

ТЭЖЕ

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

МАРТ '24
3 (519)



ВЕРТИКАЛЬ

НЕФТЕГАЗОВАЯ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НОВАЯ ИГРА
ПО СТАРЫМ ПРАВИЛАМ?





ОБОРУДОВАНИЕ И РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ

РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ

- Центробежные, винтовые и поршневые компрессорные установки
- Насосные и компрессорные станции
- Газоперекачивающие и турбодетандерные агрегаты
- Центробежные, винтовые, шестеренные и плунжерные насосы
- Технологические установки в блочно-модульном исполнении
- Емкостное, теплообменное и колонное оборудование

ИНЖИНИРИНГ

- Проектирование объектов добычи, транспорта и переработки нефти, газа и газового конденсата
- Разработка и производство нефтегазового оборудования и технологических установок
- Управление проектами



АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» —
объединённая торговая компания Группы ГМС
Россия, 125252, Москва, ул. Авиаконструктора Микояна, 12
Телефон: +7 (495) 664 81 71 e-mail: hydro@hms.ru

www.hms.ru



КОРОТКО О ГЛАВНОМ

ЦЕНА

Средняя цена СПГ с поставкой в апреле в Северо-Восточную Азию LNG-AS упала в середине февраля на \$0,50 до **\$8,30 за миллион** британских тепловых единиц (ммБТЕ). Таким образом, цена на СПГ в Азии стали меньше, чем цена по долгосрочным контрактам – впервые с апреля 2021 года.

ЦИФРА

Спрос на уголь в Индии вырастет на **300 млн тонн**, или на 25% в ближайшие шесть лет.

ПРОГНОЗ

Слухи о скорой смерти спроса на нефть сильно преувеличены. В февральском отчете аналитики Morningstar подсчитали, что к 2050 году спрос снизится до **88 млн барр в сутки**, т.е. примерно на 11% к уровню 2019 года.

ЦИТАТА

Президент Федеральной резервной системы **Кливленда Лоретта МЕСТЕР** сообщила, что в этом году ФРС предстоит еще три снижения ставок.

«Наша цель – снизить инфляцию в США до 2%».

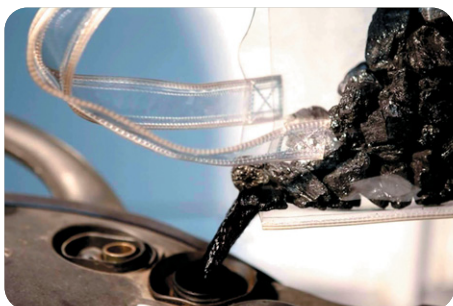


СОБЫТИЕ

Евросоюз утвердил **13-й пакет ограничительных мер** в отношении России, говорится в заявлении, распространенном внешнеполитической службой ЕС. Фокус – на контроль поставок товаров и технологий двойного назначения иностранными компаниями. Цель – ограничить совершенствование российской обороны и безопасности.

ТЕМА НОМЕРА

- 6 За нефтью и газом прячется уголь
Институт развития технологий ТЭК



- 18 Клубок пост-
транзитных интересов:
рубить нельзя развязывать...
Часть 1
Андрей Конопляник

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 30 Нефтяной пик –
понятие растяжимое
Юрий Москвитин



- 38 Среднетоннажная нефтехимия:
днем с огнем
Александр Котов
- 44 Особенности планирования
российской энергетики
Игорь Тверской, Владимир Аверьянов

ТЭКО

- 56 Законодательство почти
не видит ННК
Даниил Антонов, Сергей Невзоров



КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 60 После сланцевой нефти – подсолевая?
Юрий Москвитин
- 66 Ток избегает проводов
Мария Тимощенко
- 72 Электроцентробежные насосы малой производительности компании «Низкодебитные технологии»



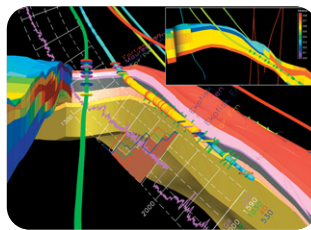
В МИРЕ

- 74 Перезапуск антивенесуэльского эмбарго заведомо опасен. Новый виток санкций на нефть с Ориноко не добавит плюсов ни Каракасу, ни Вашингтону перед выборами в обеих странах
Павел Богомолов



НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 84 Сколько углерода в российских бензинах и авиатопливах?
Михаил Ершов, Всеволод Савеленко, Антон Лядов, Ульяна Махова, Владимир Капустин, Вероника Гинзбург, Владислав Лытов, Мария Зеленова, Егор Сафронов
- 94 Автоматизированное построение модели геонавигации по данным ГИС в горизонтальных скважинах
Владимир Артамонов
- 102 Условия седиментации и характеристика коллекторов рифейских отложений юго-западной окраины Сибирской платформы
О.В. Гутина, Н.В. Прицан, В.С. Парасына
- 116 Перспективы применения магнитной индукции для разрушения эмульсий промежуточного слоя на нефтяных месторождениях
Егор Пивцов, Инна Рукосуева, Булат Хабибуллин, Анатолий Шестернин, Анна Хабибуллина



Редакционный совет

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

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор
Наталья Субботина snp@ngv.ru

РЕДАКЦИЯ

Шеф-редактор

Ульяна Ольховская oua@ngv.ru

Заместитель шеф-редактора

Татьяна Патапеня

Заместитель генерального директора

Ирина Васина iv@ngv.ru

Корректор

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
Фото на обложке создано нейросетью

Адрес редакции: г. Москва, Россия, 109004, ул. Земляной вал, дом 64, стр. 2, 7 этаж, офис 704-705.
Тел./факс: +7 (495) 720-48-18

Подписка на печатную версию:

«Пресса России».

Индекс в объединенном каталоге: 45380

«Почта России».

Индексы в подписном каталоге: ПС 517, ПС 519

Агентство Книга-Сервис. Индекс 45380.

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

Агентство «Урал-пресс».

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

nisakina@ural-press.ru

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

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

В ОЖИДАНИИ ЯСНОЙ КОНЦЕПЦИИ

Колонка председателя редакционного совета
НЕФТЕГАЗОВОЙ ВЕРТИКАЛИ Кирилла Молодцова



Уважаемые читатели!

Цены на топливо – значимый маркер социального баланса. В этом году правительство РФ принимает меры на опережение возможного сезонного роста стоимости топлива и утверждает временный запрет экспорта бензина с 1 марта.

Объем экспорта бензина у нас небольшой: 5-6 млн тонн. Дизеля – гораздо больше. В 2023 году было произведено около 90 млн тонн дизеля и 40 млн тонн бензина с хвостиком. Потребление на внутреннем рынке топлива – меньше 90 млн тонн, из них примерно 50 млн тонн дизеля и около 35 млн тонн бензина. Производим больше, чем потребляем. Но экспортные цены являются по-прежнему привлекательными для трейдеров, которые видят хорошую выгоду в сбыте топлива за границей.

Тем не менее экспорт дизтоплива в январе 2024 года снизился на 23%, а отгрузки на внутренний рынок были увеличены на 17%; экспорт

бензина снизился на 37%, а отгрузки на внутренний рынок превышают показатели прошлого года на 7%, сообщило Минэнерго в январе 2024 года. Учитывая эту не внушающую опасения конъюнктуру, правительство прибегает к полному запрету экспорта бензина на полгода несмотря на то, что цены на внутреннем рынке не демонстрируют экстренного роста.

Цена на бензин за год подросла в рамках инфляции примерно с 4 до 6%. А вот дизель стал более дорогим, коррекция составила около 11% к прошлому году. Поэтому точно не стоит исключать введение запрета и на этот вид топлива. Но пока риски пытаются нивелировать увеличением продажи нормативных объемов на бирже. Принесет ли это ощутимый результат, покажут торги.

Стоит ли опасаться затоваривания? Не думаю. Как уже было отмечено, экспорт бензина у нас скромный, в случае чего можно найти способ по хранению этого вида топлива или вовсе отменить



запрет. Вопрос остается открытым в случае с дизелем. Тут могут быть проблемы с хранением, учитывая отсутствие в России крупных танков для хранения нефти и нефтепродуктов. Но не забываем про трубы «Транснефти». Хранить топливо можно в трубопроводах оператора, если правительство посчитает такую меру целесообразной.

То, что правительство вручную регулирует рынок, в актуальных условиях вполне оправдано. В отсутствие масштабного плана по стратегическим изменениям в отрасли, нужно страховать риски превентивными мерами. Эффективными ли? Посмотрим.

ФАС тоже на чеку – мониторит цены. И сдерживает их согласно соглашениям с производителями. Особенно удачной практика показала себя в отношении стабилизации цен на куриное яйцо, по крайней мере, так оценил работу ведомства его руководитель Максим Шаскольский в разговоре с Михаилом Мишустиним в конце февраля 2024 года. Как ведомство собирается сдерживать цены на топливо, покажут весенние и летние месяцы. Думаю, что впереди еще множество нетривиальных законодательных инициатив.

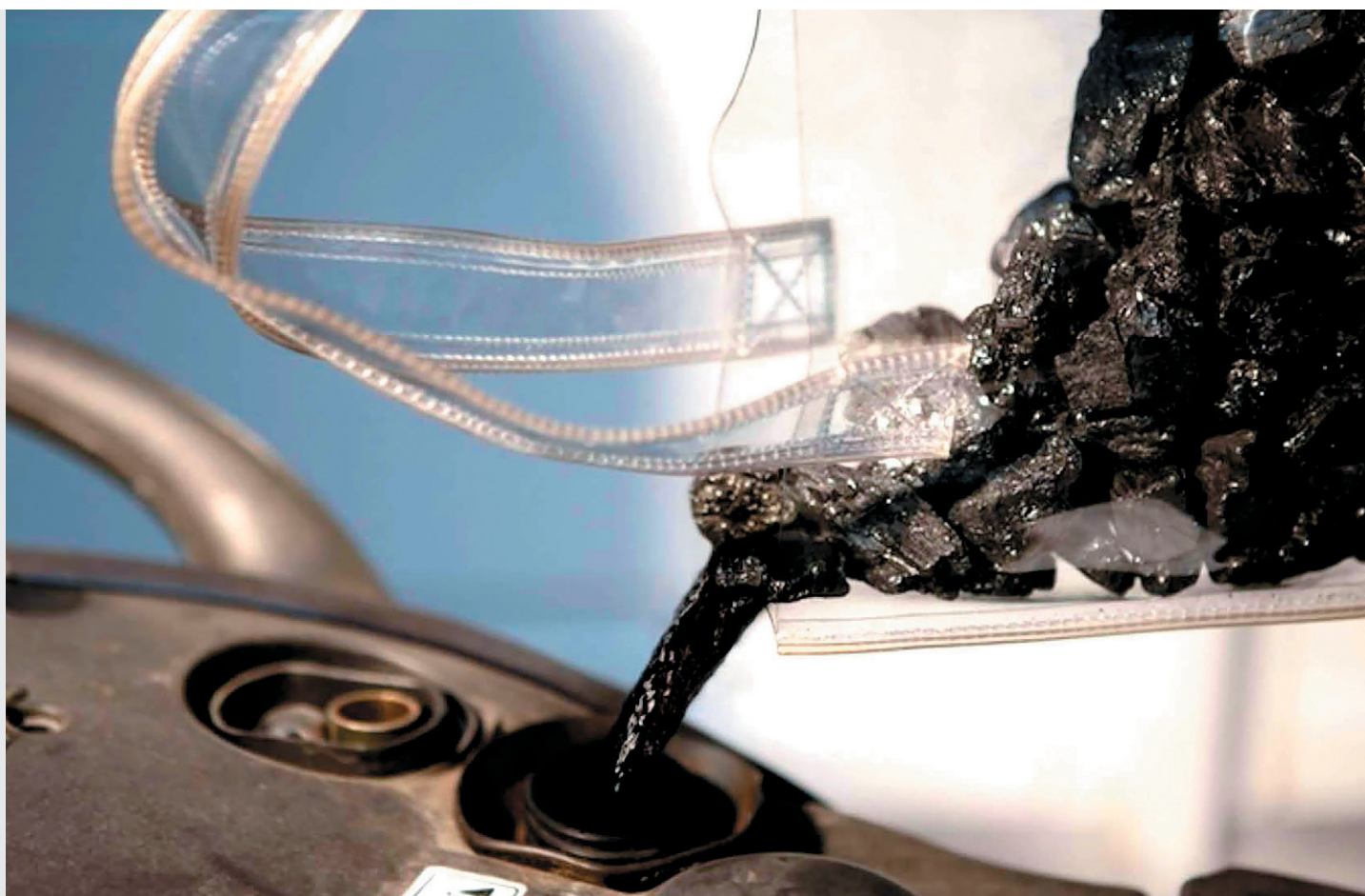
Как видим, пока повестку составляют точечные меры. Когда же уже будет комплексное системное переформатирование правовых и налоговых оснований топливного рынка?

