедобычи и нефтепереработки в густонаселенных промышленных районах. Линия успешно перерабатывает даже кислые гудроны. В отдельных случаях затраты на

очистку грунта, пропитанного нефтепродуктами, меньше стоимости земельного участка.

Оборудование для ультразвуковой очистки нефтешламов производится в России и не требует импортных компонентов.

За 30 лет линии ультразвуковой очистки нефтешламов были поставлены в России, Беларуси, Туркмении и Венесуэле.

Применение ультразвука

Модуль	Забор	Подготовка	Разделение	Финишная
№1. Сбор жидких отходов				
№2. Гидрокавитационный сепаратор				
№3. Центрифуговое сепарирование		■ / ■		
№4. Сбор густых и осадка				
№5. Подготовка грунта к очистке		■		
№6. Очистка грунта от у-водородов		■	■	
№7. Обезвоживание грунта				■
№8. Очистка технологической воды				■
№9. Электродегидратор			■	
№10. Экстракционная очистка грунта			■	
№11. Акустическая очистка грунта				■
№12. Биологическая очистка грунта				■

■ – мягкий ультразвук; ■ – жесткий ультразвук

Законодательный барьер

Несмотря на то что в России существуют эффективные технологии очистки окружающей среды от нефтешламов, в отдельных субъектах Федерации законодательно установлено, что единственной технологией переработки нефтешламов является пиролиз.

А на уровне федерального законодательства рассматривается ограниченный ассортимент технологий.

Комплектная линия для очистки стоит сотни миллионов рублей. Но с учетом получения товарного продукта и отсутствия необходимости в захоронении грунта на полигоне себестоимость переработки тонны шламов ниже, чем для пиролиза

Так, в принятом 15 апреля 2023 г. Постановлении Правительства² на 67 страницах перечислены приоритетные направления и виды техники. И только для очистки от углеводородов указаны не направления, а конкретные способы решения задачи. Так, пункту 5.4.4 «Установка очистки нефтесодержащих жидкостей на основе технологии центробежной сепарации» соответствует класс 28.91 ОКПД³ – «Оборудование для металлургии». А пункту 7.25 «Оборудование для утилизации углеродсодержащих отходов методом пиролиза» соответствует ОКПД 28.21.12.000 «Печи и камеры промышленные или лабораторные неэлектрические, включая мусоросжигательные печи, кроме хлебопекарных печей».

Это все из раздела ОКПД 28 «Машины и оборудование», не включенные в другие группировки.

При этом в классификаторе есть специальные классы для очистки почвы и воды:

- 39.00.11 «Услуги по рекультивации и очистке почвы и грунтовых вод или его подклассами» 39.00.12.121 «Услуги по очистке поверхности воды (рек, озер и т.п.) после разлива нефти и нефтепродуктов с использованием механических методов очистки»,
- 39.00.12.122 «Услуги по очистке поверхности воды (рек, озер и т.п.) после разлива нефти, конденсата газового и продуктов их переработки с использованием физико-химических методов очистки».



И почему-то центрифуги и пиролизные печи в эти классы не включены.

При нефтеперерабатывающих заводах только запасы кислых гудронов в прудах-накопителях составляют более 1,5 млн тонн

Странные неувязки в законодательстве – одна из причин того, что распространение экологических технологий в стране буксует. Миллионы тонн нефти и нефтепродуктов по-прежнему остаются в земле или уплывают в океан. ²¹

² Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2023 г. № 603 «Об утверждении приоритетных направлений проектов технологического суверенитета и проектов структурной адаптации экономики Российской Федерации и Положения об условиях отнесения проектов к проектам технологического суверенитета и проектам структурной адаптации экономики Российской Федерации, о представлении сведений о проектах технологического суверенитета и проектах структурной адаптации экономики Российской Федерации и ведении реестра указанных проектов, а также о требованиях к организациям, уполномоченным представлять заключения о соответствии проектов требованиям к проектам технологического суверенитета и проектам структурной адаптации экономики Российской Федерации».

³ «ОК 034-2014 (КПЕС 2008). Общероссийский классификатор продукции по видам экономической деятельности (ОКПД 2)» (утв. Приказом Росстандарта от 31.01.2014 N 14-ст) (ред. от 04.02.2022).



В ОТПУСК НА ЛЕДОКОЛЕ

ЮРИЙ БАНЬКО

Специальный корреспондент в Мурманске

Человечество веками стремилось покорить Северный полюс. Но первым в надводном плавании это удалось атомному ледоколу «Арктика», который 17 августа 1977 года, проломив вековые арктические льды, достиг Северного полюса. Тогда это было мировой сенсацией, а сейчас атомоходы совершают регулярные круизные рейсы на Северный полюс. И это довольно прибыльный бизнес. Желающих побывать на самой северной точке планеты множество.

Покорение Северного полюса в надводном плавании было одним из приоритетов Советского Союза в Арктике. Как вспоминал Герой Социалистического Труда Анатолий Ламехов, старший электромеханик атомохода «Арктика» Игорь Домахин предложил капитану Юрию Кучиеву попробовать сходить на Северный полюс. Идею поддержал министр морского флота СССР Тимофей Гуженко. Против был один из «отцов» атомохода академик

Анатолий Александров, который опасался, что «Арктика» не сумеет справиться с арктическими льдами. Но его удалось уговорить.

17 августа атомоход достиг заветной точки. На льду Юрий Кучиев рядом с флагом СССР установил древко от флага экспедиции Георгия Седова, который в начале 20-го века ради попытки достичь Северного полюса пожертвовал жизнью.

Следующий рейс на Северный полюс осуществил атомный ледокол «Сибирь». Экспедицией руководил Артур Чилингаров, а капитаном ледокола был Зигфрид Вибах. Предстояло эвакуировать полярную станцию СП-27 с льдины, которая стала крошиться. На ней находились 14 полярников. После выполнения этой задачи атомный ледокол направился к Северному полюсу, который он достиг 25 мая 1987 года. Высадив полярников на Диксоне, «Сибирь» взяла на борт груз и участников СП-29, которых доставила в море Лаптевых.

В том рейсе, который завершился 19 июня, был выполнен широкий комплекс научных исследований: на борту атомного ледокола находились 76 участников экспедиции из научных, проектных и производственных организаций. За время экспедиции ледоколом было пройдено 5517 миль, в том числе 4916 – в ледовых условиях.

А третьим ледоколом, который достиг Северного полюса, был атомный ледокол «Россия» под командованием Анатолия Ламехова. В августе 1990 года он впервые привез на «шапку» планеты иностранных туристов.

С тех пор на Северном полюсе побывало 169 судов, из них четыре раза – атомные ледоколы СССР (ледоколы «Арктика», «Сибирь», «Россия», «Советский Союз») и более ста раз российские атомные ледоколы: «Арктика», «Сибирь», «Россия», «Советский Союз», «Ямал», «50 лет Победы», дизель-электрический ледокол «Капитан Драницын» и НИС «Академик Федоров». По количеству покорений Северного полюса среди лидеров атомные ледоколы «50 лет Победы» – 64 раза и «Ямал» – 48 раз.

Успехи иностранных государств значительно скромнее – 36 рейсов. От Швеции на Северном полюсе побывали «Oden», «Vidar Viking», германское судно «Polarstern», канадские ледоколы «Louis.S.St Laurent» и «Terry Fox», американские «Polar Sea» и «Heali», французское судно «Le Commandant Charcot», норвежские «KV Svalbard» и «Kronprins Haakon».

Туристический сезон в Арктике

Туристические круизы на ледоходах начались в 90-е годы прошлого века. Эта блестящая идея родилась в тот момент, когда заработать было очень сложно из-за отсутствия заказов. Туристические рейсы на Северный полюс помогли Мурманскому морскому пароходству, в доверительном управлении которого были атомные ледоколы, выжить в лихие 90-е годы. Тогда за каждые сутки плавания, а один круиз продолжался 12 суток, «Атомфлот» зарабатывал 6 млн рублей. 72 миллиона за круиз. Это – неплохая прибавка в бюджет «Атомфлота», а с учетом того, что максимальное количество круизов достигало пяти, сумма получалась приличная, вместо того, чтобы, простаивая, приносить убытки.

Арктический туризм позволяет и сегодня зарабатывать и получать дополнительные финансовые средства на содержание атомоходных судов.

К туристическим круизам атомные ледоколы привлекаются только в летний период, когда их востребованность на Северном морском пути минимальная.

К примеру, атомный ледокол «50 лет Победы» в 2023 году отправился к Северному полюсу со 139 любителями Арктики после того, как в зимнюю навигацию отработал на трассах Северного морского пути, обеспечив проводку 125 судов.

Несколько лет назад директор Дирекции Северного морского пути Вячеслав Рукша высоко оценивал рентабельность атомохода во время выполнения туристических рейсов, тогда он говорил, что «это входит в первую тройку самых выгодных для «Атомфлота» работ».

В среднем в каждом рейсе на Северный полюс отправляется 100-120 туристов. Наиболее продуктивным был 2015 год, когда атомный ледокол «50 лет Победы» выполнил семь рейсов с туристами к Северному полюсу.

Конечно же, этот вид туризма не всем по карману. Минимальная стоимость путевки составляет 2,6 млн рублей на одного человека, или около \$30 тыс. В последние годы изменился состав туристов. Если в первые годы это были американцы, европейцы, японцы, то сейчас представители юго-востока Азии, очень много китайцев.

Организацией туристических туров занимается несколько компаний. С удивлением узнал, что на первый круизный рейс с 3 по 14 июля 2024 года все места проданы. Всего 2024 году планируется три туристических похода на Северный полюс атомного ледокола «50 лет Победы».

Если с 1993 года основным ледоколом, на котором осуществлялись круизы к Северному полюсу, был «Ямал», то с 2008 года – «50 лет Победы». Этот ледокол был заложен еще в 1989 году, но вошел в строй действующих лишь в 2007 году. На то время это был самый мощный и большой атомный ледокол России. При длине 159,6 метра, ширине 30 метров, водоизмещении 25,8 тысяч тонн имеет мощность 75 тысяч лошадиных сил.