К примеру, возникает ощущение недоумения по поводу парадоксального явления – запрета экспорта топлива и работы демпферного механизма выплат. Такое же ощущение появляется и по поводу графика работы НПЗ – уходящих на ре-

монт постоянно, надолго и по своим каким-то загадочным ориентирам, не согласованным с профильным ведомством. Также много вопросов к работе РЖД, ну и к транспортному министерству, курирующему логистическую инфраструктуру. Все также актуальна тема стратегических хранилищ, а именно их отсутствия, и концепция укрепления позиций внутренней переработки нефти и газа в товары высоких переделов с более маржинальной стоимостью, которые бы могли закрывать и дефицит внутреннего рынка и поставляться на экспорт на иных условиях. В этой связи хотелось бы упомянуть и сегмент газомоторного, водородного топлива, мягко говоря, сегодня буксующий, но имеющий хороший потенциал. Для интенсивного развития этого транспорта было бы интересно провести эксперимент – предложить ответственным чиновникам и менеджерам «Газпрома» пересесть на авто на газомоторном топливе. Тогда бы изменения в динамике развития сегмента произошли стремительно. И в техническом, и в нормативном, и в инфраструктурном плане. Как думаете?

Тут, конечно, стоит уже говорить о развитии рынка хай-тек. Об увеличении объема инвестиций в инновации и науку. В мартовском номере на страницах журнала поднимаются вопросы о том, что делать с газом в случае, если внешний рынок сбыта будет более сжатым, на какие технологии переходят в мире, чтобы эффективно добывать и перерабатывать углеводороды, что придумывают наши инженеры, чтобы «прокачать» отрасль в инновационном плане. 





ЗА НЕФТЬЮ И ГАЗОМ ПРЯЧЕТСЯ УГОЛЬ

Эксперты Института развития технологий ТЭК

Похороны ископаемого топлива откладываются из года в год, а уже погребенный уголь сторожит взлет нефтяных и газовых цен, чтобы снова занять пьедестал лидера.

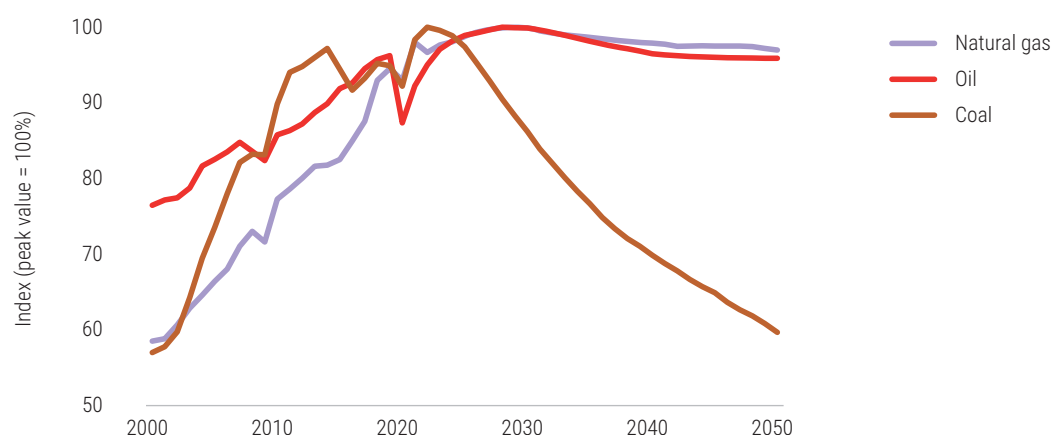
Нефти должно хватить на 30 лет

На сколько лет хватит нефти и сколько ее потребуется в ближайшие десятилетия? Множество разных мнений по данному вопросу иллюстрирует лишь сомнительность прогнозов. В таких ситуациях принято полагаться на авторитеты. В октябрьском докладе[1] МЭА World Energy Outlook 2023 предлагается баланс добычи и по-

требления нефти до 2050 года на уровне 95-100% от нынешнего максимума. Поскольку баланс на сегодня держится около 100 млн барр./с, то еще 30 лет человечество, по мнению МЭА, будет добывать и потреблять такое же количество нефти (см. рис. 1).

По общему мнению аналитиков, в ближайшие годы нефти будет хватать всем, а цены сильно не изменятся. Департамент энергетической информации Минэнерго США в на-

Рис. 1. Потребление ископаемого топлива по видам топлива в период 2000-2050 гг.



чале января 2024 года выдал такой прогноз роста спроса на нефть и ее цены до конца 2025 года (см. рис. 2-3).

Аналитики BofA Global Research в недавнем отчете [2] ожидают торговый диапазон Brent в районе \$70-90 на ближайшие два года, а потом падение верхней границы до \$75 Brent/\$70 WTI с 2026 года.

Нефтяники всего мира уверены в светлом будущем нефти. В прошлом году ExxonMobil купила производителя сланцевой нефти Pioneer Natural Resources за \$59,5 млрд, а Chevron – нефтедобывающую компанию Hess за \$53 млрд. Объявленное в начале текущего года соглашение [3] о слиянии акций Chesapeake Energy Corporation и Southwestern Energy Company на сумму \$7,4 млрд и приобретение [4] американской нефтяной компанией APA Corp сланцевой компании Callon Petroleum в рамках сдел-

ки с акциями на общую сумму \$4,5 млрд подтверждают уверенность мейджоров в перспективах нефтегаза.

Общий оптимизм нефтегазовой отрасли иллюстрирует мировой рост числа пробуренных скважин в 2023 году. К примеру, Аргентина нарастила количество новых скважин на 21%, Индия – на 11%, Индонезия – на 12%.

Оптимизм зашкаливает настолько, что, как сказала Reuters финансовый директор Exxon Кэтрин Микеллс, компании готовы к падению цены нефти даже до 25-30 \$/барр. за счет высокопродуктивных глубоководных месторождений, где платформы после окупаемости «превращаются в банкоматы», или сланцевых месторождений, где совокупность небольших и легко эксплуатируемых скважин позволяет регулировать объемы в зависимости от цен на энергоносители.

Рис. 2. Производство и потребление жидкого топлива по кварталам в период 2019-2025 гг., млн барр/день.

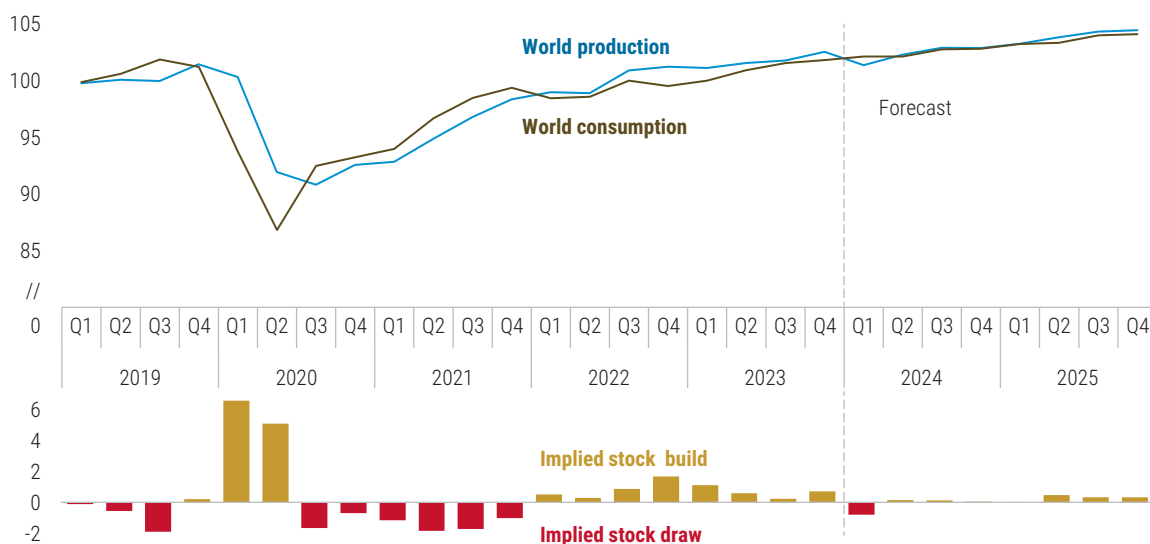
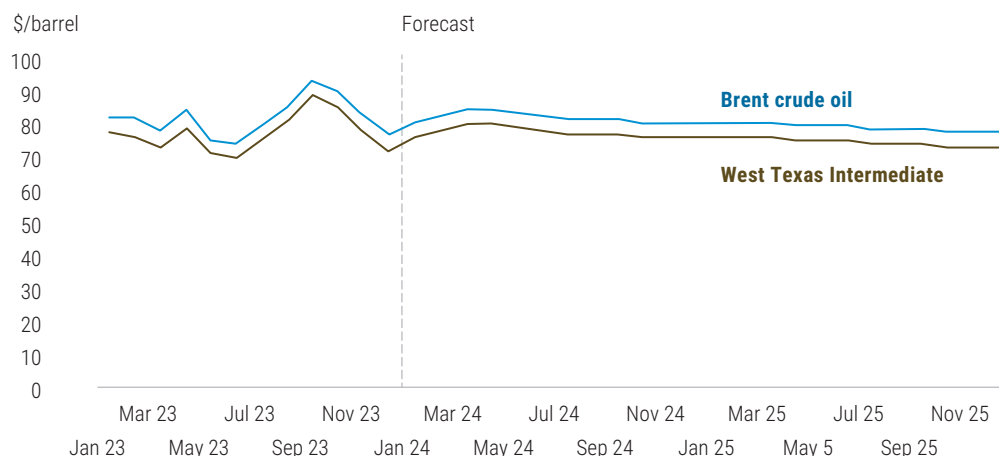


Рис. 3. Динамика цены нефти в период с 2023-2025 гг.



Впрочем, Алекс Бикер, директор по корпоративным исследованиям Wood Mackenzie, предостерегает: «После трех крупных обвалов цен на нефть за 15 лет существует широкое признание того, что, вероятно, произойдет еще один». Однако нефтегаз ничего не боится, и инвестиции в геологоразведку не будут падать еще минимум пять лет после стабилизации 2020-го года, считают [5] в Wood Mackenzie.

Основной движущей силой возросшей активности, пишет агентство, является экономическая выгода. По данным организации, доход от геологоразведки за полный цикл с 2018 года стабильно превышает 10%, а в 2022 году превысил 20%.

В долгосрочной перспективе лучшие возможности для разведки предоставят глубоководные и сверхглубоководные месторождения, считают аналитики агентства. Атлантическая окраина Африки и регионы Восточного Средиземноморья испытают наибольший рост. Другие перспективные регионы – Уругвай, юг Аргентины, Малайзия.

В целом в докладе Wood Mackenzie прогнозирует увеличение инвестиций в нефтегаз до \$520 млрд и пик спроса на нефть в 108 мбс в начале 2030-х годов.

Обвала цены нефти на сегодня наиболее вероятно ожидать только вследствие глобального экономического кризиса с резким падением спроса, который обоснованно предсказывают многие эксперты (хотя бы вследствие космических долгов большинства стран), но никто не знает, когда он случится.

Экономический кризис может наложиться на переизбыток предложения. Бразилия уже довела свою добычу до 3,5 мбс, и собирается увеличить ее к 2029 году до 5,4 мбс. При этом 80% из общего производства будет приходиться на месторождения в подсолевой зоне на шельфе. Exxon Mobil к 2027 году хочет добывать в Гайане свыше 1 мбс, а в сумме Суринам и Гайана могут к 2035 году выйти [6] на 2 мбс. Аргентина добралась на 0,6 мбс и мечтает об уровне 1 мбс к 2030-му. ОПЕК+ с его сокращениями ради поддержания цен пока выручает политика лати-

Рис. 4. Ожидания участников рынка по цене на нефть на конец 2024 года

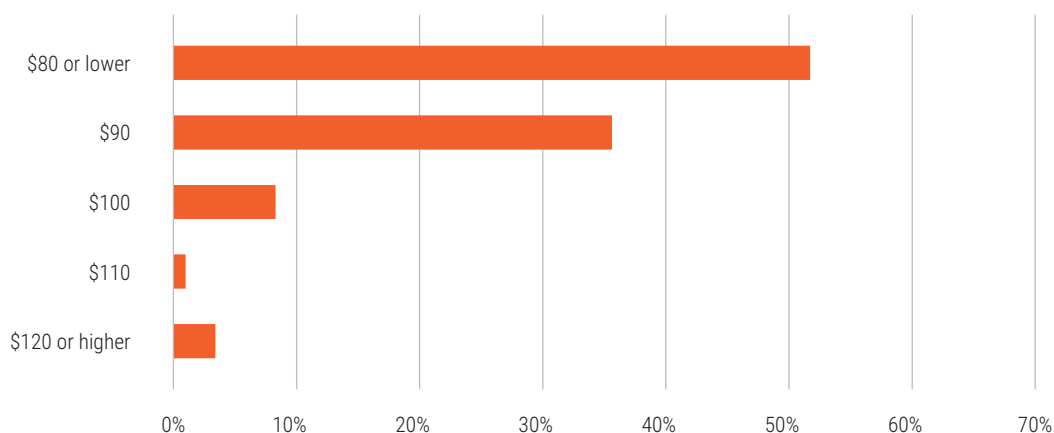
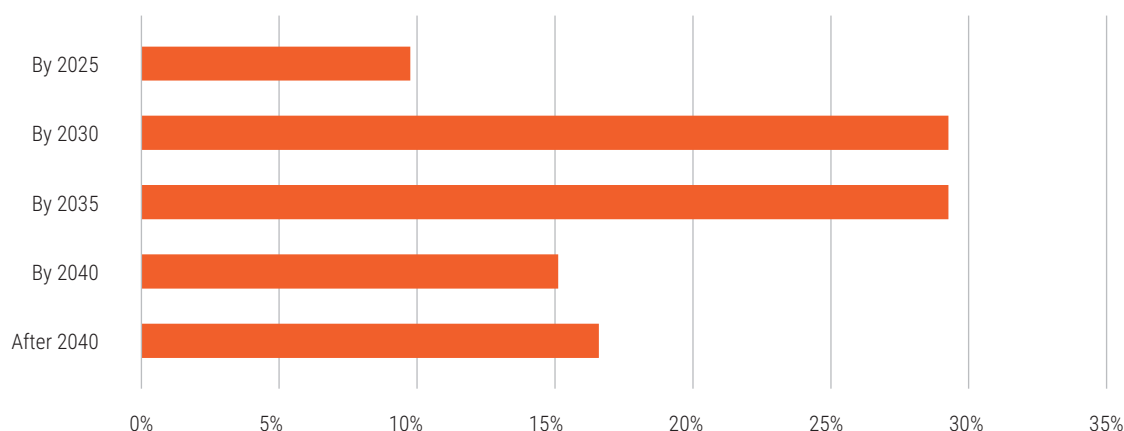


Рис. 5. Ожидания участников рынка даты нефтяного пика



ноамериканских правительств, успешно отпугивающая инвестиции. Иначе, считает [7] Франсиско Мональди, преподаватель экономики энергетики в Институте государственной политики Бейкера Университета Райса и эксперт по Латинской Америке, нефтяные месторождения континента могли бы выдавать 20 мбс.

Латинская Америка и Африка могут увеличить добычу, но вряд ли сильно. А вот на способность Ирана и Ирака нарастить производство нефти стоит обратить внимание, пишет Саймон Уоткинс в Oilprice.com [8]. В условиях продолжающихся масштабных санкций Иран добывает около 3,4 мбс и реально может увеличить добычу нефти до 6 мбс в течение трех лет. Ирак с сегодняшних 4,6 мбс способен в течение трех лет довести добычу до семи мбс, считает Уоткинс, а затем до девяти и, возможно, до 12 мбс.

Так что с точки зрения запасов «нефтяной голод» миру в ближайшие годы не грозит, а вот устроить его искусственным путем вполне реально, так что предсказания роста цены нефти не лишены основания.

Согласно опросу [9] участников отрасли компанией Energy Intelligence, к концу нынешнего года примерно половина ожидает цен меньше 80 \$/барр, а другая половина – больше, вплоть до 120 \$/барр (см. рис. 4).

Заодно отметим, что мнения респондентов о дате «пика нефти» настолько неопределенны, что его правильнее выразить словами «когда-нибудь» (см. рис. 5).

На сегодня рост цены нефти в ближайшие годы предсказывают главным образом для одного варианта – падения добычи сланцевой нефти в США.

В своем недавнем обзоре [10] известный аналитик Александр Хуршудов считает, что начало падения сланцев случится в ближайшие пять лет. В анализе [11] Арта Бермана показано резкое увеличение скорости падения отдачи скважин с годами для Перми, на которую приходится 46% американской добычи.

По его оценкам, показатель предполагаемого конечного восстановления (EUR, estimated ultimate recovery) снизился на 29% с 2021 по 2022 год и на 38% с 2021 по 2023 год.

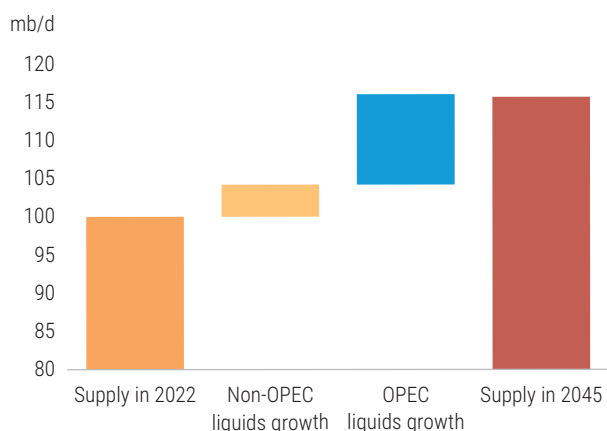
Но падением сланцев пугают только полумаргинальные эксперты, а мейнстрим – обязательный рост. Rystad Energy, например, прогнозирует [12], что добыча нефти в США вырастет с нынешних 13 до 15 мбс к 2026 году, а Клаудио Галимберти, глава отдела исследований агентства в Северной Америке, предполагает, что, если цены на нефть марки Brent останутся в среднем на уровне \$80 за баррель после 2026 года, производители сланцевой нефти возобновят инвестиции и добыча может достигнуть 18 мбс.

Варианты роста цены нефти также связаны с таким непредсказуемыми событиями, как, например, хорошо организованная война в районе Персидского залива. Сейчас цена нефти и СПГ при поставках из залива в Европу поднялась вследствие фактического перекрытия Красного моря хуситами. Как отмечают некоторые ехидные аналитики, «великой тайной» остается вопрос, откуда у хуситов ракеты, которые не только могут взлететь, как палестинские «кассамы», но и благодаря спутниковым и авиационным системам навигации точно попасть в корабль на расстоянии в сотню километров. Такой технологией обладают не больше десятка «никому не известных стран». Нельзя исключить, что эти «неизвестные страны» поставят такие ракеты еще каким-нибудь диким племенам и пришлют инструкторов для помощи в их запуске и наведении.

Хуситы появляются и исчезают, но остается фундаментальный вопрос о «справедливой», по мнению арабов, цене нефти, то есть той цене, к которой они будут стремиться подвести мировую цену.

Регулярно продлеваемые и ужесточаемые сокращения добычи членами ОПЕК+ указывают на их недоволь-

Рис. 6. Структура роста мировых поставок жидкостей до 2045 года



ство сегодняшними ценами. И у такой точки зрения есть основания. Полвека – слишком малый срок, чтобы арабы отказались от своей тысячелетней традиции все оценивать в золоте. А сегодня нефть по цене не дотягивает до «золотого стандарта».

Количество баррелей в унции золота

В публикации [13] цены в синем овале называются «справедливыми», это около 15 баррелей за унцию. Нижней границей «справедливости» [14] считают уровень в 30 баррелей за унцию. На сегодня унция золота стоит около \$2 тыс., то есть цена в 80 \$/барр. находится вблизи нижней границы «справедливости», и арабы естественно хотят поднять ее раза в два.

Добавим, что арабы уверены в «справедливости» цены нефти и в том, что именно их нефть все равно вернется в лидеры мирового экспорта. Согласно докладу

[15] ОПЕК, добыча жидких углеводородов в США достигнет пика примерно в конце текущего десятилетия, при этом общая добыча в странах, не входящих в ОПЕК, к 2028 году вырастет до 72,7 мбс, а к 2045 году снизится до 69,9 мбс. Добыча нефти странами ОПЕК будет неуклонно расти с 34,2 мбс в 2022 году до 46,1 мбс к 2045 году. Таким образом, доля ОПЕК в мировых поставках жидких углеводородов увеличится с 34% в 2022 году до 40% в 2045 году (см. рис. 6).

Отрасли потребуются инвестиции в среднем около \$610 млрд в год (в долларах 2023 года), и она их получит, убеждены арабы.

Поток нефти из России пока стабилен

По данным на 4 февраля валовая стоимость недельного экспорта сырой нефти из РФ выросла до \$1,79 млрд. Это самый высокий показатель более чем за три месяца.

Пока санкции Запада не привели к существенному снижению экспорта благодаря теневому танкерному флоту. Но попытки недружественных стран изменить ситуацию продолжаются. В конце января в интервью подкасту морской страховой компании NorthStandard Ольга Димитреску [16], руководитель отдела по ограничению цен на нефть в Британском управлении по реализации финансовых санкций, заявила, что «Большая семерка» и ее союзники работают над тем, чтобы вывести из строя секретный флот российских нефтяных судов, ограничивая возможности страны обходить санкции. Неоднозначными факторами в прогнозе экспорта являются не только транспортировка нефти, среди сегодняшних проблем российского нефтяного комплекса эксперты выделяют рост в добыче доли ТРИЗ и изменяемые баланс и структуру спроса. Как пишет [17], управляющий директор «Выгон Консалтинг» Григорий Выгон,

Рис. 7. Рост возобновляемой энергии при поддержке газа и снижение угольных мощностей в Азии

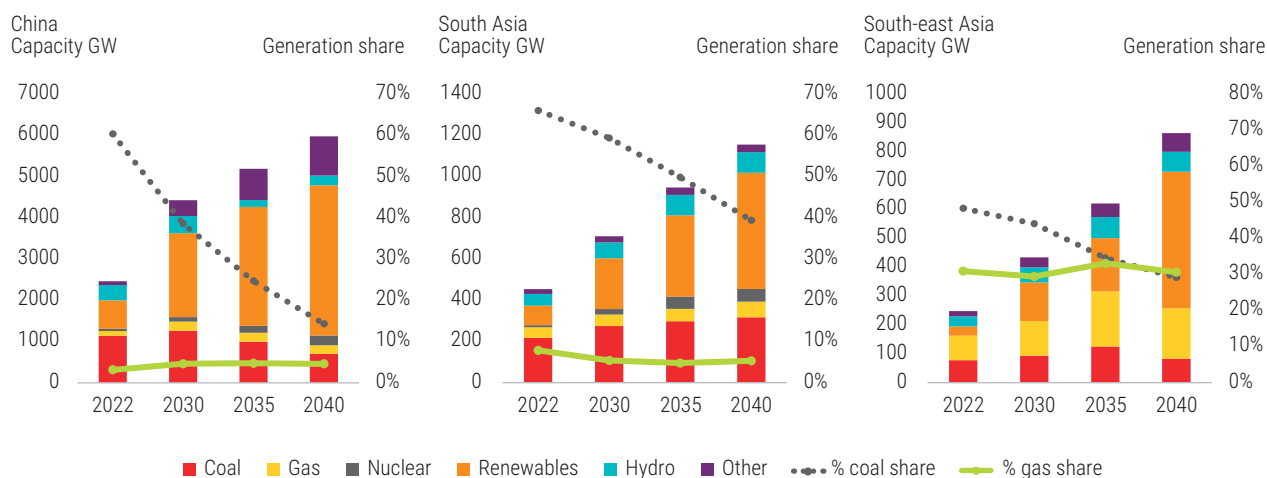
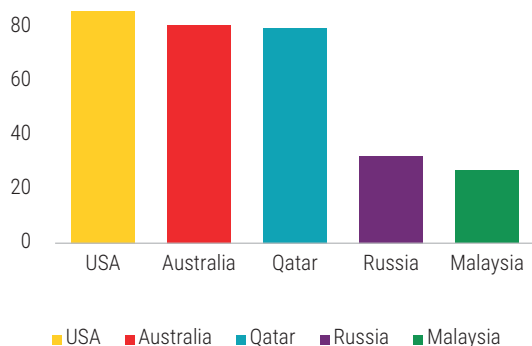
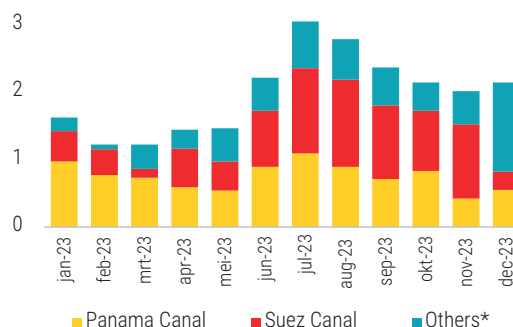


Рис. 8. США стали крупнейшим экспортером СПГ

Top exporters in 2023
MTUS exports to Asia
MT

проблемы со сбытом в Европе усиливаются с активизацией продаж электромобилей и ужесточением климатической повестки. Параллельно происходит значительный рост мощностей переработки на Ближнем Востоке, в Китае и Индии. Эти регионы становятся избыточными и экспортно ориентированными по нефтепродуктам. Сегодня китайцы и индийцы, говорит Выгон, с большим удовольствием покупают российскую нефть со значительным дисконтом, имеют беспрецедентную маржу переработки и конкурентные преимущества перед нашими НПЗ. В результате РФ ожидает жесточайшая борьба за рынки АТР, Африки и Латинской Америки.

Рынок СПГ растет, но уже близко проблемы со сбытом

Рынок СПГ изменил картину мирового рынка газа – из сугубо регионального и жестко привязанного к газопроводам он превратился в открытый мировой рынок с биржевым принципом формирования цен. При этом проблемы транспортировки и хранения газа не исчезли.

Мировой спрос на СПГ, по недавно опубликованной оценке [18] Shell, вырастет более чем на 50% к 2040 году. Причину такого роста мейджор видит в переходе промышленности Китая с угля на газ и в росте использования газа в странах Южной и Юго-Восточной Азии (см. рис. 7).

Объем мировой торговли СПГ достиг, пишет Shell, 404 млн тонн в 2023 году по сравнению с 397 млн тонн в 2022 году, при этом рост поставок СПГ сдерживают технические ограничения и волатильность цен выше средних исторических значений.