Один из первых капитанов, водивших атомные ледоколы в круизные рейсы к Северному полюсу, – это Андрей Алексеевич Смирнов, отстоявший на капитанском мостике с 1988 по 2000 год, а затем трудившийся в ФГУП «Атомфлот» первым заместителем генерального директора – заместителем генерального директора по судоходству. Вообще, как говорят на «Атомфлоте», капитанов атомных ледоколов меньше, чем космонавтов. Всего на счету Андрея Алексеевича 11 круизов на Северный полюс. И в памяти остались удивительные истории.

Так, круиз на Северный полюс атомного ледокола «Советский Союз» в августе 1991 года совпал по времени с ГКЧП. Тогда иностранные туристы требовали высаживать

их в норвежском Киркенесе, опасаясь возвращаться в Мурманск, но потом успокоились, узнав, что Горбачев приступил к своим обязанностям.

Один из походов к Северному полюсу в 1994 году Смирнову запомнился особо. На «макушке планеты» они встретили американскую многоцелевую атомную подводную лодку типа «Стерджен», имевшую на вооружении кроме торпед, противокорабельных ракет «Гарпун» еще и крылатые ракеты «Томагавк». И для американцев, и для экипажа атомного ледокола «Ямал», и для туристов это был неожиданный сюрприз. Но если для туристов и экипажа это была волнующая экзотика, то для американского экипажа – проблема. Ведь обнаружение атомной подводной лодки в современных условиях равнозначно ее уничтожению. По счастью, среди туристов на борту атомного ледокола был экс-командир американской АПЛ, который вышел на связь с экипажем подводной лодки. Те попросили близко к борту АПЛ не подходить. Но туристы все равно пощелкали фотоаппаратами вдоволь.

Несколько лет назад рентабельность атомохода во время выполнения туристических рейсов входила в первую тройку самых выгодных для «Атомфлота» работ

Интересным был и поход к Северному полюсу в 1994 году с одаренными детьми, вместе с которыми была диктор Центрального телевидения Инна Ермилова и космонавт, Герой Советского Союза Александр Серебров, совершивший четыре полета в космос. Тогда был организован прямой телерепортаж с Северного полюса. В тот день на Северном полюсе оказалось более 500 человек, рекорд, не побитый до сих пор. Дело в том, что к советскому ледоколу приблизились пробиравшиеся к Северному полюсу американский ледокол «Polar Sea» и канадский «Louis. S. St Laurent». Произошел обмен делегациями, все купались в проруби. В ледяную воду окунались даже афроамериканцы.

А вот с Северного полюса «Polar Sea» и «Louis. S. St Laurent» следовали по каналу, проложенному российским атомным ледоколом «Ямал». Дело в том, что на атомном ледоколе «Polar Sea» сломалась лопасть винта, и выйти из ледовых полей ему было бы сложно.

Туристов всегда интересовали встречи с медведями, моржами. Об их появлении сообщается по судовой трансляции. Белые же медведи здесь встречаются редко. Хотя Андрей Смирнов рассказал, что ученые, надев на белых медведей ошейники с датчиками и проследив их передвижения, узнали, что, мигрируя от Земли Франца-Иосифа к Гренландии, они идут именно через Северный полюс. Бывали встречи и с единорогами. Сложно сказать, насколько эта информация достоверна.

Вспомнил Андрей Алексеевич и случай, который произошел у скалы Рубини, на которой располагается птичий базар, с атомным ледоколом, капитаном на котором был Анатолий Горшковский. Решили они дать у скалы гудок, подняв в воздух весь птичий базар. Автовладельцы знают, какие следы на крыше, капоте и лобовом стекле может оставить одна птица. А здесь гнездится более 40 тысяч птиц. После этого трое суток боцман и его подчиненные матросы отмывали атомный ледокол от птичьих экскрементов.

Был у Андрея Алексеевича и необычный рейс на Северный полюс, когда возвращать туристов пришлось на Чукотку, в поселок Providenia. В том плавании сломалась лопасть винта, но сорвать следующий круиз экипаж не имел права. Встав у острова Аракамчечен, что в Беринговом проливе, в бухте Голубая, за те полтора суток, пока туристы любовались лежбищем моржей, а их здесь бывает до 50 тысяч, водолазы заменили лопасть винта. Круиз в дальнейшем прошел без происшествий.

На Полюсе туристы проводят целый день. Желающие смогут искупаться в водах Северного Ледовитого океана, сфотографироваться с тросом в руках, якобы буксирующим ледокол.

На обратном пути ледокол проходит мимо Земли Франца-Иосифа, состоящей из 192 небольших островов. ЗФИ входит в национальный парк «Русская Арктика». Здесь туристы увидят и белых медведей, и моржей, когда их на быстросходных лодках «Зодиак» группами по 8-10 человек будут высаживать на берег. Там же предоставляют возможность посмотреть на Арктику и на ледокол с высоты птичьего полета, поднявшись в небо на вертолете.

Если повезет, с острова Гукера можно будет отправить почтовую открытку и побывать на острове Чамп, на берегу которого лежат крупные камни идеально круглой формы.

На островах ЗФИ туристы знакомятся с историей поселения Арктики и Северного полюса, узнают об экспедициях Георгия Седова и Георгия Брусилова.

На вертолете туристов доставляют на мыс Норвегия, где в 1896-1897 годах зимовал Фритьоф Нансен после неудачной попытки достичь Северного полюса. Спустя 12 дней с момента старта ледокол возвращается в Мурманск.

Туристы всегда удивляются, как атомный ледокол преодолевает двух-трехметровые льды. Автору этих строк во время плавания на атомном ледоколе «Арктика» на Диксон довелось общаться с боцманом, который, травя байки матросам, рассказывал, как он объясняет своим сельским землякам способность атомохода преодолевать льды. Днище атомных ледоколов выкрашено специальной краской «Инерта», которая препятствует налипанию льда. Вот боцман и говорил: «Видите, днище ледокола красное. Атомные реакторы раскаляют корпус до красноты, и ледокол проплавливает лед». И ведь верили.

Дети, Конюхов и Олимпийский огонь

Но не только с туристами ходили атомные ледоколы на Северный полюс. Атомный ледокол «Россия» в мае-июне 2007 года обследовал дно Северного Ледовитого океана с целью получения доказательств о том, что хребт Ломоносова является продолжением российского континентального шельфа, а 24 июня на этом же ледоколе экспедиция «Арктика-2007» вновь отправилась к Северному полюсу, чтобы в точке географического Северного полюса осуществить погружение на глубоководном аппарате «Мир-1» и, достигнув дна, установить там флаг России и капсулу с посланием потомкам.

В октябре 2013 г. капитан Валентин Давыдянец доставил на борту ледокола «50 лет Победы» олимпийский факел на Северный полюс. Этот факел – один из 14-ти официальных факелов, в которых Олимпийский огонь путешествовал из Афин в Сочи. Представители восьми стран, чьи берега омывает Северный Ледовитый океан, торжественно зажгли олимпийский огонь на льдине.

Впервые в истории арктического морского судоходства был покорён Полюс во время полярной ночи. В том мероприятии приняли участие представители восьми стран, входящих в Арктический совет: России, Норвегии, Финляндии, Швеции, Канады, США, Исландии и Дании.

17 августа 2017 года был выполнен юбилейный рейс в честь первого покорения Северного полюса атомным ледоколом «Арктика». В этом рейсе установлен рекорд скорости плавания от Мурманска к Северному полюсу – за 79 часов.

В тематический рейс в честь 60-летия атомного ледокольного флота атомоход «50 лет Победы» отправился 13 августа 2019 года. На борту атомохода находились 124 участника, из которых 70 – это дети: воспитанники образовательного центра «Сириус», ребята из проекта «Школа «Росатома». На Северном полюсе они развернули флаг России.

11 июля 2021 года к Северному полюсу стартовал атомный ледокол «50 лет Победы» с экспедицией Федора Конюхова, который в специальной палатке провел на льдине две недели.

Тогда же атомный ледокол «50 лет Победы» встретился на «макушке планеты» с гибридным ледоколом класса люкс Le Commandant Charcot, принадлежащим французской судоходной компании Compagnie du Ponant, на котором находились туристы Клуба путешествий Special.

24 августа 2023 года атомный ледокол «50 лет Победы», возвратившийся с Северного полюса, у причала ФГУП «Атомфлот» встречали глава «Росатома» Алексей Лихачев и директор Дирекции Северного морского пути Вячеслав Рукша. Этот поход к макушке планеты был с участниками экспедиции «Ледокол знаний. Homo Science project». В нем приняли участие 87 одаренных детей из

41 региона России, победителей и призеров всероссийских конкурсов и олимпиад.

С 2019 года на Северном полюсе побывало около 300 детей.

Проводник недропользователей

Конечно же, атомные ледоколы создавались не для арктического туризма, а для продления навигации в западном районе Северного морского пути. Именно благодаря атомным ледоколам в настоящее время обеспечивается Северный завоз, вывоз углеводородного сырья, СПГ и природных ресурсов потребителям России и на экспорт. Благодаря атомному ледоколу «Россия» удалось провести работы, необходимые для подтверждения права России на арктической шельф.

В мае-июне 2007 года по заданию Минприроды и Федерального агентства по недропользованию на атомном ледоколе «Россия» группа ученых ВНИИ океанологии во главе с директором института Валерием Каминским больше месяца работали в Арктике с целью подтверждения данных о том, что шельф Северного Ледовитого океана является продолжением Сибирской континентальной платформы.

Минимальная стоимость путевки составляет 2,6 млн рублей на одного человека, или около \$30 тыс.

Дело в том, что еще в 2001 году Россия заявила о своих правах на шельф, утверждая, что территория является продолжением континентальных плит, и согласно международному праву, подпадает под нашу юрисдикцию. В ООН попросили предоставить дополнительные доказательства.

В том походе атомный ледокол «Россия» пришлось на время переоборудовать в научно-исследовательское судно. На его борту было размещено около ста тонн научного оборудования, развернуты исследовательские лаборатории.

Экспедиция проходила в тяжелой ледовой обстановке. Атомному ледоколу приходилось преодолевать трех-четырёхметровые льды. Научные исследования были начаты от мыса Арктический Северной Земли, а на хребте Ломоносова – от Новосибирских островов до 84-го градуса северной широты.

Сейсмоакустические исследования позволили получить данные по 690 километрам подводного хребта. Были выполнены 35 станций по отбору донного грунта на глубину до 10 метров, проведены телефотозондирование и гравиметрические исследования.

В это время года в таких высоких широтах не было ни одно надводное судно.