Спрос на природный газ уже достиг своего пика в некоторых регионах, считают в компании, но СПГ продолжает расти во всем мире и достигнет примерно 625-685 млн тонн в год в 2040 году.

США в 2023 году обогнали Австралию в экспорте СПГ, а уровень волатильности поставок газа из США в Азию иллюстрирует неустойчивость рынка (см. рис. 8).

Европейский бизнес жалуется на рост цен на электроэнергию, и волатильность цен TTF вносит в это существенный вклад (см. рис. 9).

Волатильность цен Shell приписывает следующим событиям:

1. Длительное техническое обслуживание заводов СПГ в Норвегии
2. Обеспокоенность по поводу забастовок в Австралии
3. Конфликт Израиля и ХАМАС.

Рис. 9. Волатильность цен на газ на TTF

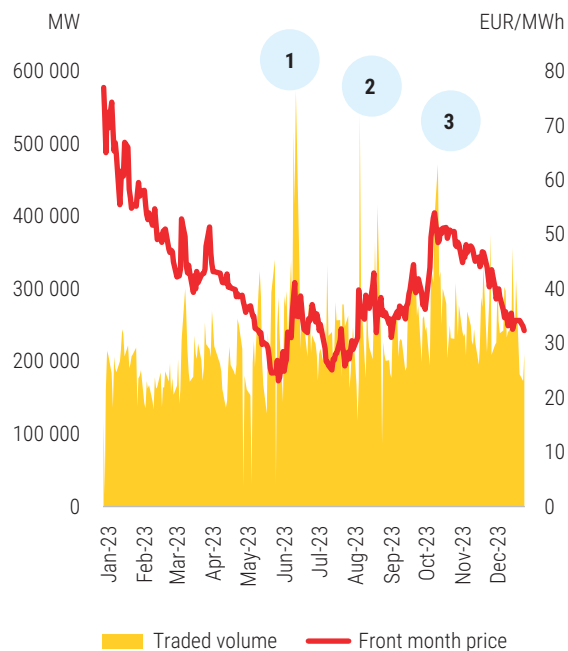
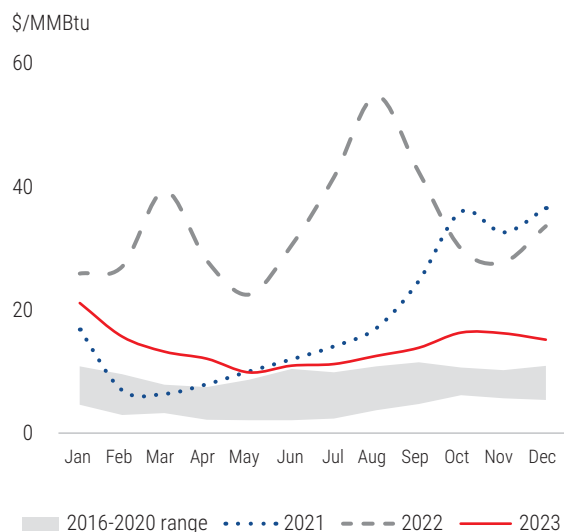


Рис. 10. Динамика средних цен на газ в Азии с 2006 по 2023 гг.



В Азии газовые цены также не отличаются стабильностью и приятным для потребителей уровнем (см. рис. 10).

Пока сложно точно сказать, что прогноз Shell о росте спроса на СПГ в Азии оправдается. Китай, например, в 2023 году закупил заметно меньше СПГ, чем в 2021, резко уменьшив долю спотовых закупок по сравнению с долгосрочными контрактами (см. рис. 11).

В мире, наверное, нет ни одного товара, кроме СПГ, для которого аналитики предсказывали бы такую колоссальную неопределенность роста спроса всего на год вперед – в три раза, от 7 до 20 Мт. При этом рост мощностей регазификации в несколько раз превосходит максимальный рост производства (см. рис. 12-13)!

В анализах рынка стали постоянно встречаться прогнозы переизбытка предложения к 2027 году, когда

должны вступить в строй строящиеся в США новые мощности по сжижению газа. Но, по мнению Shell, потом рост спроса резко опередит возможности производства, а стагнация спроса после 2030 года – обязательное утверждение в рамках клятвы верности политике обезуглероживания (см. рис. 14).

Energy Intelligens настроена[19] еще более оптимистично в отношении роста мощностей по сжижению.

Сегодня о переизбытке предложения говорят многие эксперты. Себ Кеннеди, например, пишет [20], что Катар с его самым дешевым СПГ уже сталкивается со значительным увеличением незаконтрагованных долгосрочных объемов. Даже Индия, ближайший к Катару огромный рынок сбыта с самым высоким чистым возвратом, настолько чувствительна к цене, что минимизирует годовые долгосрочные контрактные объемы, предпочитая спотовые и короткие контракты. Объем импорта СПГ Индией снизился [21] на 15% в 2022-23 финансовом году по сравнению с 2021-22 финансовым годом, даже несмотря на то, что стоимость газа выросла на колоссальные 27%, что указывает на дороговизну импорта, пишут индийские аналитики.

Китаю за счет неопределенности рынка удалось подтолкнуть Катар к уровню ниже 11% от Brent за объемы DES в обмен на 20+-летние контракты, отчаянно необходимые Дохе для финансирования NFE и 100 новых заказанных газозовозов!

Заказав такое количество судов, Доха рискует остаться с неиспользуемым флотом, хотя кувейтские власти не склонны к риску. Поставки СПГ по Красному морю и Суэцкому каналу Катар прекратил сразу после поставок противокорабельных ракет хуситам одной «неизвестной страной», в результате резко снизилась маржа поставок СПГ в Европу через юг Африки, а «неизвестная страна» активизировала бурение газовых скважин в Северном море.

Рис. 11. Спрос на СПГ в Китае опережал умеренный экономический рост

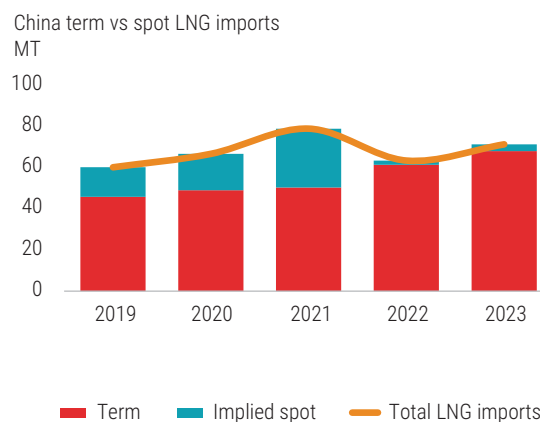
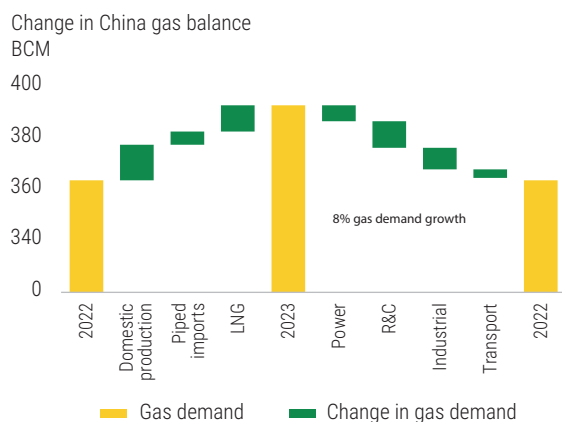
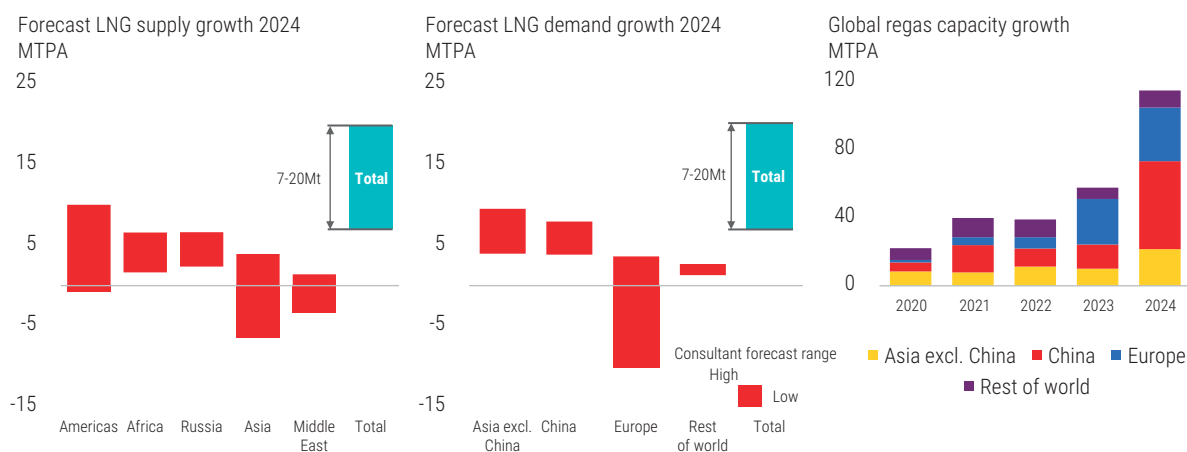


Рис. 12. Прогноз баланса спроса и предложения на СПГ и объем мощностей по регазификации



В мире СПГ все настолько неопределенно, что многострадальный, многократно окончательно возобновляемый крупнейший в Африке проект по сжижению природного газа Ровума в Мозамбике мощностью 18,1 млн тонн в год опять отложен [22] до 2025 года. Официальное объяснение – опасность в связи с активностью повстанцев.

Занятно, что когда кому-то требуется перекрыть/открыть нефтегазовые проекты, всегда откуда ни возьмись появляются повстанцы. В фантазиях сторонников теории заговора даже война между Хамасом и Израилем объясняется желанием Израиля получить контроль над прибрежными газовыми месторождениями Газы.

Рис. 13. Прогноз глобальных поставок СПГ

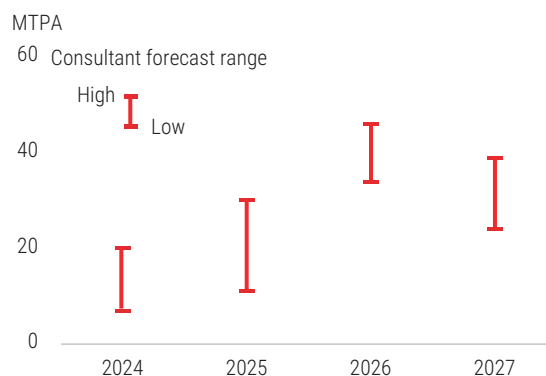
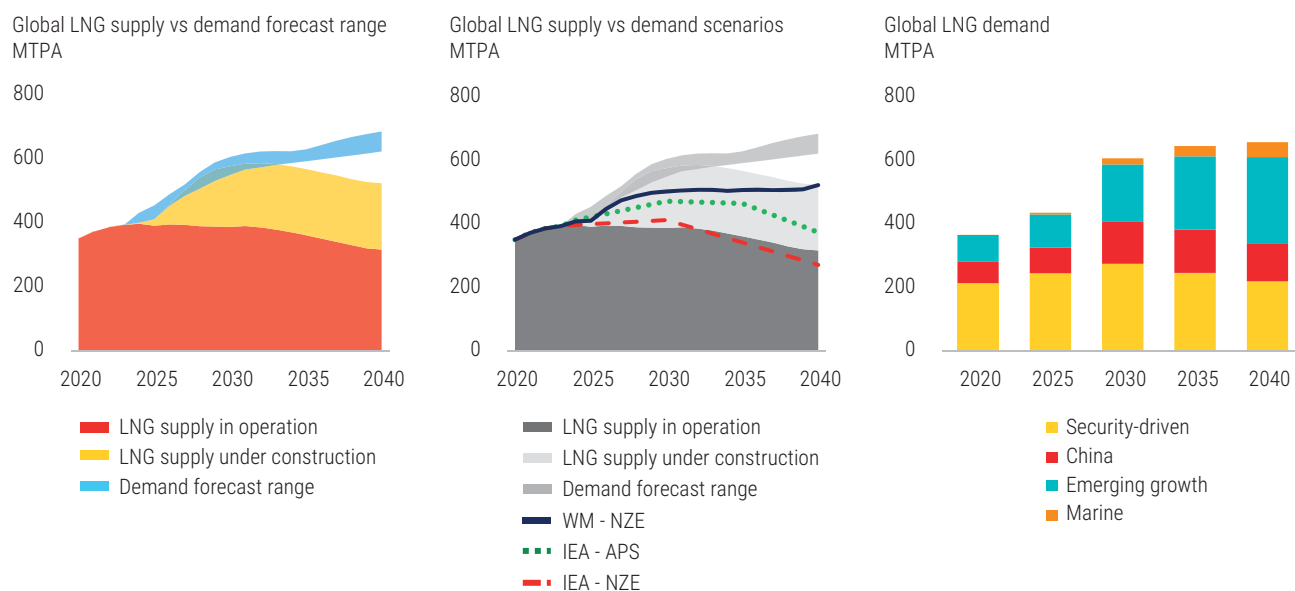


Рис. 14. Сценарии производства относительно азиатского спроса на СПГ



Российский СПГ не может преодолеть льды СМП

Трубопроводный экспорт газа из России в Европу критически сократился, и пока нет оснований ожидать его роста.