Выполняя научные изыскания на шельфе в районе хребта Ломоносова (хребет напоминает огромное горное плато, шириной примерно 100 миль и в длину 1240 миль, простирающееся между Россией и Гренландией), в том числе глубинное сейсмическое зондирование, российские ученые установили непрерывность геологических структур. Это, по их мнению, дало возможность России претендовать на шельфовую зону размером 1,2 млн км².

С борта «России» были высажены девять ученых для одновременного проведения исследований уже на базе.

После обработки полученных данных, в 2015 году в ООН были поданы документы для подтверждения права России на эти арктические территории. На эту же часть шельфа претендовали датчане и канадцы.

Изучив предоставленные документы, подкомиссия ООН признала геологическую принадлежность части территории Арктики к продолжению континентального шельфа России. Присоединение хребта Ломоносова, котловины Подводников, поднятия Менделеева, южной оконечности хребта Гаккеля и зоны Северного полюса позволят прирастить запасы углеводородов как минимум на пять миллиардов тонн условного топлива.

Нельзя не отметить, что США не подписали Конвенцию ООН по морскому праву и не признают решения подкомиссии ООН. Это еще сыграет свою роль в борьбе за арктические ресурсы, тем более что США легко вносит коррективы в международное право.

Спустя ровно месяц после возвращения атомного ледокола «Россия» из экспедиции, ледокол вновь ушел в Арктику, прокладывая путь во льдах к Северному полюсу для НИС «Академик Федоров». Новую экспедицию, являющуюся продолжением исследований, возглавил известный полярник Артур Чилингаров. В экспедиции приняли участие более 100 ученых из десятка российских институтов и ряда зарубежных научных центров. Исследования с использованием глубоководных аппаратов «Мир» и современной аппаратуры позволили уточнить границы российского шельфа.

После выполнения экспедиций на Северный полюс атомный ледокол «Россия» и судно «Академик Федоров» продолжили выполнение задач, поставленных Морской коллегией при Правительстве России. «Академик Федоров» развернул новую российскую дрейфующую станцию «СП-35», члены которой выполнили большой объем исследований в Арктике. Что касается атомного ледокола «Россия», то он выполнил очередной этап исследований арктического шельфа в районе хребта Ломоносова. В экспедиции приняли активное участие ученые и специалисты Института проблем морских технологий Дальневосточного отделения Российской академии наук. Исследования выполнялись с помощью глубоководного спускае-

мого аппарата «Клавесин-1Р» на глубинах до 1600 метров на площади 50 квадратных километров. Результаты исследований стали важным звеном в цепи научных работ по изучению континентального шельфа.

Автору этих строк во время посещения атомного ледокола «Россия», после его возвращения с Северного полюса, довелось не только увидеть на вертолетной площадке аппарат сигарообразной формы, похожий на торпеду, но и пообщаться с заместителем главного конструктора, одним из создателей «Клавесина -1Р» Николаем Рыловым.

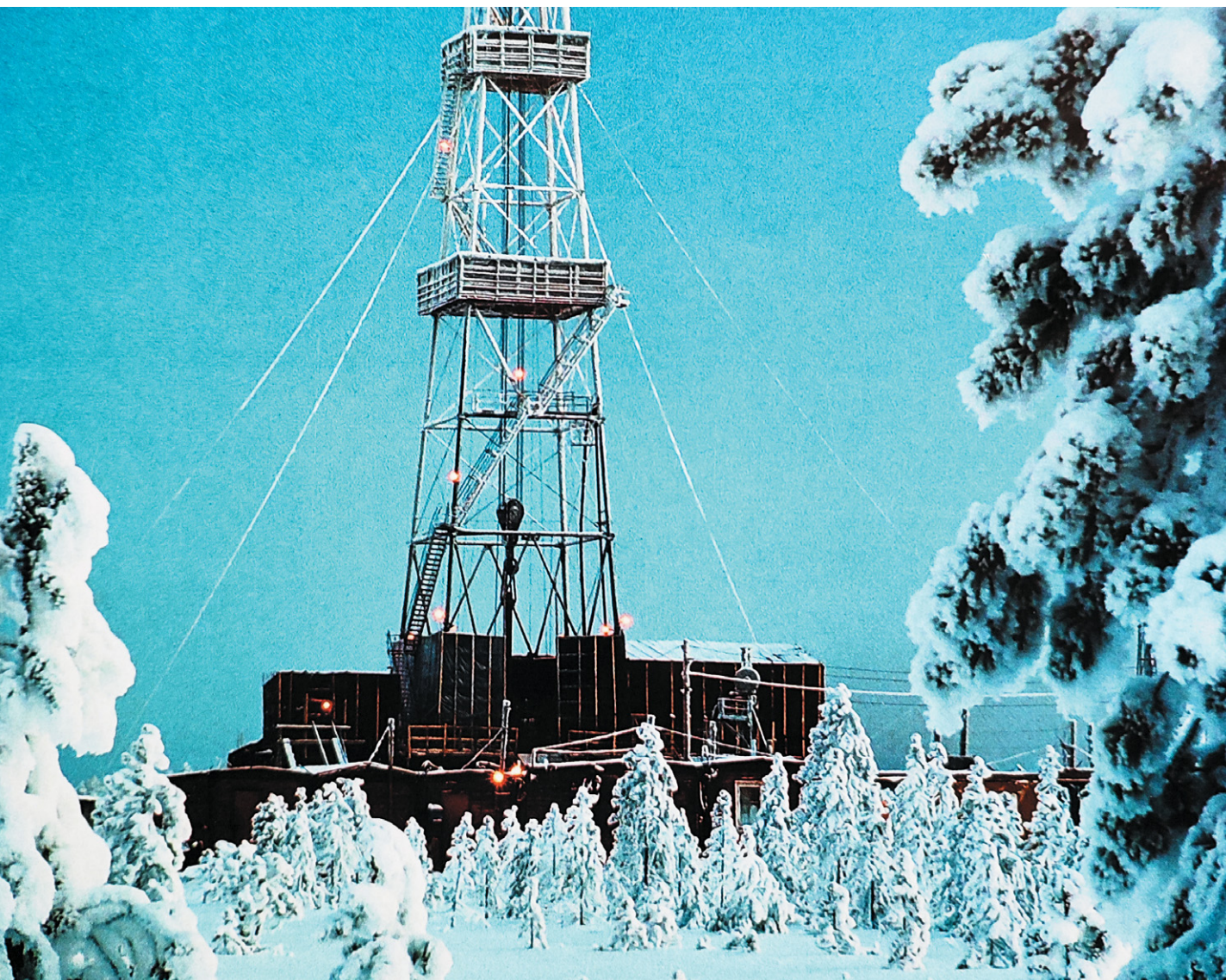
Он отметил, что без атомного ледокола обеспечить исследования хребта Ломоносова было бы невозможно. «Клавесин-1Р», автономный подводный исследовательский аппарат, длиной 5,5 метров, диаметром 0,9 метра и массой 2,6 тонн имел уникальные возможности. Оснащенный телевизионными системами, гидролокатором бокового обзора, акустическим профилографом, позволяющим просвечивать грунт на 50 метров, он мог работать на глубинах до 6000 метров, находясь под водой в автономном плавании 48 часов. Управление аппаратом осуществлялось по гидроакустическим каналам связи. С помощью аппарата всего за двое суток была выполнена гидроакустическая съемка 50 км² хребта Ломоносова. Был получен не только профиль дна, но и характеристики грунта.

В ходе исследовательского спуска «Клавесин – 1Р» удалялся от борта атомного ледокола «Россия» на 15 километров, находясь под водой во время первого спуска 21 час, во время второго – 10 часов. Проблем с возвращением к месту спуска не было, даже с учетом того, что в результате дрейфа льдов атомный ледокол относилось в сторону на 12 километров.

Следует отметить, что аппараты Института проблем морских технологий Дальневосточного отделения Российской академии наук к тому времени уже находили применение на практике. Они работали на месте гибели атомной подводной лодки «Комсомолец», где глубина моря превышала 2000 метров. С их помощью исследовалось дно Балтийского моря в месте будущей прокладки Северо-Европейского газопровода.

Дальнейшим развитием «Клавесин-1Р» стало появление автономного необитаемого подводного аппарата «Клавесин-2Р-ПМ». С 2009 года его разрабатывало конструкторское бюро морской техники «Рубин».

России принадлежали приоритеты в изучении Арктики и дна арктических морей благодаря исследованиям, проводимым в советские годы. В нашей стране была создана карта рельефа дна Северного Ледовитого океана и прилегающих морей, которая была представлена в ООН и занесена в книгу рекордов Гиннеса. Тогда же было сделано и геологическое описание побережья и шельфа арктического бассейна, что послужило основой установления границ исключительной экономической зоны СССР. ❏



НЕФТЬ, ГАЗ, ЛЮДИ, СКАЗКИ И НОВЫЙ ГОД

АЛЕКСЕЙ ШУЛЬГИН

Член Союза писателей

Вот и наступил Новый год – год Дракона. Как известно из сказок, – огнедышащего. А чем изрыгает пламя дракон? Бензином, керосином, сырой нефтью, газом? Я ответить не могу. Но подозреваю, что год должен быть для отечественного ТЭКа счастливым, чего как автор от души желаю.

А вообще, нефть нас «подкарауливала» с детства. С детства нам прививали понятие о значимости нефти в промышленности. Даже на страницах знаменитого журнала «Мурзилка» в 1971 году нам, ребятам, писали вот о чем: «Нефтяники люди смелые и умные. Они раскрыли, в каких местах любит прятаться нефть, и открыли уже много нефтяных месторождений. В этой пятилетке наши нефтяники получили задание: разведать новые нефтяные месторождения, дать стране больше нефти». Воспитание и развитие ребенка в советское время начиналось еще с дошкольного возраста, и вот уже дети узнают, что нефть нужна рыбакам, морякам, животноводам, шоферам, летчикам, овощеводам, птицеводам и им самим, детям, нужна нефть, ведь из синтетической смолы делались игрушки.

Цари и добыча нефти

Значение нефти для развития Государства Российского было осознано в середине XIX века. А 1 февраля 1872 года император Александр II подписал высочайший указ «Правила о нефтяном промысле», тем самым озвучив государственную монополию на нефть. В цифрах это выражается так: за период с 1850 до 1862 годов Россия

в среднем добывала 239 тыс. пудов ежегодно, в 1863 году начался подъем: добыча увеличилась до 340 тыс. пудов сырой нефти. Может показаться невероятным, но за 13 лет правления императора Александра III добыча нефти увеличилась на 1468%. А доля России в мировом промышленном производстве составляла в 1881-1885 годах – 3,4%. Что касается внутреннего пространства страны, то формат обустройства практически не менялся на протяжении столетий. В этой связи любопытна пометка императора Александра III на рапорте иркутского генерал-губернатора: «Уж сколько отчетов генерал-губернаторов Сибири я читал и должен с грустью и стыдом сознаться, что правительство до сих пор почти ничего не сделало для удовлетворения потребностей этого богатого, но запущенного края. А пора, давно пора». При Николае II развитие продолжилось, но мешали политические факторы (революция 1905 года, Русско-японская война, Первая мировая война, Октябрьский переворот). Хотя именно при Николае Кровавом зародился трубопроводный транспорт нефти. Великий ученый-химик Д.И. Менделеев пролоббировал постройку самого длинного на тот момент (883 километра) трубопровода Баку-Батуми. К концу XIX века российская экономика набирала обороты. «Темпы роста царской экономики были относительно высоки с точки зрения мировых стандартов конца XIX-начала XX веков. Россия принадлежала к группе стран с наиболее развивающейся экономикой, как США, Япония и Швеция», – к такому выводу пришел американский ученый П. Грегори. События 1905 года и Русско-японская война повлияли на экономику. Газета «Нефтяное дело» за 1906 год отмечала: «По приблизительному подсчету общая добыча нефти в 1905 году выражается в 410 млн пудов, по сравнению с 1904 г. на 216 млн менее. Этим колоссальным недобором не ограничиваются, однако, последствия событий, пережитых в прошлом году». Как потом станет очевидно, во многом упадок экономики привел к краху Империи. «История развития русского нефтяного дела есть история борьбы с раньше окрепшей нефтяной промышленностью Северо-Американских Соединенных Штатов», – к такому выводу в 1913 году пришли экономисты братья С. и Л. Першке.

«Не подлежит сомнению тот факт, что в нефтяной промышленности царской России господство монополий и иностранного капитала было особенно сильным. Перед первой мировой войной три компании («Рашен дженерал ойл компани», «Шелл» и «Товарищество Нобель») владели 88% всех акционерных капиталов отрасли и контролировали 60% всей добычи нефти в России. Самыми крупными магнатами русской нефти стали Нобель и Ротшильд. И как итог – к 1917 году в руках иностранных фирм оказалось 75% торговли нефтепродуктами в России», – пишет сталинский нарком Байбаков.



Ленин и нефть

Вождь мирового пролетариата понимал цену нефти для становления молодой Советской республики, в письме к соратникам И.Т. Смирнову и Г.К. Орджоникидзе писал в своей цинично-жесткой манере: «Нам до разреза нужна нефть, обдумайте манифест населению, что мы перережем всех, если сожгут или испортят нефть и нефтяные промыслы, и наоборот, даруем жизнь всем, если Майкоп и особенно Грозный передадут в целости...». В 1921 году он отправил членам Политбюро «Письмо о нефтяных концессиях», где требовал в кратчайшие сроки найти концессионеров, готовых на условиях советского правительства начать разработки на промыслах, добычу нефти. Если вспомнить, что национализация фабрик и заводов началась в 1918 году, можно сказать об особом отношении главы государства к нефтяной промышленности. Вот один курьезный случай из истории: член президиума Бакинского Совнаркома Саак Тер-Габриэлян описывал свою встречу с Лениным: «Часа три я рассказывал о том, что у нас происходит. Он мне задает вопрос: «А что вы думаете делать?» Я говорю, что нужно объявить национализацию нефтяной промышленности. «Спасибо, – говорит, – мы уже донационализировались...» Зовут наркома финансов РСФСР И.Э. Гуковского.

– Как вы думаете, Исидор Эммануилович, насчет национализации нефтепромыслов?

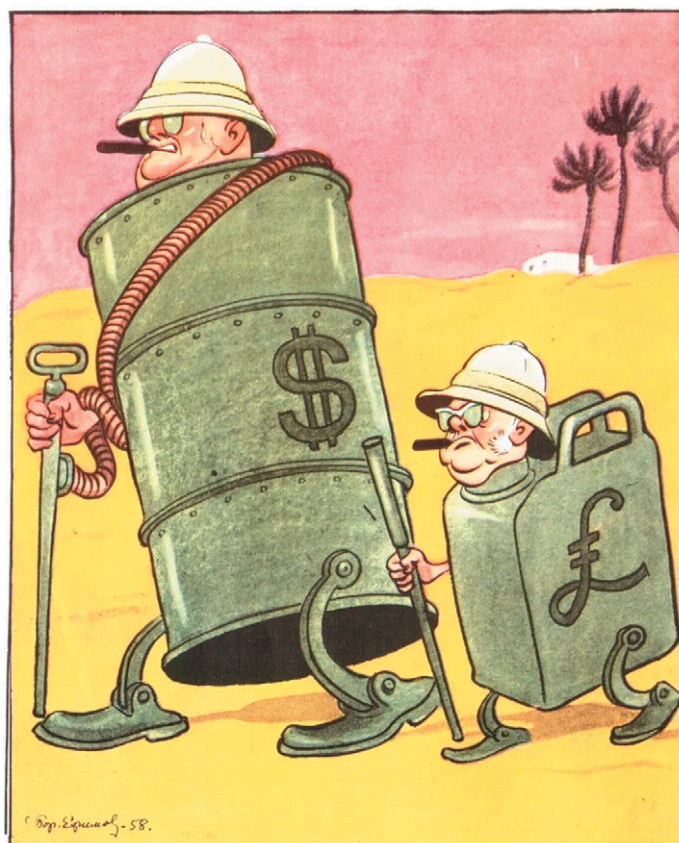
– Боже упаси!

Ленин дал записку А.И. Рыкову, председателю ВСНХ. Поехал я к Алексею Ивановичу. «Нет, – говорит, – не можем [национализировать – Прим. ред.], это значит погубить нефтяную промышленность».

Подробно останавливаюсь на этом факте потому, что нужно признать: именно в советское время произошел расцвет нефтяной промышленности.

Горький увидел в нефтепромыслах ад

Максим Горький, вернувшийся в СССР, не мог обойти нефтяную тему. В 1928 году он приехал на промыслы «Азнефти», как и все советские писатели того времени, в творческую командировку. В том же году писатель публикует очерк в журнале «Наши достижения»: «В Баку я был дважды: в 1892 и 1897 годах. Нефтяные промыслы остались в памяти моей гениально сделанной картиной мрачного ада. Эта картина подавляла все знакомые мне фантастические выдумки устрешенного разума, все попытки проповедников терпения и кротости ужаснуть человека жизнью с чертями, в котлах кипящей смолы, в неугасимом пламени адовом. Я – не шучу. Впечатление было ошеломляющее. За несколько дней перед тем, как я впервые очутился в Баку, на промыслах был пожар, и над вышками, под синим небом, еще стояла туча дыма,



ПАЛОМНИКИ К НЕФТЯНЫМ МЕСТАМ

такая странно плотная, тяжелая, как будто в воздух поднялось несколько десятин чернозема. Когда я и товарищ мой Федор Афанасьев шагали по песчаной дороге, жирно пропитанной нефтью, подходили к Черному городу и я увидел вершины вышек, воткнувшиеся в дым, мне именно так и показалось: над землей образована другая земля, как бы второй этаж той, на которой живут люди, и эта вторая земля, расширяясь, скоро покроет небо вечной тьмой. Нелепое представление усилилось, окрепло при виде того, как из одной вышки бьет в тучу фонтан черной грязи, точно землю стошнило и она, извергая внутреннее свое, расширяет дымно-масляную крышу над землей». Мрачная картина, привидевшаяся Горькому, конечно, нарисована сгущенными красками, черно. Но ведь условия труда тогда были далеки от норм промышленной безопасности.

Синтетический каучук, Апшерон и гравюры

Увлечение гравюрами А.П. Остроумовой-Лебедевой привело меня к великому русскому ученому Сергею Васильевичу Лебедеву – творцу промышленного способа получения синтетического каучука. Благодаря Лебедеву в СССР появилась отдельная отрасль. Открытие же мирового значения было сделано еще в 1909 году, когда уче-

ный впервые получил и исследовал дивиниловый каучук. Полимеризация углеводов – конек Сергея Васильевича, именно ему обязана Россия разрешением проблемы синтетического каучука. С ним по промыслам на Апшеронском полуострове в 1916 году ездила молодая жена, Анна Петровна Остроумова-Лебедева, фиксировавшая увиденное; как результат – акварели нефтяных вышек в Баку. В дневниках ее можно прочесть, как «запах нефти и агрегатов заполняли воздух и отравляли легкие». Остроумова-Лебедева подробным образом зарисовывала и лаборатории Опытного завода синтетического каучука, где трудился Сергей Владимирович. «Необходимость создания сырьевой базы резиновой промышленности, независимой от импорта, побудила ВСНХ в начале 1926 года объявить конкурс на лучший способ получения синтетического каучука», – писала советская пресса. 30 декабря 1927 года каучук с описанием способа получения был отправлен в жюри конкурса. Сырьем для получения дивинила Лебедев выбрал нефть. ВСНХ отпустил средства на дальнейшую разработку, а СССР получил собственный, отечественный каучук.

Сталин и Кукрыниксы



Со Сталиным можно связать первые грандиозные успехи отечественной нефтяной отрасли. При грозном генсеке на нефть обратили пристальное внимание. В 1930 году академик И.М. Губкин писал: «Разумеется, праздну было бы задаваться вопросом, что важнее металл ли для производства тракторов или топливо для того, чтобы пустить эти трактора в ход». А на XIV съезде ЦК ВКП (б) прозвучали судьбоносные слова: «... воевать без нефти нельзя, а кто имеет преимущество в деле нефти, тот имеет шансы на победу в грядущей войне». Энтузиазм советских людей давал результаты, порой стахановские – легендарные. И.В. Сталин в 1931 году поздравлял нефтяников, выполнивших пятилетний план в два с половиной года. «Приветствую рабочих и административно-технический персонал «Азнефти» и «Грознефти» с выполнением пятилетки в два с половиной года. С победой, товарищи!» К 1940 году в ЦК наметился план развития нефтяной промышленности, в котором, в частности, говорилось: «Заложены основы новой мощной нефтяной базы в районах западного и южного Уральского хребта – по Уральской области, Башкирии и ряд других».