В мае 2022 года государственный газовый оператор Украины ГЦОУ объявил форс-мажорные обстоятельства в отношении экспорта российского газа в Европу через Сохрановку, вынудив «Газпром» полагаться только на транзит через Суджу. Однако этот транзитный пункт технически не может перевалить весь российский газ, проходящий через Украину. Это повлияло на поставки газа в Европу через Украину, объем которых в 2023 году составил 14,4 млрд куб. м.

Общие объемы газа, транспортированные «Газпромом» по трубопроводу «Турецкий поток», который проходит через территорию Турции, выросли в 2023 году до 12,93 млрд куб. м по сравнению с 12,3 млрд куб. м в 2022 году, что на 5,2% больше, чем в прошлом году. С мая 2023 года «Газпром» увеличил суточные потоки газа по трубопроводу «Турецкий поток» до 45-46 млн кубометров по сравнению с 36 млн кубометров за аналогичный период прошлого года.

По итогам года поставки газа «Газпрома» в Европу (включая Украину) по этим двум транзитным маршрутам («Суджа» и «Турецкий поток») сократились на 55% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, достигнув 27,3 млрд куб. м по сравнению с 62 млрд куб. м в прошлом году. Это самый низкий годовой показатель экспорта «Газпрома» в Европу за последние десятилетия: он составлял лишь 20% его экспорта в Европу в 2021 году.

В 2024 году завершается контракт на поставки газа через Украину, продления [23] которого, скорее всего, не будет. Вице-премьер России Александр Новак [24] подтвердил, что российская государственная энергетическая компания «Газпром» не ведет переговоров ни о поставках газа в Европу через Украину, ни о его продаже на границе с этой страной.

Поставки газа в Китай в 2023 году, по словам Александра Новака, превысят [25] 22 млрд куб. м. Вице-премьер неоднократно говорил о проведении активных обсуждений с Китаем по поводу контракта на поставку газа по «Силе Сибири-2», но информации о достижении каких-либо конкретных договоренностей пока не поступало. Даже если газопровод через территорию Монголии заработает, его мощность составит примерно 50 млрд куб. м, что втрое меньше поставок в Европу до начала СВО.

Значительно лучше выглядят перспективы экспорта СПГ. Экспорт российского сжиженного природного газа в 2024 году вырастет на 14%, сообщил Александр Новак в авторской колонке [26] в журнале «Энергетическая по-

литика». В 2023 году экспорт СПГ составил в пересчете на кубометры около 43,6 млрд кубометров (31,6 млн тонн СПГ).

Пока Европа охотно покупает российский СПГ. Например, в январе 2024 года поставки в ЕС составили 2 059 млн куб. м, 20% от всего закупленного Европой СПГ.

В России крупнотоннажный СПГ производят заводы «Сахалинской энергии» (проект «Сахалин-2» мощностью 9,6 млн тонн в год, совладельцы – «Газпром», Mitsui и Mitsubishi), а также «Ямал СПГ» (мощностью 16,5 млн тонн в год, участники – «НОВАТЭК», TotalEnergies, китайские CNPC и SRF). Из среднетоннажных проектов работают заводы на компрессорной станции «Портовая» (1,5 млн тонн, принадлежит «Газпром СПГ Портовая») и «Криогаз-Высоцк» (660 тыс. тонн, дочка «НОВАТЭКа»). Также в России действуют 18 малотоннажных заводов общей установленной мощностью более 260 тыс. тонн СПГ.

В 2024 году, по оценке Новака, экспорт СПГ вырастет на 14% – до 38 млн т.

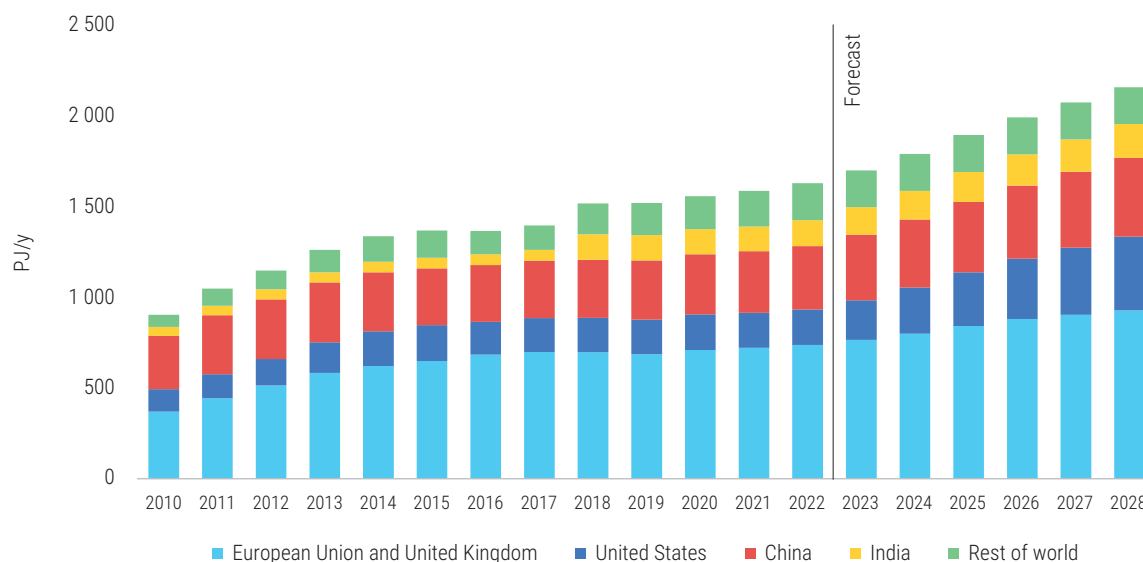
Хотя Новак заявил, что уже с этого года грузовая навигация на всем протяжении Северного морского пути станет круглогодичной, вряд ли это будет экономически оправдано с учетом необходимости ледокольной проводки большую часть года. К тому же, по словам директора Лимнологического института СО РАН Андрея Федотова, с 2030-35 года планета вступит в стадию резкого похолодания, и СМП станет несудоходным [27]. До сих пор попытки пройти по СМП газовозам даже ледового класса нельзя признать удачными – маршрут через Суэцкий канал оказался выгоднее [28].

Больше перспектив у западного направления экспорта СПГ. Глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон подтвердил планы строительства нового СПГ-завода под Мурманском. По его словам, проект позволит перерабатывать газ, который теперь не поставляется в Европу, и задействовать мощности Кольской АЭС. «Планируется разместить здесь три линии по 6,8 млн т каждая, две из которых планируем ввести уже в 2027 и 2029 годах», – сказал он в интервью РБК. Для принятия инвестиционного решения по Мурманскому СПГ потребуется строительство газопровода Волхов–Мурманск протяженностью 1,3 тыс. км мощностью порядка 30 млрд кубометров в год.

По словам Михельсона, при огромных запасах Россия занимает на мировом рынке СПГ долю менее 9%, а должна занимать не менее 20%. Сейчас приняты инвестиционные решения и реализуются только два новых проекта: «Арктик СПГ-2» НОВАТЭКа мощностью 20 млн т в год и комплекс «Газпрома» в Усть-Луге на 13 млн т в год.

Ситуация с «Арктик СПГ-2» далеко не радужная, в чем не хочет признаваться Михельсон. Из-за западных санкций из проекта вышла французская TotalEnergies, сообщив, что не будет исполнять контракты по поставкам, хотя компания является акционером с долей 10%.

Рис. 15. Исторический и прогнозный объем производства биогаза в мире, 2010-2028 гг.



Японские акционеры «Арктик СПГ 2» заявили о невозможности предоставить ледовые танкеры, а новая дата запуска проекта сдвинулась на май. После попадания проекта в американский санкционный список SDN Mitsui уже отозвала всех своих сотрудников и объявила форс-мажор. Транспортная дочка Mitsui не сможет поставить три газовоза ледового класса, как предусматривает контракт, а своих танкеров у «Арктик СПГ-2» нет.

Если японские и южнокорейские верфи не будут сотрудничать с Россией по поставке танкеров для проекта, остается единственный поставщик – российская судостроительная верфь «Звезда» на Дальнем Востоке. Но сколько она может поставить и когда – неизвестно.

Для полной загрузки «Арктик СПГ-2» нужно не менее 10 танкеров. Эксперты считают, что проект может найти один танкер и выйти до конца года на поставки порядка одного млн тонн. Пока Минфин США разрешил [29] закупать газ с «Арктик СПГ-2» до 1 января 2025 года.

И все же помешать развитию российского и мирового рынка СПГ могут не столько санкции США, сколько экономический конкурент газа – старый добрый уголек.

Газификация угля ждет своего часа

Идею подземной газификации угля высказывал Дмитрий Менделеев более 150 лет назад. Сегодня она снова звучит в научно-практических публикациях.

Газ из угля широко использовался в середине позапрошлого века. Например, в Англии в 1890-91 годах было 594 газовых завода, на которых производили газ из угля. Длина сети газовых труб составляла 35 150 км, число потребителей – 2,3 млн человек. Потом газ из угля вытеснил природный газ, добываемый простым бурением скважин.

С тех пор себестоимость газа неуклонно росла (за исключением попутного газа сланцевой нефти в США), а себестоимость угля если и росла, то незначительно. На сегодня энергия угля в два раза ниже энергии газа в Европе и Азии.

Рост интереса к углю подчеркивает новость oilprice.com от 13 февраля, что Межконтинентальная биржа ICE резко снизила первоначальные маржинальные требования по контрактам на производные финансовые инструменты на уголь примерно на 40%, при этом маржа по стандарту API 2 в настоящее время снизилась до 11,06 доллара за тонну, что повысило ликвидность ее фьючерсных контрактов.

По данным ReportLinker, мировой рынок газифицированного угля [30] в период 2021-2025 годов вырастет на \$12,75 млрд. Это среднегодовой темп роста на 21%, при этом рост рынка добычи угля оценивается только в 2%.

По данным торговой ассоциации «Совет по газификации и технологиям синтез-газа», сегодня в мире 272 действующих завода по газификации угля с 686 газификаторами, а также 74 завода с 238 строящимися газификаторами. Большинство из них использует в качестве сырья уголь.

Особенно перспективным ученые считают применение технологии гидроразрыва для глубоко залегающих угольных пластов, что актуально для Китая с его глубокими истощенными шахтами.

По данным автора видеоролика [31], с глубиной пласта и ростом температуры резко увеличивается выход газа и сокращается потребление воды.

В качестве источника газа может использоваться любая органика. По данным МЭА [32], ожидается ускорение роста мирового производства биогаза в 2023-2028 годах благодаря введению новых эффективных политик в более чем 13 странах. Наибольший рост будет наблюдаться в

Европе и Северной Америке, отчасти благодаря сложившейся инфраструктуре и опыту, а также благодаря ранее принятой политике, которая делает возможным быстрое развертывание новых мощностей в ближайшие пять лет. Европейская комиссия в плане REPowerEU поставила цель довести производства биометана до 35 млрд куб. м к 2030 году (для сравнения, всего в 2023 году ЕС импортировал 131 млрд куб. м СПГ, 40% общего импорта).

Китай и Индия также имеют амбициозные планы по расширению производства биогаза, но отсутствие инфраструктуры ограничивает рост, пишет МЭА. Эти страны будут готовы к ускоренному росту после 2028 года (см. рис. 15).

Принципиально, что стоимость добычи и транспортировки природного газа будет только расти, а стоимость газа из угля и биомассы будет увеличиваться на уровень общей инфляции. Ученые, например, заявляют о возможности довести стоимость синтез-газа из соломы до 0,2 \$/кг при стоимости зеленого водорода более 3-5 \$/кг.

Во времена СССР резкий рост добычи газа в Западной Сибири назывался «газовой паузой». Считалось, что добыча газа – временное решение, пока не будут найдены другие источники энергии. Это «временное решение» затянулось, потому что газа в земной коре очень много и, похоже, он постоянно образуется вследствие эмиссии водорода из ядра планеты при его взаимодействии с осадочными породами.

Будущая картина мирового энергетического рынка зависит от одного фактора – конечной цены энергии для потребителей. Так что вполне реально увидеть газификацию не только угля и соломы с опилками, но и торфа, который добывается экскаватором и которого России хватит на сотни лет. Особенно если возникнут проблемы с поставками газа за три тыс. км из Сибири. 