В конце 1920-х, начале 1930-х появились знаменитые карикатуры Б. Ефимова и Кукрыниксов, на которых буржуи тянут свои когтистые руки к «черному золоту». Сколько десятков рисунков увидели граждане в «Правде», «Известиях», «Огоньке» и «Крокодиле». Феноменальная галерея портретов и сюжетов, связанных с нефтью появлялась в газетах и журналах СССР с конца 1920-х до начала 1990-х годов за подписью патриархов Кукрыниксов и Бориса Ефимова и многих других художников. Хотя порой жизнь висела на волоске. «Я уже был готов к аресту. Собрал все необходимое для такого случая. Но меня почему-то не трогали. Только много лет спустя я узнал, что на меня было заведено дело, в котором я «во всем признался», но поскольку я был все-таки известным художником, «следственное дело» должен был утвердить «Хозяин». А он сказал: «Не трогать!» Потом я узнал из достоверных источников, что он внимательно знакомился с моими карикатурами – они ему нравились» – делился своими воспоминаниями Б.И. Ефимов.

Гитлер и кавказская нефть

Грозные события 1941 года – Великая Отечественная война – стали суровым испытанием для советского народа и правительства. 3 июля 1941 года начальник генштаба сухопутных войск Гальдер записал в дневнике выступление Гитлера перед генералитетом Вермахта: «Пришло время заглянуть вперед. Речь идет об открывшейся возможности завладеть Донбассом и Кавказским нефтяным районом. Для операции на Кавказе потребуются крупные силы, но за нефть следует платить любую цену. Тем более что захват Кавказа позволяет оккупировать

СОПЕРНИКИ

Рис. Бор. ЕФИМОВА



Политико-экономическая дуэль на Ближнем Востоке и её жертвы

Иран, оседлать перевалы на ирано-иракской границе». 1 июля 1942 года фюрер приказал: «Если я не получу нефть Майкопа и Грозного, я должен покончить с этой войной». Брошены были огромные силы противника для решения задачи. Советское правительство готовило ответный удар.

Никуда, говоря о советской нефти, не деться от мемуаров Н.К. Байбакова. Его история о консервации скважин в 1942 году сегодня звучит невероятным анекдотом. Сталин назначил Байбакова уполномоченным ГКО по уничтожению нефтяных скважин и нефтеперерабатывающих предприятий в Кавказском регионе. Генсек дал приказ: лети к Буденному, на месте решай вопрос. Байбаков прилетел на фронт и, встретившись с маршалом Буденным, сказал: «Семен Михайлович, давайте команду на проведение спецмероприятия!» На что герой Гражданской войны заявил: «Коля, не торопись. Моя кавалерия остановила танки». Но Байбаков взял инициативу на себя. Все в итоге кончилось триумфом Байбакова: скважины были уничтожены, 600 вагонов с оборудованием ушли на восток страны, в Грозный вывезли всю добытую нефть. Фашистам ничего не досталось. Вспоминая Сталина, Байбаков всегда возвращался к сцене: «Не забыл я и того, как Сталин постучал пальцем в висок, произнося: «Выбор здесь»... Да, нужно думать самому, как действовать»...

ХМАО и огонь великана Тусавэя

Нефть меняла жизнь целых регионов. С чего все началось? С простого синего бланка телеграммы: «Срочная. Тюмень. Нефтегеология. Шиленко. Выброс при подъеме инструмента. Давление на устье 75 атмосфер. Срочно ждем самолет. Сурков». Телеграмма отправлена из райцентра Березово, где, кстати, доживал век опальный сподвижник Петра Великого Александр Меншиков. Телеграмма, отправленная 21 сентября 1953 года, ознаменовала начало эпохи тюменской нефти. Сейчас без иронии не вспомнить поговорку: «Тюмень – столица всех деревень». Гигантский промышленный центр, чтобы понять масштаб, прочтем: «Тюменский территориально-производственный комплекс раскинулся на огромном пространстве, где могли бы свободно разместиться Франция, ФРГ, Италия и Великобритания, вместе взятые». Названия нефтяных городов – Нижневартовск, Надым, Сургут, Новый Уренгой – для бывалых людей, поездивших и повидавших, ласкают слух. У хантов и манси (коренных жителей тайги и тундры) есть легенда о добром великане Тусавэе, «который владел голубым огнем, согревавшим землю. Все двенадцать лун не замерзали тогда речки, богатые рыбой, жирели на сочных травах олени. Но не нравилось это злой птице Минлей, при-

носившей на своих крыльях ночь. Стала бороться с добрым великаном злая птица. На восьмой день не выдержал Тусавэй, спрятался под землю. С тех пор холодно стало в тундре, и на полгода покрывает ее мрачная ночь. И ждали люди богатыря, который освободил бы Тусавэя, голубой огонь из-под земли достал». И ведь в каждой сказке – есть доля правды: пришли советские нефтяники на Север, добыли «голубой огонь», газ, освободили, значит, Тусавэя.

Уже во второй половине XX века труд на промыслах изменился. «Чертей Горького» там уже было не увидеть. На земле Тусавэя, в ХМАО, со временем стало можно работать в относительно комфортных условиях. На страницах старого журнала за 1970-е годы читаешь: «Более полумиллиона человек живут сейчас в некогда безлюдных местах, продолжая разработку месторождений, сооружая города и поселки, прокладывая транспортные и энергетические линии. Тюменский Север обживается всерьез и надолго. Север способен приворожить к себе и белыми ночами, и лаконичными пейзажами, где лиственницы похожи на ажурные мачты ЛЭП, и звонкими реками с экзо-

тическими названиями, и фантастической яркостью осенней тундры». В памяти поездка в Тюмень в 2000-х годах. Богат край, 64% разведанных запасов нефти хранит земля. Где тысячелетия назад ходили мамонты, теперь стоят города... Жили там ненцы, ханты и манси. Сегодня население разнорасовое. Являлся в эти дикие места обживать – Ермак Тимофеевич. В Петербург оттуда поехал Григорий Распутин.

Викторина в «Огоньке»

Вот журнал «Огонек» 1968 года, а в нем викторина. Непростая викторина – нефтяная: «Нефть Дашлары». Советскому читателю загадывали загадки нефтяники. Вот несколько вопросов: «Всем известно, что представляют собой шахты для добычи угля, руды и других полезных ископаемых. Наверное, многие слышали о значении таких слов, как шахтный ствол, шахтная проходка и т.д. А что такое шахтовое направление?» Или «На фотографии показан неожиданный синтез: старое и новое, техника сегодняшнего дня и устаревшая конструкция. Наш вопрос: что изображено на фотографии и как мог возникнуть такой странный симбиоз?» (см. изображение).

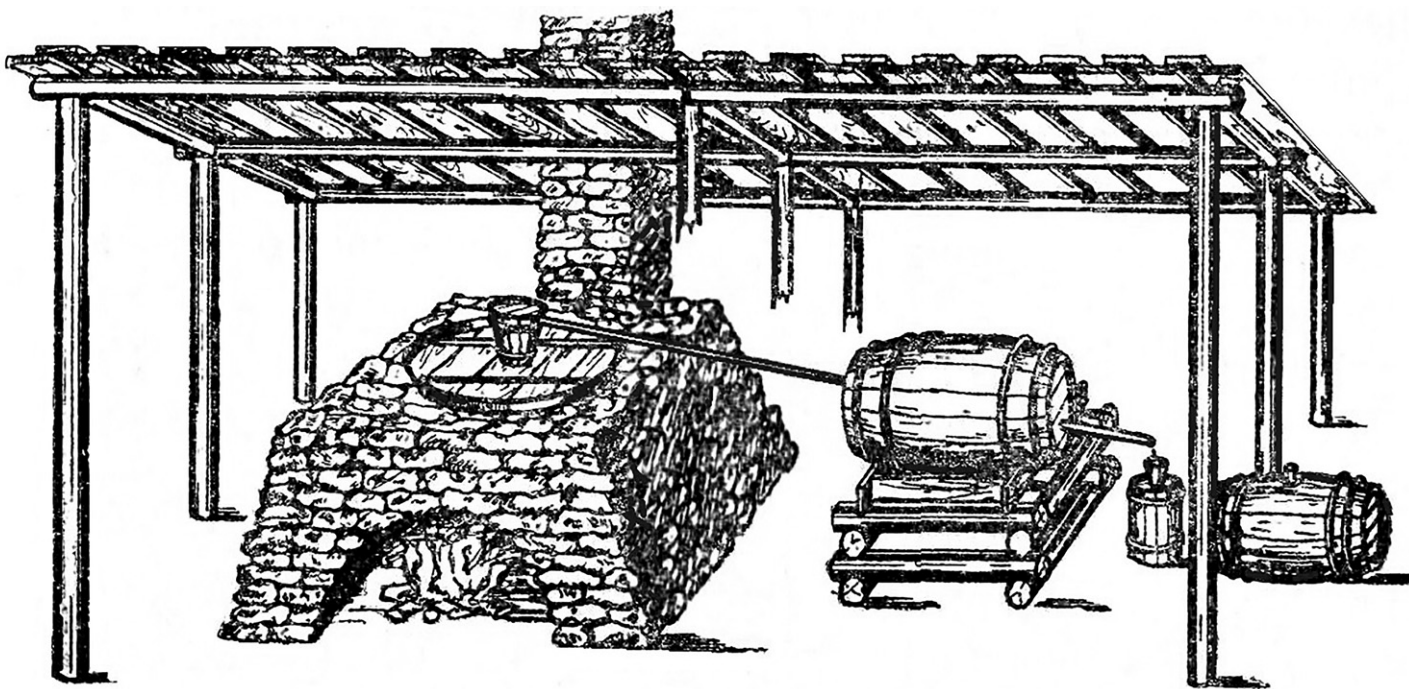
Каково! Я, признаюсь, поломал голову над вопросами популярного еженедельного журнала. Согласитесь, задавалась определенной высотой для интеллектуальной жизни. Сейчас такого я не наблюдаю в массовых СМИ. А жаль. Полосу с викториной привожу в виде иллюстрации и как культурный артефакт.

В моем понимании, всякое историческое явление связано с конкретной выдающейся личностью. Российское нефтяное дело неразрывно связано с именами подвижников: С.М. Шибаева, П.И. Губонина, В.Г. Шухова, В. Лебедева, Д.И. Менделеева, Л. Нобеля, А.В. Бари, М.К. Сидорова, В.И. Rogozина... И сегодня работают подвижники, чьими трудами и открытиями развивается отрасль. Слава богу, так было и так будет.

А вот слова основоположника нефтяного дела в России И.М. Губкина, эти слова нужно повторять и повторять: «Нам не приходится жаловаться на природу. Щедро, как ни в какой другой стране, она собрала в недрах Советского Союза минеральные богатства. Нужно только уметь к этим богатствам подойти, уметь их изучить и приняться за их использование. Среди тех богатств, которые содержатся в земной коре и которые называются полезными ископаемыми, первое место по значению для человечества принадлежит нефти».

Все картинки, истории, сказки я собрал в эту новогоднюю «мозаику», чтобы показать то многообразие, уникальность, важность темы, которой посвятили жизнь тысячи людей. Как говорил Виктор Черномырдин, «жизнь прошла в атмосфере нефти и газа». Жизнь продолжается. 📖





Предполагаемый вид нефтеперегонной установки Ф.С. Прядунова

НАЧАЛО КОММЕРЧЕСКОЙ ПЕРЕГОНКИ НЕФТИ В РОССИИ

АЛЕКСЕЙ КОРШАК

ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»
(ООО «НИИ Транснефть»)

Эксперты до сих пор не могут поставить точку в вопросе – где и когда началась перегонка нефти в России. Установление истины уже напоминает настоящие баталии, и копья ломаются не по-детски. Так все-таки, что нам известно?

Существуют многочисленные исторические свидетельства использования нефтепродуктов с древнейших времен. Частично это были нефтепродукты, образовавшиеся естественным путем (к примеру, асфальт). Есть предположения, что были в ходу и нефтепродукты, полученные путем перегонки нефти. Нет сомнений в том, что множество естествоиспытателей по всему миру пробовали перегонять нефть. Но это были лабораторные опыты, в результате проведения которых количество выра-

батываемых нефтепродуктов было небольшим. Возросшие потребности человечества привели к тому, что около 300 лет назад перегонку нефти начали применять в промышленных масштабах.

До недавних пор считалось, что впервые переработка нефти в нашей стране была организована Ф.С. Прядуновым в 1745 г. на реке Ухте. Однако в начале 2000-х годов эта точка зрения подверглась массивным атакам некоторых журналистов. Критики российской истории не

Персидский ученый Ар-Рази первым дистиллировал керосин в IX веке



постеснялись поставить под сомнение мнение известных ученых нашей страны, с одной стороны, и прибегнуть к недобросовестному цитированию литературных источников – с другой. На протяжении почти двух десятилетий никто так и не вступил с ними в полемику.

В данной статье тема организации нефтепереработки на реке Ухте тщательно исследована вновь. Прежде всего, автором опровергнуты ложные тезисы, выдвинутые указанными журналистами. Во-вторых, на основе ряда литературных источников показано, что Ф.С. Прядунов действительно осуществлял коммерческую перегонку нефти. Автор статьи найдено прямое указание на это. Наконец, автором предложена реконструкция событий, связанных с организацией перегонки нефти на российском Севере.

Перегонка нефти известна с давних времен. В 1908 г. профессор Горной академии в Леобене (Австрия) Г. Гёффер писал: «Ниневия была построена на асфальтовом цемен-

Обложка книги К.В. Кострина о Ф.С. Прядунове



те; а предания подтверждают, что вавилоняне и ассирияне вываривали его из горной смолы (это одно из названий нефти), добываемой на берегах одного из притоков реки Евфрата».

Римский врач I века н.э. Ф. Кассий для получения белой нефти из черной прибегал к ее «кипячению».

Средневековый ученый Абу-Бакр Мухаммед ибн Закарийя ар-Рази в IX веке описывал и процесс перегонки: «Смешай нефть с равным количеством нашатыря и дистиллируй. Делай это до тех пор, пока она будет дистиллироваться как вода и пока огонь не перестанет воспламеняться в остатке».

Некоторые авторы полагают, что косвенным свидетельством умения наших предков перегонять нефть является сказка Шахерезады «Волшебная лампа Аладдина». Этот герой «Тысячи и одной ночи» во время своего путешествия по пещерам якобы нашел лампу, горевшую ослепительно ярким пламенем, характерным для продуктов перегонки нефти.

Утверждают, что около 1600 г. некий арабский халиф преподнес правителю Баку бурдюк, наполненный жидкостью, дававшей при сгорании чудесно яркий свет, что также характерно для продуктов перегонки нефти.

Нет сомнений в том, что множество естествоиспытателей по всему миру пробовали перегонять нефть. Но это были лабораторные опыты, в результате проведения которых количество вырабатываемых нефтепродуктов было небольшим.

Случаи коммерческой нефтеперегонки в прошлом были достаточно редкими. Долгое время считалось, что первый на территории нашей страны нефтеперегонный завод (естественно, в масштабах того времени) был построен в 1823 г. в районе г. Моздока братьями Василием, Герасимом и Макаром Дубиниными – крепостными крестьянами графини Паниной. Однако впоследствии усилиями отечественных ученых было установлено, что перегонка нефти в промышленных масштабах, т.е. с целью торговли получаемыми продуктами, применяется в нашей стране с середины XVIII века, когда архангелогородец Федор Савельевич Прядунов построил соответствующую установку на реке Ухте.

Первым вопрос именно в такой постановке в 1950 г. осветил известный экономист А.Е. Пробст [1]. Он, во-первых, собрал многочисленные свидетельства о естественных выходах нефти на Севере России, во-вторых, указал на многовековой российский опыт смолокурения с конденсацией паров скипидара, техника и технология которого аналогичны нефтеперегонке, и, наконец, в-третьих, собрал данные, свидетельствующие об использовании Ф.С. Прядуновым «передваивания» нефти.

В дальнейшем эта тема получила развитие в трудах В.М. Гуревича [2], А.Я. Кремса [3], и К.В. Кострина [4], а также поддержку такого авторитетного историка российской нефтяной промышленности, как С.М. Лисичкин [5].

Была или не была перегонка на Ухте?

Однако с 2003 г. устоявшаяся точка зрения о том, что первый нефтеперегонный завод был сооружен в России около 1745 г. на р. Ухте, стала предметом наскоков со стороны авторов статей [6-9].

Компанию начал некто Нестор Нефтин – журналист, предусмотрительно скрывший свою настоящую фамилию, т.к. самонадеянно сам себя назначил главным цензором всех публикаций, касающихся нефти и газа. Поводом для того, чтобы поставить под сомнение факт коммерческой нефтеперегонки в России в XVIII веке, стала цитируемая им информация о том, что «...19 октября 1750 г. промысел Ф. Прядунова на реке Ухте посетила комиссия Берг-коллегии, которая описала все имущество вплоть до «ушата и нефтяного ковша». Упоминание о таком значительном сооружении, как кубовая установка для перегонки нефти, в отчете данной комиссии отсутствует» [6].

В 2004 г. Н. Нефтин вновь позиционирует себя в качестве борца за научную истину, который «выметает» всяческий «исторический сор с волн Интернета» [7]. В этот раз «не повезло» г-ну В. Иваняеву, который в статье «300 лет российской нефти», по словам Н. Нефтина, «старательно реанимировал некоторые полузабытые исторические заблуждения, например мифическую притчу о «первом в мире нефтеперегонном заводе», якобы построенном Федором Прядуновым на р. Ухте в середине XVIII века. Причем в качестве основного доказательства В. Иваняев ссылается на то, что «остатки нефтеперегонного завода» обнаружил «известный исследователь русского Севера академик Т. Борноволоков».

По этому поводу Н. Нефтин снисходительно пишет: «Что ж, обратимся к статье члена-корреспондента Санкт-Петербургской академии наук Тертия Степановича Борноволокова (1764 – 1813) «Записка о доманике, горном масле и каменном угле», опубликованной в «Трудах Вольного экономического общества» в 1809 г.». Согласно Н. Нефтину, цитата из публикации Т.С. Борноволокова звучит следующим образом [7]: «По разведываниям моим узнал я, что при сих источниках бывал некогда завод для добывания нефти, но давно опустел от того, что основатель его умер... Теперь, как сказывают, не токмо видны остатки прибыточного сего заведения». На основании этой цитаты Н. Нефтин вопрошает: «Надеюсь, читатель сможет сам без труда понять, что в этом случае напрашивается одно утверждение: для безудержной фантазии г-на Иваняева нет никаких пределов. Если бы автор обратился к архивным материалам РГАДА [Российского государственного архива древних актов – Здесь и далее прим. авт.], то без труда бы убедился, что «нефтяной завод» Федора Прядунова представлял собой простейшее сооружение для сбора нефти с водной поверхности».

В этом небольшом абзаце Н. Нефтин наделал массу ошибок. Во-первых, статья Т.С. Борноволокова называется иначе: «Записка о Доманите, горном масле и каменном угле, находящихся в Вологодской губернии в Яренской округе при реках Выми и Ухте, с присовокуплением правил, как из Доманита готовить карандаш или черный мел». Во-вторых, Т.С. Борноволоков был не членом-корреспондентом Санкт-Петербургской академии наук, а членом Экономического общества и коллежским советником. В-третьих, приведенная Н. Нефтиным цитата не закончена. В первоисточнике после слов «...теперь, как сказывают, не токмо видны остатки прибыточного сего заведения» есть продолжение фразы: «но даже едва ли и кубы еще не существуют» [11]. Оно не вполне читабельно, но таковы были правила выстраивания предложений в начале XIX века. «Перевести» его на современный язык не так сложно. Достаточно учесть, что исследуемая фраза строится с использованием оборота, тождественного современному: «не только..., но и ...». И тогда она зазвучит так: как рассказывают, видны не только остатки этого прибыточного заведения (т.е. прибыльного предприятия), но даже и кубы существуют (т.е. сохранились!). Возможно, Н. Нефтин не смог его «расшифровать»? Но зачем изымать из оригинала слова, не совпадающие с его точкой зрения?