Список литературы

1. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed1e4c42-5726-4269-b801-97b3d32e117c/WorldEnergyOutlook2023.pdf>
2. https://www.rigzone.com/news/2024_wont_be_any_easier_for_energy_investors-09-jan-2024-175316-article/?utm_source=CommodityNewsletter&utm_medium=email&utm_term=2024-01-09&utm_content=&utm_campaign=more_article_5
3. https://worldoil.com/news/2024/1/11/chesapeake-energy-southwestern-energy-form-leading-u-s-natural-gas-company-in-7-4-billion-merger/?oly_enc_id=2248A0820912l6V
4. <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/APA-Acquires-Callon-Petroleum-in-45-Billion-Permian-Deal.html>
5. [https://www.woodmac.com/press-releases/oil-and-gas-exploration-spending-to-recover-from-historic-lows-average-\\$22b-per-annum-through-2027/](https://www.woodmac.com/press-releases/oil-and-gas-exploration-spending-to-recover-from-historic-lows-average-$22b-per-annum-through-2027/)
6. <https://wattsupwiththat.com/2022/07/27/guyana-suriname-oil-bonanza-to-boost-economies-help-meet-global-demand/>
7. <https://worldoil.com/news/2022/9/7/oil-boom-falls-flat-in-latin-america-despite-having-a-fifth-of-the-world-s-reserves/>
8. https://oilprice.com/Energy/Energy-General/How-a-New-Middle-East-Alliance-Could-Reshape-the-Global-Energy-Landscape.html?mc_cid=672d51276c&mc_eid=2712c7868a
9. <https://www2.energyintel.com/2024Outlook02eeicng>
10. <https://aftershock.news/?q=node/1344317>
11. <https://www.artberman.com/blog/beginning-of-the-end-for-the-permian/>
12. <https://www.reuters.com/markets/commodities/rystad-analysts-say-oil-demand-peaking-predict-60-barrel-by-2027-2023-10-06/>
13. <https://aftershock.news/?q=node/1019702>
14. <https://taxfree.livejournal.com/678831.html>
15. https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm%20%D0%B4%D0%BE%D0%BA%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D0%B0
16. <https://markets.businessinsider.com/news/commodities/russia-shadow-fleet-oil-tankers-sanctions-ukraine-enforcement-price-cap2024-2>
17. https://www.kommersant.ru/doc/6042283?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop
18. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2024.html>
19. <https://www2.energyintel.com/2024Outlook02eeicng>
20. <https://substack.com/@energyflux/note/c-49624887>
21. https://ieefa.org/resources/volatile-global-lng-market-impact-india?utm_campaign=Weekly%20Newsletter&utm_medium=email&_hsmi=294488639&_hsenc=p2ANqtz-9VklCMLy1v4DJ5-TGsyYONKnjFWfGHRfnEedfXlaoCEDRw1ZWefhEA0M0ngfPVD-QIRDmGfZxPwEfC9x6DE-zKV--A&utm_content=294488639&utm_source=hs_email
22. <https://www.energyintel.com/0000018d-9e77-def5-abed-fe7f23f00000>
23. <https://www.gazeta.ru/business/2024/02/15/18280459.shtml>
24. https://www.gazeta.ru/tags/person/aleksandr_novak.shtml
25. <https://www.gazeta.ru/business/news/2023/12/17/21945307.shtml>
26. <https://energypolicy.ru/tek-rossii-segodnya-i-zavtra-itogi-i-zadachi/business/2024/12/25/>
27. <https://new.ras.ru/activities/news/direktor-limnologicheskogo-instituta-so-ran-andrey-fedotov-kogda-lednikovyy-period-nastupit-vy-ego-s/>
28. <https://oilcapital.ru/news/2023-09-13/severnnyy-morskoy-put-ne-opraval-nadezhd-gazproma-3040250>
29. <https://rossaprimavera.ru/article/c567f8ca>
30. <https://investfuture.ru/articles/id/gazifikatsiya-uglja-spustja-100-let-snova-populjarna-kto-v-vyigryshe>
31. https://www.youtube.com/watch?v=PRgw-rXZMn4&t=16s&ab_channel=AGTAnalyzers
32. https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf



3-4
АПРЕЛЯ
г. Новый Уренгой



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

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

СИБЭКС SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru



2024



КЛУБОК ПОСТТРАНЗИТНЫХ ИНТЕРЕСОВ: РУБИТЬ НЕЛЬЗЯ РАЗВЯЗЫВАТЬ...

Часть 1

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

д.э.н., профессор

В конце 2024 года должен закончиться действующий пятилетний контракт между «Газпромом» и «Нафтогазом» на транзит российского газа через территорию Украины в страны ЕС. Каким образом сложатся в дальнейшем поставки газа и по каким маршрутам, да и сложатся ли...?

В конце 2024 года (31 декабря) должен закончиться действующий пятилетний контракт между «Газпромом» и «Нафтогазом» на транзит российского газа через территорию Украины в страны ЕС. Очень бы не хотелось, чтобы решение, как жить после завершения действующего контракта, принималось (как это уже было на рубеже 2005-2006, 2008-2009 и 2018-2019 гг.) в авральном порядке в последние дни декабря или в первые дни января, какими бы причинами это впоследствии не объяснялось. Любой аврал, пусть и нацеленный на поиск взаимоприемлемого компромисса, чреват неизбежными издержками для той или другой вовлеченной стороны.

Не сомневаюсь (и хочется надеяться), что соответствующие «специально обученные люди» в системе принятия решений в нашей стране уже рассматривают и прощупывают различные варианты возможного развития событий после 31.12.2024, в том числе в неформальных контактах с другими заинтересованными лицами, число которых довольно велико за рамками двух непосредственных участников данного транзитного контракта. Да и обращение к этой теме сегодня, в начале года, отнюдь не является преждевременным – ведь ключевые параметры ныне действующего и завершающегося в конце года транзитного контракта (на 2020-2024 гг.) были представлены руководством Еврокомиссии российской стороне еще в январе 2019 г., хоть и были в итоге согласованы тремя сторонами лишь в конце декабря того же года.

Однако сегодня целостная картина различных интересов и даже перечень интересантов отсутствует в публичном пространстве по этому важному и вызывающему множество вопросов в обществе предмету. Поэтому полагаю уместным обратиться к этой проблеме, не претендуя на всеобъемлющий ее охват. Руководствуюсь при этом принципом «не навреди!», который, однако, не означает отказ от публичных размышлений по принципу «если – то». Рассуждения эти, полагаю, будут полезными как для гражданского общества, так и для заинтересованных органов государственной власти.

Раскручивание спирали внимания к проблеме

Первый камешек для поджога/возобновления (?) интереса к теме был брошен со стороны неправительственных, но близправительственных организаций США – как это не раз бывало ранее по не менее актуальным вопросам общеевропейской энергетической повестки (противодействие газопроводам «Южный поток» и «Северный поток-2», продвижение СПГ США в Европу на замену российскому трубопроводному газу, «Инициатива Трех Морей» и инфраструктурный вертикальный коридор на востоке ЕС, санкционные антироссийские пакеты и др.) [1-6].

В начале июня 2023 г. Центр глобальной энергетической политики (ЦГЭП) Колумбийского университета опубликовал короткое эссе «Сохранится ли украинский газовый транзитный контракт после 2024 г.?», которое дало отрицательный ответ на вынесенный в заголовок вопрос [7]. Организовал и возглавляет ЦГЭП Джейсон Бордофф – в недавнем прошлом спецпомощник президента Обамы, старший директор по энергетической и климатической повестке аппарата Совета национальной безопасности США и т. п., а «бывшими» такие высокопоставленные госслужащие, как известно, не бывают. При этом Джейсон не только бывший высокопоставленный американский чиновник, хорошо понимающий интересы США, но и высококлассный эксперт по широкому кругу энергетических проблем (уровня Дэна Ергина) – редкое сочетание. Потому и заблаговременный вброс в публичное пространство этой темы, полагаю, дважды неслучаен.

В октябре ЦГЭП опубликовал короткую справку с вопросами-ответами на тему украинского транзита [8], ключевым элементом которой, на мой взгляд, была проброшенная вскользь ремарка, что у пяти стран ЕС, получавших российский газ через украинский коридор в 2023 г. (Словакия, Австрия, Италия, Венгрия, Хорватия – кроме Молдовы) существует достаточный объем альтернативных входных инфраструктурных мощностей на свою территорию (сетевое газ и СПГ), значительно превышающих текущие объемы поставок российского газа (напомню: требование об обязательном наличии у каждой страны-члена ЕС минимум трех альтернативных источников поставок, то есть пунктов входа-выхода в национальную газотранспортную систему (ГТС), было одним из ключевых элементов Целевой модели рынка газа ЕС 2011/2013 гг., разработанной во исполнение Третьего энергопакета ЕС 2009 г.). Однако остались без ответа напрашивающиеся вопросы: (1) будут ли на рынке в наличии достаточные ресурсы газа, (2) смогут ли их оперативно мобилизовать данные страны, в случае если украинский транзит не сохранится после 2024 г., (3) существуют ли достаточные наличные (доступные) трубопроводные мощности (разница между техническими мощностями транспортировки и их законтрактованными объемами), чтобы прокачать необходимые объемы газа к входным мощностям ГТС этих стран через территории других стран ЕС и заместить выпадающие объемы российских поставок через Украину.

С середины 2023 г. руководство Минэнерго Украины и «Нафтогаза» неоднократно и однозначно заявляли, что транзит российского газа через территорию Украины прекратится в конце 2024 года, когда истекает срок действия контракта между Москвой и Киевом. В конце июня в интервью газете Financial Times [9] (в развитие/в ответ на первую публикацию ЦГЭП?), а затем в августе 2023 г. [10]

министр энергетики Герман Галущенко сообщил, что Украина не намерена вести переговоры с Россией по поводу продления контракта на транзит газа в Европу («Мы точно не будем стороной переговоров с россиянами»). В октябре 2023 г. глава правления «Нафтогаза» Алексей Чернышев заявил: «Мы не будем инициировать продолжение этого транзита. Контракт завершится – транзит остановится» [11].

Однако в последние дни января вновь вспыхнули разговоры о том, сохранится все же украинский транзит после 2024 г. или нет и какие могут быть альтернативы. Вопрос важен, поскольку сроки завершения российских долгосрочных контрактов (ДСК) «Газпрома» со странами, которые получают газ по этим ДСК через украинский транзит, находятся (в ряде случаев – далеко) за пределами 2024 г. Как пишет тот же ЦГЭП, ДСК с Молдавией завершается в 2026 г., с Хорватией в 2027 г., со Словакией в 2028 г., с Италией в 2035 г., с Венгрией в 2036 г., с Австрией в 2040 г. [8]

«Круги по воде» после одного визита

Поводом для всплеска комментариев на эту тему стали итоги встречи премьера Словакии Роберта Фицо с его украинским визави Денисом Шмыгалем в Ужгороде 24 января. После нее с обеих сторон стали поступать разноречивые интерпретации высказываний обоих премьеров и их окружения, а затем комментарии с российской стороны и сначала утечки, а потом прямые заявления из Брюсселя.

24 января Роберт Фицо после визита на Украину и переговоров с украинским коллегой допустил продолжение транзита российского газа через территорию Украины в 2025 году. По словам словацкого премьера, в ходе переговоров со Шмыгалем стороны обсудили транзит российского газа в Словакию через украинскую территорию. «Возникла договорённость, что, вероятно, транзит российского газа через Украину будет продолжаться», – сказал он [12]. По словам Фицо, согласование деталей соглашения завершится в ближайшее время. После этого Словакия также сможет продолжить транзит газа, что, по его словам, «пойдет на пользу Австрии и Италии», которые получают российский газ через территорию этой страны.

Однако в кабине Украины 25 января опровергли готовность к продлению транзита российского газа, но допустили, что Киев «может говорить с европейской страной (членом ЕС) об использовании своей газотранспортной сети» [13]. Пресс-служба премьера Украины заявила журналисту издания «Украинская правда», что «позиция украинской стороны однозначна: транзитный контракт заканчивается в конце года, мы не собираемся говорить с россиянами и продлевать соглашение», и что «об этом

украинский премьер сказал своему словацкому коллеге» [14]. Агентство РБК-Украина со ссылкой на источники в украинском правительстве сообщило, что транзит будет возможен после этого срока только в случае, если получатель будет арендовать мощности украинской ГТС [15].

26 января пресс-секретарь российского президента Дмитрий Песков, отвечая на вопрос, повлияет ли данное решение Украины на выполнение обязательств России по поставкам газа в Европу, заявил: «Конечно это приведет к изменению всех логистических цепочек... Там вопрос, как туда будет попадать этот газ» [16].

27 января агентство Блумберг заявило, что Европейская комиссия проанализировала сценарии после прекращения действия соглашения о транзите, в том числе потенциальные возможности других путей поставок газа, включая «Турецкий поток». Окончательный план министрам энергетики представят 4-го марта. Для тех стран и компаний ЕС, у которых контракты на российский газ действуют и после 2024 года, есть другие варианты, пишет Блумберг. Один из них заключается в том, что Россия будет доставлять газ на границу с Украиной, а транспортировкой оттуда будет заниматься европейская компания, которая заключит контракт с оператором ГТС Украины [17].

В тот же день на выставке-форуме «Россия» на ВДНХ в ходе Дня энергетики российский вице-премьер Александр Новак и министр энергетики РФ Николай Шульгин высказались о перспективах украинского транзита. Вице-премьер заявил, что «мы всегда готовы продолжать поставки газа в Европу – и не только по тому маршруту, который сегодня действует до конца 2024 г. ... Если будет желание другой стороны по продолжению, мы готовы будем обсуждать эти вопросы... пока мы такого желания не видим». Министр считает, что решение о продлении транзита российского газа через Украину в Европу, вероятно, будет найдено: «Мы считаем, что европейские страны, которые сегодня получают газ, они заинтересованы в продлении... поэтому, наверное, будут какие-то решения согласованы для того, чтобы продолжить транзит... Наверное, с участием, может быть, других посредников». Министр не стал комментировать перспективы продажи газа на границе: «Не комментируем, пока еще конкретных переговоров нет» [18-20].

31 января Новак вновь заявил журналистам, что Россия на данный момент не ведет переговоров ни о поставках российского газа в Европу через Украину, ни о продаже газа на границе с Россией и Украиной, ни с европейской, ни с украинской стороной. «У нас нет с украинской стороной переговоров по этому поводу (о транзите или закупке газа на российско-украинской границе – ИФ). На текущий момент никаких переговоров нет ни с украинской, ни с европейской стороной», – привел его слова «Интерфакс» [21].

Может быть поэтому многие эксперты, отвечая на вопрос, сохранится ли украинский транзит российского газа в ЕС после 2024 г., дают на него отрицательный ответ – как наиболее вероятный вариант, учитывая текущую публичную позицию украинской и российской стороны. Так, опубликованные 30-го января, то есть по горячим следам, результаты опроса экспертов журналом *Natural Gas World* говорят о единодушной маловероятности сохранения украинского транзита [22].

1 февраля Борис Марцинкевич с Александром Фроловым посвятили этой теме свою очередную передачу «Геоэнергетика-ИНФО» [23], где последний долго и шутиливо рассказывал, почему прекращение транзитного контракта не обязательно может означать прекращение транзита.

8-го февраля очень (как всегда) профессионально, в деталях высказался на тему (не)сохранения украинского транзита Сергей Вакуленко [24]. Основной его вывод: «продолжение транзита после 2024 года скорее выгодно и России, и Украине. И там, и там понимают: прекращение поставок не будет критичным фактором для противоположной стороны и точно не приведет к ее поражению, но окажется достаточно неприятным для самого инициатора такого шага». Однако его анализ читается как исходящий из перспективы (скорого?) восстановления отношений между основными сторонами, вовлеченными в украинский транзит (Россия, Украина, ЕС).

Наконец, выступая 15 февраля в Европарламенте еврокомиссар по энергетике Кадри Симсон заявила: «У нас отсутствует интерес продлевать трехстороннее транзитное соглашение с Россией, которое заканчивается в конце этого года. Основываясь на нашем предварительном анализе, имеются альтернативные возможности для поставок в страны, в число которых входят Австрия, Италия и Словакия, которые сегодня снабжаются через украинский газовый транзит» [25]. Правда, что это за возможности, она не уточнила. И без ответа остались три обозначенных нами выше вопроса (в связи с октябрьской 2023 г. справкой ЦГЭП [8]) касательно таких «альтернативных возможностей»...

Итак, казалось бы, исчерпывающе много в общем ключе сказано в последние дни по этой теме (наиболее предметно и конкретно, на мой взгляд, Сергеем Вакуленко). Тем не менее, имеет смысл более детально рассмотреть различные варианты возможного развития событий после завершения действующего транзитного контракта, постараться их систематизировать, составив своего рода «матрицу возможностей», учитывая действия и/или подтвержденные намерения ключевых игроков как внутри, так и вне основной триады, завязанной на действующий транзитный контракт (Россия – страна-производитель, экспортер и транзитер/грузоотправитель трубопроводного газа через Украину в стра-

ны ЕС; Украина – транзитная страна; страны ЕС – покупатели/потребители поступающего через Украину российского газа; другие заинтересованные страны), не предопределяя, по какому из векторов пойдет действительное развитие событий. При этом следует исходить из понимания, что поставки российского газа через Украину в ЕС (в случае их сохранения) могут осуществляться в рамках украинского коридора не только на основании транзитного контракта, аналогичного завершающемуся между «Газпромом» и «Нафтогазом» Украины, и не только в рамках ежедневного бронирования мощностей украинской ГТС, о чем говорили Фролов с Марцинкевичем.

Три плюс два

Завершение транзитного контракта будет иметь множественные последствия в рамках двух основных сценариев:

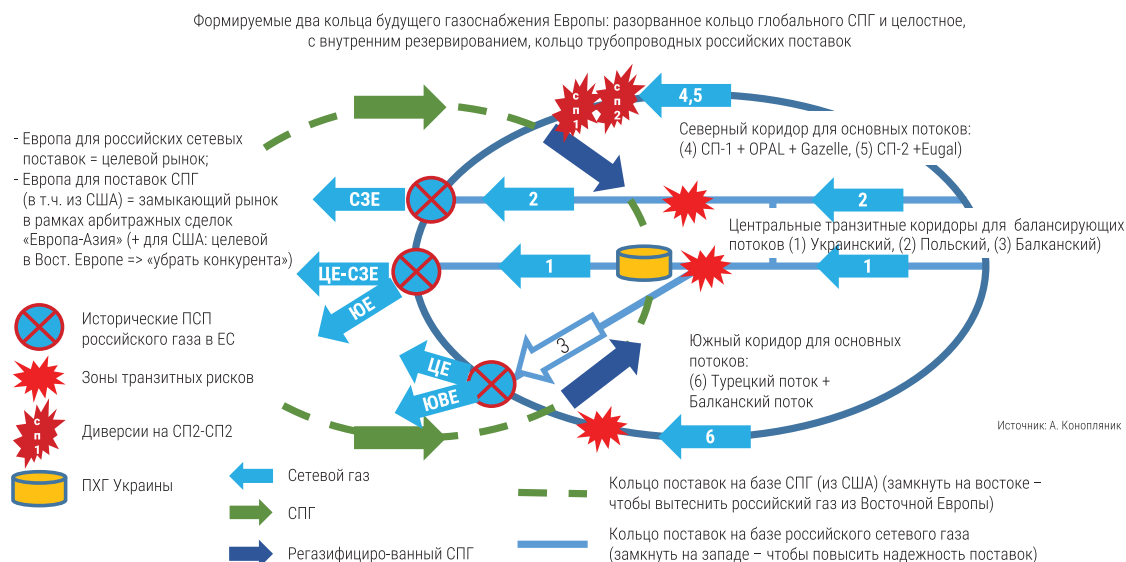
- Сценарий 1: конец украинского транзита означает конец поставок добываемого в России газа через Украину в ЕС.
- Сценарий 2: конец украинского транзита не означает конец поставок добываемого в России газа через Украину в ЕС.

При этом следует понимать, что украинский транзит ныне является составной частью выстраивавшейся в течение почти 15 лет (на мой взгляд, после и в результате второго украинского газового транзитного кризиса января 2009 г.), но, увы, так и не завершенной полностью, но не по вине российской стороны, радиально-кольцевой инфраструктуры экспортных поставок трубопроводного российского газа в ЕС [1, 26] (см. *«Переход от радиальной (линейных коридоров) к радиально-кольцевой системе газовых поставок из РФ в ЕС – взаимовыгодный ответ на пирамиду транзитных рисков»*).

Сегодня из пяти экспортных газовых магистралей поставки российского газа в Европу в рамках радиально-кольцевой инфраструктуры работают два транзитных коридора: украинский (газопроводы «Уренгой-Помары-Ужгород» (УПУ) и «Прогресс») и турецкий (морской «Турецкий поток» и его сухопутное продолжение в ЕС половинной мощностью, одной ниткой из двух, «Балканский поток»). По каждому из них ежедневно (на конец января 2024 г.) прокачивалось примерно по 43 млн куб. м/сутки [27]. Через Украину продолжают поставки в (и через) Словакию и Австрию, через Турцию – в Венгрию, Румынию, Грецию, Хорватию и балканские страны, не входящие в ЕС (Македонию, Сербию и Боснию). Часть газа, транспортируемого в Словакию, неизбежно оседает на Украине в виде т.н. «виртуального реверса».

Три остальные экспортные магистрали для российского газа бездействуют. Польский транзит (трубопро-

Переход от радиальной (линейных коридоров) к радиально-кольцевой системе газовых поставок из РФ в ЕС – взаимовыгодный ответ на «пирамиду транзитных рисков»



вод «Ямал-Европа») остановлен после введения Россией контрсанкций в ответ на польские ограничения деятельности «Газпрома» как акционера компании «ЕвроПол-Газ», собственника этой транзитной трубы на территории Польши. Оба «Северных потока» бездействуют после диверсии 26.09.2022 в международных водах Балтики, вблизи датского острова Борнхольм, когда в результате подводного взрыва были разрушены три их нитки из четырех. Четвертая неповрежденная (одна из двух ниток «Северного потока-2») не может быть введена в эксплуатацию, поскольку этот газопровод (брат-близнец работавшего до 31.08.2022 «Северного потока-1») не был сертифицирован правительством ФРГ (процесс сертификации был приостановлен 22.02.2022, на следующий день после признания Россией ДНР и ЛНР) с подачи и под давлением США, которые еще до начала его строительства, но уже после принятия окончательного инвестиционного решения (ОИР) по проекту, когда уже были проведены тендерные процедуры на закупку труб и на прокладку глубоководной части газопровода, то есть когда инерционный маховик реализации проекта был запущен, ввели против него санкции в августе 2017 г. законом «Противодействие противникам Америки посредством санкций» в статьях 232 «Санкции применительно к строительству трубопроводов в РФ» и 257 «Энергетическая безопасность Украины» [28]. И построенный и заполненный газом трубопровод простаивал в ожидании (так и не выданного ФРГ) разрешения на ввод в эксплуатацию до момента сентябрьской диверсии. Организованной – не сомневаюсь – теми же Соединенными Штатами, что однозначно вытекает из ответа на вопрос: «Ищи кому выгодно!». А также из заблаговременных прямых угроз прези-

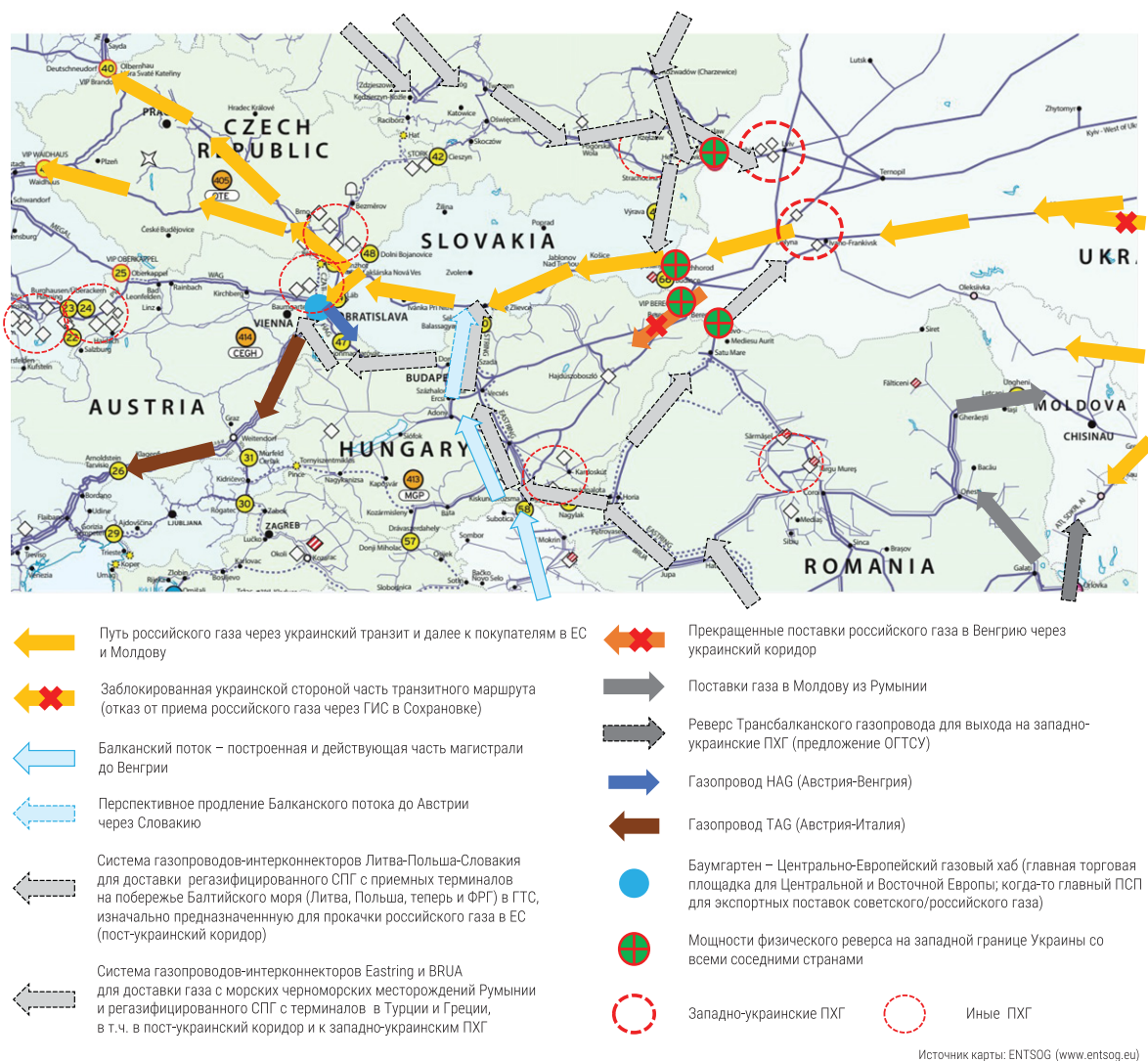
дента США, что он не допустит ввода газопровода в эксплуатацию («Если Россия вторгнется, если танки, войска пересекут границу Украины снова, то «Северного потока-2» больше не будет. Мы сделаем это», – сказал он, отвечая на вопрос в ходе пресс-конференции [29], как бы потом не пытались сотрудники Белого дома смягчить смысл его слов [30]). Это следует из многочисленных прямых высказываний не скрывавших своей радости от «превращения его в грудку бесполезного металла на дне моря» зам. госсекретаря Виктории Нуланд и сенатора Круза [31], убедительно аргументированных результатов расследования Сеймура Херша [32] и др.