Из полной цитаты следует, что Т.С. Борноволоков – почти современник (!) Ф.С. Прядунова – знал о перегонных кубах на «нефтяном заводе» последнего. Естественно, эта информация более достоверна, чем попытка Н. Нефтина, родившегося спустя примерно 200 лет после описываемых событий, доказать, что никакой перегонки нефти Ф.С. Прядунов не производил.

Сегодня мы знаем, что под псевдонимом Нестора Нефтина скрывался А. Матвейчук – автор ряда публикаций по истории российского нефтегазового дела (забыв об осторожности, он разместил статьи Н. Нефтина на своем персональном сайте в разделе «Критический ракурс»). Поскольку публикация [7] не вызвала общественного осуждения, в 2006 г. в статье «Квадратура ухтинского нефтяного круга» [9] А. Матвейчук уже от собственного имени повторил наскоки Н. Нефтина, предъявив претензии де-факто в конъюнктурности и некомпетентности большому количеству авторитетных специалистов: члену-корреспонденту АН СССР М.А. Капелюшникову, профессорам К.В. Кострину, А.Е. Пробсту, Н.В. Тихонравову и другим.

Отстаивая свою и, соответственно, опровергая чужую точку зрения, в науке принято выдвигать некие аргументы и демонстрировать несостоятельность аргументов оппонента. У автора работ [6-9] собственных аргументов два. Во-первых, утверждается, что Ф.С. Прядунов не мог начать сбора нефти с поверхности воды на р. Ухте в 1745 году. «В деле под названием «Экстракт», хранящемся в Российском государственном архиве древних актов в Москве, имеется документ, определяющий дату официального положитель-

Реконструкция «нефтяного завода» Ф.С. Прядунова



ного решения по рассмотрению обращения предпринимателя: «1745 г. ноября 18 день по определению Берг-коллегии, а по доношению бывшей архангелогородской Берг-конторы по прошению архангелогородца Федора Прядунова велено в Архангелогородской губернии в Пустоозерском уезде в пустынном месте при малой реке Ухте завести нефтяной завод, распространя содержать тот завод довольным капиталом без остановок и ту нефть продавать» [9]. Далее А.Матвейчук цитирует указ №132 от 3 февраля 1757 г., приведенный в книге А.Шидловского «Исторические сведения о добычании нефти в Печорском крае» (Архангельск, 1908 г.) [12]: «...бывшего нефтяного заводчика Федора Прядунова жена его Федосья Сергеева дочь, да вологжанин посадской человек Андрей Иванов сын Нагавиков, прошением объявили, в прошлом де 1746 г. в августе месяце по данному Архангелогородских и Лапланских заводов из Берг-коллегии мужу ее вышеозначенному Прядунову указу построен собственным его коштом в Пустоозерском уезде в пустом месте при речке, именуемой Ухтой, нефтяной завод, который завод муж ее и производил из той нефти десятину в казну платил бездомочно». Иными словами, нефтяной «завод» Ф.С. Прядунова начал работу в августе 1746 г.

С данным аргументом никто и не спорит. Но, справедливости ради, следует отметить, что это не единственный случай, когда путают год начала строительства и год пуска предприятия в эксплуатацию. Например, во многих литературных источниках утверждается, что первенец второго Баку, нефтепровод Ишимбай-Уфа, был построен в 1936 г. На самом деле в этом году его только начали строить, а введен в эксплуатацию он был в 1937 г.

Второй аргумент автора работ [6-9] нами уже цитировался: якобы в 1750 г. комиссия Берг-коллегии не обнаружила никаких перегонных кубов на «заводе» Ф.С. Прядунова. По их мнению, это следует из составленного ею акта: «На бору двор ветхой, подрубленный сенми и кровля, баня новая при дворе, три лагуна порозших да полубочье, а в нем квашня, чаша, блюдо и нефтяной ковш, да 55 бревен, лодка новая, ушат нефтяной» [9].

Когда речь идет о технологии, то достоверность ее описания зависит от квалификации наблюдателя. Капрал Г. Голенищев и земский бургомистр Ф. Рочев, составившие процитированный акт, могли просто не понять, что находится перед ними. Ориентируясь на внешнее сходство (труба, котел, топка), т.е. рассуждая по аналогии, они вполне могли принять помещение с перегонным кубом за «баню». В пользу этой версии косвенно свидетельствует упоминание о 55 бревнах. Чтобы мыться в «бане», стоящей в бору, т.е. при неограниченном ресурсе топлива, в таком запасе дров нет никакой необходимости. Другое дело, что имелаась потребность в запасе топлива для перегонки нефти.

Таким образом, аргументы автора работ [6-9], пытающегося опровергнуть существование перегонки нефти на «заводе» Ф.С. Прядунова, неубедительны.

Более того, в написанной несколько ранее книге [10] он сам себе ответил на последующие высказывания: «Имеется указание, что после 1748 г. при определении себестоимости добычи нефти Прядунов указывал расходы на «уголье». На промысле Прядунова несложный метод сбора нефти с водной поверхности вовсе не требовал использования какого-либо топлива. Для бытовых целей вполне хватало дров, которые в окружающем лесу имелись в изобилии. Угольные залежи находились на значительном расстоянии от промысла, и транспортировка топлива требовала существенных расходов. Напрашивается возможный вывод, что наличие угля на промысле может быть объяснено необходимостью его использования в качестве топлива, обеспечивающего равномерность обогрева нефтеперегонного куба в процессе «передвойки» нефти... Он вполне мог установить куб в строении, которое для всех непосвященных выглядело бы как обычная баня».

Кроме того, А. Матвейчук почему-то «забыл» об архивных документах, обнаруженных А.Е. Пробстом, Ф. Чернышевым, К.В. Костриным и Н. Окладниковым, прямо или косвенно указывающих на осуществление перегонки нефти Ф.С. Прядуновым.

Место кустарной добычи нефти на реке Чуть (Республика Коми)



В фонде Берг-коллегии хранится документ (ЦГАДА, 1750, д. 964, лл. 10-19), из которого следует, что на своем «нефтяном заводе» Ф.С. Прядунов не только добывал натуральную нефть, но затем тут же, на своем заводе, ее перегонял – «передвоивал» [1].

Установление истины

Сохранилось «Доношение» Ф.С. Прядунова в Берг-коллегию, датированное 1749 годом (его фото приведено в статье К.В. Кострина [13]), в котором, в частности, говорится: «В прошлом 1746-м году в сентябре месяце, в бытность у архангелогородского Порты амбургского купца иноземца Родиона Родионова сына Фабрина, просил я ... чтобы он при начале сысканной мной в той же архангелогородской Губернии в Пустозерском уезде при малой реке, именуемой Ухте, материальной и двоенной нефти взял и послал в анбурх [Гамбург] и двоенной [перегнанной] нефти от меня..., взяв в анбурх и послал, а там доктором и физиком пробовано и что по пробе явилось, о том ко мне из анбурха прислано на немецком языке письмо, которое Государственной Берг-коллегии за известие при сем доношении прилагаю.

К сему доношению Федор Прядунов руку приложил» (ЦГАДА, ф. 271, Берг-коллегия, кн. №1094, лл. 178-182).

Откуда была эта «двоенная» нефть, если не с берегов реки Ухты? Ведь официально перегонку ухтинской нефти Ф.С. Прядунов осуществил в лаборатории Берг-коллегии только в октябре 1748 г. «Того ж октября 19 дня означенной Прядунов скаскою в Берг-коллегии показал: привезенной-де им, Прядуновым, достаток в 746-м и в 747-м годах майя по первое число в Пустозерском уезде при речке Ухте российской нефти в Москву Берг-коллегии в лабораторию сорок пуд, которая-де им, Прядуновым, вся передвоена, а по передвойке явилось чистой нефти две трети весом 26 пуд 26 фунтов с половиною, и из оной нефти по временам, когда ему потребно было, взял и в разных местах разным людям продавал в рознице фунт от 50 коп.

и до рубля, да в дворцовую конюшенную контору продано им, Прядуновым, передвоенной же чистой нефти 2 пуда по 30 руб. пуд» (ЦГАДА, ф. 271, оп. 1, д. 934, л. 76 об) [14].

Один из аргументов в пользу осуществления перегонки нефти Ф.С. Прядуновым на реке Ухте нам невольно дает тот же А. Матвейчук, который пишет: «Недавно архангельский краевед Н. Окладников обнаружил в Архангельском государственном архиве письмо Федора Прядунова (август 1744 г.) о его желании приобрести в частное владение Шаховский медеплавильный завод, который находился за рекой Двиной, в 14 верстах от Архангельска... Как свидетельствует архивный документ, он приобретал завод для организации на нем «двоения» нефти, которую собирался добывать на р. Ухте» [6]. По нашему мнению, из этой информации следует, что Ф.С. Прядунов задумал перегонку нефти давно и шел к цели осознанно и целеустремленно.

И, наконец, последнее. Исследователи Республики Коми установили [14], что «яренский купец М.С. Баженов, который добывал нефть на р. Ухте в 1766 и 1767 гг., предпринял попытку перегонки нефти. Свою «фабрику для перепуска [выделено автором] нефти» он построил в одной из деревень Ляльской трети Яренского уезда (ЦГАДА, ф. 609, оп. 1, д. 645, л. 512 об)». Однако о перепуске нефти рассказывал в 1750 г. комиссии, направленной Берг-коллегией, и работник Ф.С. Прядунова Иван Ануфриев: «В прошлом 749-году он ... на заводе оном с товарищем мезенцом Антоном Ванюковым был и нефти промышлял, и в промыслу оной по примеру может быть пуд или как, ибо не вешана и не перепускана» [15]. Вопрос: если в первом случае слово «перепускать» означает перегонку нефти, то что оно означает во втором? Ответ, полагаем, очевиден: найдено давно разыскиваемое доказательство осуществления перегонки нефти Ф.С. Прядуновым на р. Ухте!

По нашему мнению, события, приведшие к началу перегонки нефти в России, развивались следующим образом. В 1733 г. Ф.С. Прядунов совместно с Е. Собиным и Ф. Чирцовым обнаружил серебряную руду на Медвежьем Острове в Арктике. За это Императрица пожаловала им 3000 рублей [16] – весьма большие деньги по тем временам. Отсюда следует, что Ф.С. Прядунов был человеком не только предприимчивым, но и обеспеченным для начала нового дела.

Несомненно, знал он и о практике смолокурения на российском Севере, технология которой аналогична перегонке нефти.

Побывав в 1741 г. на реке Ухте, где Ф.С. Прядунов по поручению Архангелогородской Губернской Канцелярии собирал «ясак» [налог], он прослышал о естественных выходах нефти в том районе и решил организовать ее сбор, а также перегонку. О том, что это было именно так, свидетельствует попытка Ф.С. Прядунова приобрести в августе 1744 г. Шаховский медеплавильный завод с тем, чтобы реализовать там «двоение» нефти. Сделка сорвалась. По-

Памятник Ф.С. Прядунову в г.Ухте



этому он был вынужден осуществлять перегонку нефти на месте ее добычи.

Практически со 100%-ной уверенностью можно утверждать, что как человек рассудительный Ф.С. Прядунов произвел пробную перегонку ухтинской нефти до 1744 г. Однако ему нужен был по-современному «сертификат качества продукции», за которым он и обратился в своеобразный Госстандарт того времени – Берг-коллегию. Результат известен: «Берг-пробирер Ленман октября 10-го дня 1748-го году репортом показал, вышеописанную нефть пробовал, которой взято было на передовую три фунта из того ж числа вышло передвоенной чистой нефти два фунта» [15].

В том же 1748 г. Ф.С. Прядунов доставил в Берг-коллегию для перегонки 40 пудов нефти – официальный результат добычи двух лет. Однако для этого он избрал не прямую дорогу, а странный маршрут – Ухта-Архангельск-Москва. По нашему мнению, такой немалый крюк был сделан для того, чтобы обеспечить вывоз передвоенной нефти за границу. Ведь еще в 1746 г. образцы обычной и «двоенной» нефти были отправлены Ф.С. Прядуновым в Гамбург, а необходимый заграничный «сертификат качества» был им получен еще в 1747 г. [13]. Таким образом, в 1748 г. Ф.С. Прядунов имел все необходимые документы для успешной торговли «передвоенной» нефтью как в России, так и за границей.

Другой вопрос: сколько нефти он перегонял ежегодно? По этому поводу существуют разные мнения. Но, находясь в Берг-коллегии в 1748 г., Ф.С. Прядунов даже на малопроизводительном оборудовании сумел перегнать за несколько месяцев целых 40 пудов нефти. Понятно, что на своей значительно более крупной установке, да еще в течение целого года при наличии сырья он мог перегонять ее в количестве до нескольких сот пудов. В связи с отсутствием на сегодняшний день точной даты ее постройки,

условно можно считать, что произошло это в 1746 году, когда Ф.С. Прядунов отправил в Гамбург пробу «передвоенной» нефти. 

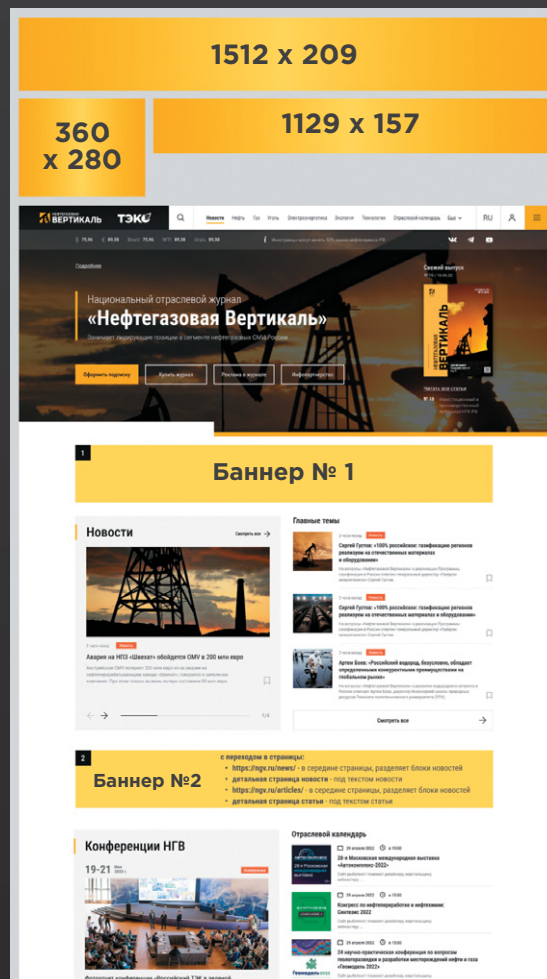
Список литературы

1. Пробст А.Е. Из истории организации в России добычи и переработки нефти// Известия АН СССР, отд. экономики и права. 1950. №4. С. 284-287.
2. Гуревич В.М. К вопросу о первом нефтеперегонном заводе/ В кн. Материалы к истории отечественной нефтяной науки и техники (Тр.МНИ, вып. 10). М.-Л.: Гостоптехиздат, 1951. С. 112-116.
3. Кремс А.Я. Нефть на Ухте и первый нефтеперегонный завод// Известия ВУЗов. Нефть и газ. 1963. №9. С. 92, 96, 106, 110.
4. Кострин К.В. Федор Прядунов и его нефтяной завод. Сыктывкар: Коми книжное издательство, 1959. 39 с.
5. Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период. М.-Л.: Гостоптехиздат, 1954. 403 с.
6. Нефтин Н. Нефть в самоваре...// Нефть России. 2003. №11. С. 109-112.
7. Нефтин Н. Игра битыми картами// Нефть России. 2004. №2. С. 102-103.
8. Нефтин Н. Исторический сор на волнах Интернета// Нефть России. 2006. №2. С. 114-117.
9. Матвейчук А.А. Квадратура Ухтинского нефтяного круга// Нефть России. 2006. №8. С. 112-116.
10. Матвейчук А.А. У истоков нефтяной промышленности России: исторические очерки. М.: ППО «Известия», 2000. 232 с.
11. Борноволоков Т.С. Записка о Доманите, горном масле и каменном угле, находящихся Вологодской губернии в Яренской округе при реках Выми и Ухте, с привоскуплением правил, как из Доманита готовить карандаш или черный мел // Труды Вольного экономического общества. 1809. Часть LXI. С. 103-115.
12. Шидловский А.Ф. Исторические сведения о добыче нефти в Печорском крае. Архангельск: Губернская типография, 1908. 15 с.
13. Кострин К.В. Ухтинская нефть в Гамбурге в 1747 году// Известия ВУЗов. Нефть и газ. 1964. №1. С. 105-106.
14. Нефть и газ Коми края: сборник документов и материалов. Сыктывкар: Коми книжное изд-во, 1989. 288 с.
15. Трошин А.К. История нефтяной техники в России (XVII в. – вторая половина XIX в.). М.: Гостоптехиздат, 1958. 114 с.
16. Козулин А.Н. Ф.С. Прядунов – рудоискатель и нефтяник (историографический обзор) /В кн. Экспедиции и научные исследования Ухтинского района и Коми края. Киров: КОГУП «Кировская областная типография», 2003. С. 13-18.

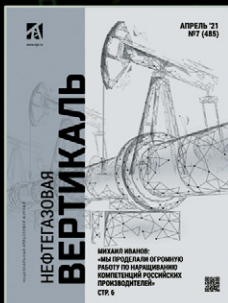
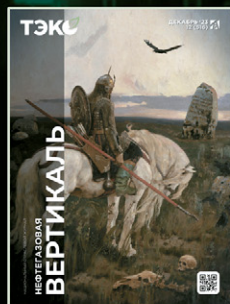
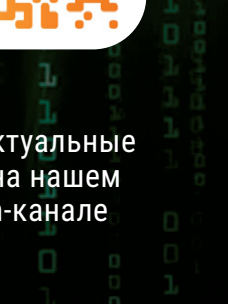
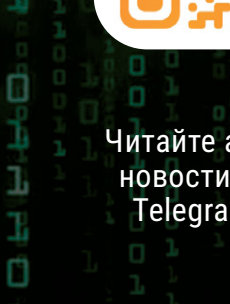
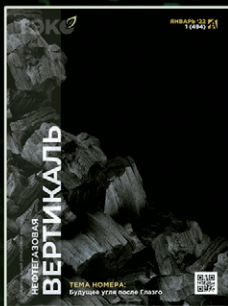
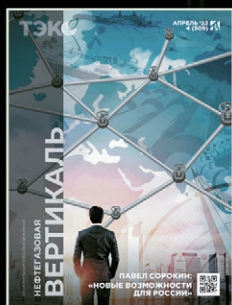
Позиция	Цена, руб./мес.
Баннер № 1 (сквозной с переходом на все страницы)	55 000
Размер, пикс.: десктоп-версия	1512 x 209
моб. версия	360 x 280
	(с ротацией)
	75 000
	(без ротации)
Баннер № 2 (на главной с переходом в «Новости»)	
Размер, пикс.: десктоп-версия	1512 x 209
моб. версия	360 x 280
	25 000
Баннер № 3 (на главной с переходом по табам)	
Размер, пикс.: десктоп-версия	1129 x 157
моб. версия	360 x 280
	20 000
Баннер № 4 (на главной с переходом в раздел «Конференции»)	
Размер, пикс.: десктоп-версия	1512 x 209
моб. версия	360 x 280
	15 000
Баннер № 5 (сквозной с переходом на все страницы)	
Размер, пикс.: десктоп-версия	1512 x 209
моб. версия	360 x 280
	25 000

* Изготовление баннера не входит в стоимость.

* Стоимость баннера указана на 1 месяц (меньший срок – по договоренности с редакцией).
Предоставляются баннеры в формате GIF (если баннер идет без ротации),
PNG, JPG – если баннер в ротации.



Публикация рекламно-информационных материалов	Объем, тыс. знаков	Цена, руб.
Пресс-релиз (сначала идет в раздел «Новости», через 3 дня опускается в подраздел «Пресс-релизы»)	До 3 000	15 000
Пресс-релиз (сначала идет в раздел «Новости», через 3 дня опускается в подраздел «Пресс-релизы»)	До 7 000	20 000
Пресс-релиз (сначала идет в раздел «Новости», через 3 дня опускается в подраздел «Пресс-релизы»)	От 7 000	25 000
Пресс-релиз (сначала идет в раздел «Новости», через 3 дня опускается в подраздел «Пресс-релизы»)	От 12 000	32 000
Статья в разделе «Статьи»	До 10 000	35 000
Статья в разделе «Статьи»	От 10 000 до 20 000	45 000
Статья в разделе «Статьи»	От 20 000	50 000



Читайте актуальные
новости на нашем
Telegram-канале