Первый работающий маршрут

Первый работающий маршрут – это украинский транзитный коридор на Словакию (с ответвлением на Молдавию) (см. «Работающие транзитные маршруты через Украину и альтернативные пути входа в экспортную инфраструктуру для российского газа в ЕС к западу от Украины»). Сегодня «Газпром» поставляет через Украину порядка 30-40 млрд куб. м/сутки (столько, сколько запрашивают европейские покупатели) из 109 млрд куб. м/сутки мощностей, забронированных в рамках действующего транзитного контракта.

Контракт был заключен в самом конце 2019 г. на минимальный фиксированный суммарный объем 225 млрд куб. м транзита за период 2020-2024 гг. (65 млрд куб. м в 2020 г. и по 40 млрд куб. м в 2021-2024 гг.). Он был подписан на условиях «качай-и/или-плати», то есть с оплатой за забронированные мощности вне зависимости от уровня их текущего использования, несмотря на то, что

Работающие транзитные маршруты через Украину и альтернативные пути входа в экспортную инфраструктуру для российского газа в ЕС к западу от Украины



«Газпром» всегда выступал категорически против такой формулы. Но прилетевшая в последние дни декабря 2019 г. высокопоставленная делегация из Москвы во главе с Дмитрием Козаком подписала пакетное соглашение именно на таких условиях оплаты транзита.

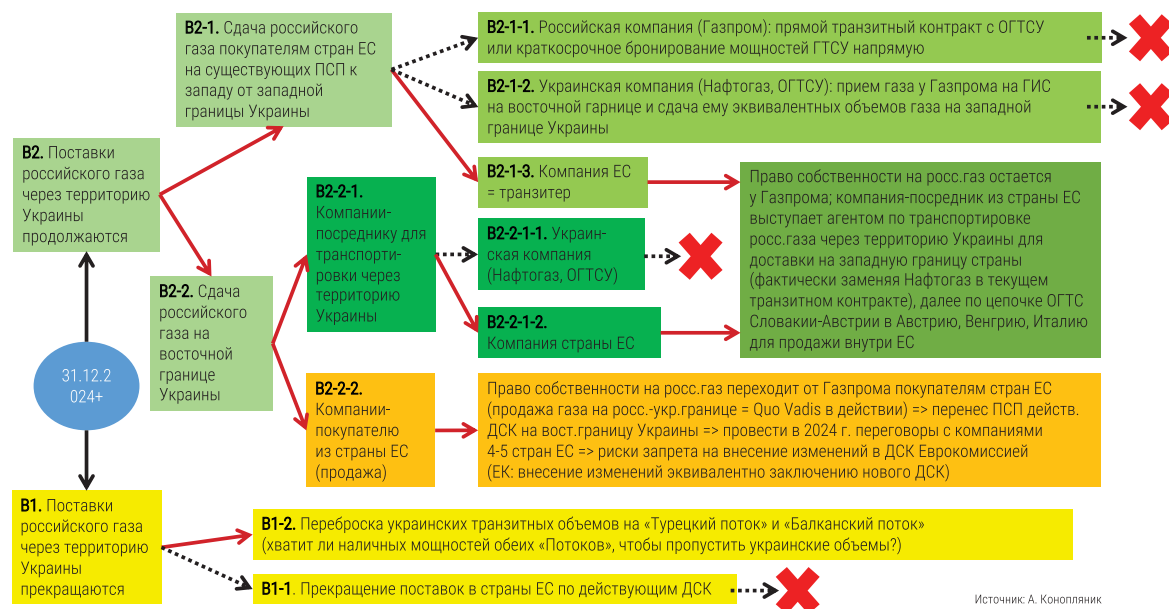
С 11 мая 2022 года украинская сторона принимает газ для транзита только через пограничную газоизмерительную станцию (ГИС) в Судже. И не принимает на ГИС в Сохрановке, объявив форс-мажор. И мотивировал его тем, что эта ГИС находится на неподконтрольной Украине территории – в ЛНР, то есть вне доступа украинской стороны к этому пункту.

При этом «Нафтогаз» продолжает выставять счета «Газпрому» за отсутствующий транзит через Сохрановку, где сам же отказывается принимать у него газ. «Газпром» не признал объявленный украинской стороной форс-мажор как основание для отказа приемки газа в Сохрановке

и поэтому сократил транзитные платежи на величину мощностей, забронированных в этом пограничном пункте. В ответ «Нафтогаз» в мае 2022 г. подал иск в международный арбитраж против «Газпрома» за то, что последний не оплачивает в полном объеме законтрактованные мощности украинской ГТС, как то предписано транзитным контрактом. На это в сентябре 2022 г. «Газпром» заявил, что продолжение арбитражных разбирательств «Нафтогазом» в ныне утративших свою нейтральность, а потому легитимность, международных арбитражных трибуналах, грозит украинской компании попаданием под санкции РФ, что означает автоматический запрет любых отношений с ней, значит, прекращение транзита.

То есть с украинским транзитом до завершения срока действия контракта может повториться история, аналогичная истории с транзитом по газопроводу «Ямал-Европа».

Транзитный российско-украинский контракт 2020-2024 закончен: варианты после 2024 г.



Европейский газовый бизнес видел рост российских газовых поставок в ЕС

На 12-й ежегодной Европейской газовой конференции в январе 2019 г. руководство «Газпрома» заявило, что «РФ может и в перспективе удерживать рекордный уровень экспорта газа в Европу, составивший в 2018 г. 202 млрд куб. м (МКМ). То есть Россия и «Газпром» готовы превратить новый рекорд в новую нормальность. И для этого у них есть ресурсы, возможности и желание» [36]. Эта готовность российской стороны подкреплялась аналогичным желанием и видением со стороны европейского газового бизнеса.

Опрос, проведенный среди делегатов конференции (примерно 300-400 ключевых участников европейского газового рынка со стороны бизнеса и национальных и наднациональных органов регулирования), показал, что лишь 7% считали в тот момент, что доля природного газа в первичном энергопотреблении в Европе к 2030 г. уменьшится (при быстром росте доли ВИЭ). 48% посчитали, что доля газа останется неизменной (в то время как доля ВИЭ возрастет, а угля уменьшится), а 45% – что газ будет единственным органическим топливом, чья доля в энергобалансе возрастет.

Участники опроса ожидали, что экспорт российского трубопроводного газа в Европу останется в 2019-2020 гг. таким же, как и в рекордном 2018 г. (46%), или вырастет на 5–10% (38%) или даже более чем на 10% (7%). И лишь 9% опрошенных посчитали, что упадет на 5-10%, и 3% – что упадет более чем на 10%. (По факту объем реализации природного газа через «Газпром экспорт» в 2019 г. составил 198,97 МКМ против 200,8 МКМ, по уточненным данным, в 2018 г., то есть 99,1%, что можно считать – остался практически неизменным [37], что соответствовало ожиданиям 46% опрошенных.) И еще большего роста экспорта российского трубопроводного газа ожидал представленный на конференции европейский газовый бизнес на 2030 г.: 6% участников опроса посчитали, что он останется таким же, как в рекордном 2018 г., 28% – что вырастет на 5-10%, 57% (!!!) – что вырастет более чем на 10%. И лишь 9% опрошенных посчитали, что упадет на 5-10%, и 0% (никто!!!) – что упадет более чем на 10% [36].

Второй работающий маршрут

Второй работающий маршрут – это одна нитка морского «Турецкого потока» проектной мощностью 15,75 млрд куб. м/год (вторая нитка такой же мощности предназначена для турецкого рынка) и ее сухопутное продление вглубь ЕС – «Балканский поток» с такой же входной проектной мощностью. «Балканский поток» введен в строй в январе 2020 года. Первыми газ по нему получили Турция, Болгария, Греция, Македония и Румыния. Он был готов для поставок в Сербию к началу 2021 г. и в Венгрию в середине того же года, через которую газ может дойти до Австрии (по существующему газопроводу HAG) (см. «Работающие транзитные маршруты через Украину и альтернативные пути входа в экспортную инфраструктуру для российского газа в ЕС к западу от Украины»).

Текущая загрузка «Турецкого потока» на входе в «Балканский поток» на ГИС Странджа-2/Малкочлар на границе Турции и Болгарии составляет порядка 35-40 млн куб. м/сутки, что эквивалентно 13-14 млрд куб. м/год, то есть свободными остаются 2-3 млрд куб. м/год на входе в эту магистраль. Далее вглубь ЕС пропускная способность «Балканского потока» снижается: по данным Европейского объединения операторов ГТС (ENTSOG) [33], на границе Болгарии и Сербии она составляет 12,6, а на границе Сербии и Венгрии – 7,6 млрд куб. м/год.

Объем поставок в Сербию – примерно 2,5 млрд куб. м/год. Условия закреплены в договоре о поставках до июня 2025 г., цена рассчитывается по формуле с нефтепродуктовой привязкой, что, по словам главы сербской газовой компании «Србиагаз» Душана Баятовича, делает

этот газ самым дешевым в Европе «в настоящее время – около \$300 за 1 тыс. кубометров» [34].

В конце сентября 2021 г. Венгрия подписала с «Газпромом» 15-летний контракт на поставку 4,5 млрд куб. м/год газа в обход территории Украины [35]. С 01.10.2021 российский газ в Венгрию начал поставляться по «Балканскому потоку». Одновременно, как сообщила компания «Оператор ГТС Украины» (ОГТСУ), был прекращен транзит российского газа в эту страну через территорию Украины (ранее 1 млрд куб. м/год в рамках этого объема страна получала по украинскому транзиту). Таким образом, последняя лишилась возможности импортировать газ из Венгрии по схеме «виртуального реверса», которая предполагала отбор транзитного газа, предназначавше-

гося Будапешту, из украинского коридора через пограничный пункт Берегово.

Таким образом, свободными для дальнейшей прокачки по этой системе на выходе из «Балканского потока» остаются мощности в объеме тех же 2-3 млрд куб. м/год, что и на входе.

Возможны несколько сценариев дальнейшего развития событий в рамках двух основных вариантов в связи с завершением контракта на транзит: вариант 1 – поставки российского газа через территорию Украины прекращаются или вариант 2 – продолжают, и тот и другой с различными подвариантами (см. «Транзитный российско-украинский контракт 2020-2024 закончен: варианты после 2024 г.»).

Ограничительные меры нового газового Регулирования ЕС

Так, новые правила позволяют странам ЕС на национальном уровне вводить запрет на газовые поставки из России и Беларуси посредством ограничительных мер на бронирование инфраструктурных мощностей – как СПГ-терминалов, так и трубопроводов – любым (подчеркну – любым!) грузоотправителем на пунктах входа на территорию ЕС из России и Беларуси (Преамбула – пункты 41p-41q, статьи 5.5.a, 7.6.a) [42 с. 28-29, 66, 72]. Иначе говоря, страны ЕС смогут запрещать импорт любого российского (произведенного в России) газа, а также газа третьих стран, приходящего в ЕС через территорию России и Беларуси.

Мотивируется это утверждением, что якобы именно «неспровоцированная и необоснованная война России против Украины с февраля 2022 г., поддержанная Беларусью» (Преамбула – пункт 41o) [42 с. 27] и «используемое в качестве энергетического оружия снижение поставок природного газа и манипулирование рынком посредством намеренного прерывания потоков природного газа» (Преамбула – пункты 41z, 70a) [42 с. 32, 44] привели к нарушению энергоснабжения ЕС и нестабильности на энергетических рынках, поэтому ограничительные действия предлагаются в качестве защитных мер для обеспечения энергобезопасности ЕС и входящих в него государств.

Хотя многожды доказано, что это, ставшее расхожим на Западе утверждение, тиражируемое не только ангажированными политиками, но и авторитетным Международным энергетическим агентством (МЭА), опровергается фактическим данными самого же МЭА или не менее авторитетного Блумберга о динамике цен на газ (см. «МЭА: Эволюция цен торговых площадок на основных региональных газовых рынках и причины ценовой динамики, 2021-2023» и «Блумберг: уровни и волатильность газовых цен остаются выше предкризисных значений, начало кризиса – 2021 г., причины ценовой динамики», с поправкой на используемую терминологию, потому с комментариями автора), а также результатами анализа российских специалистов (например, серией статей С. Комлева с коллегами [45-47] и/или автора этих строк [2]), или иностранных экспертов (см., например, полемику между Фатихом Биролом [48] и Джонатаном Стерном [49] на страницах Financial Times).

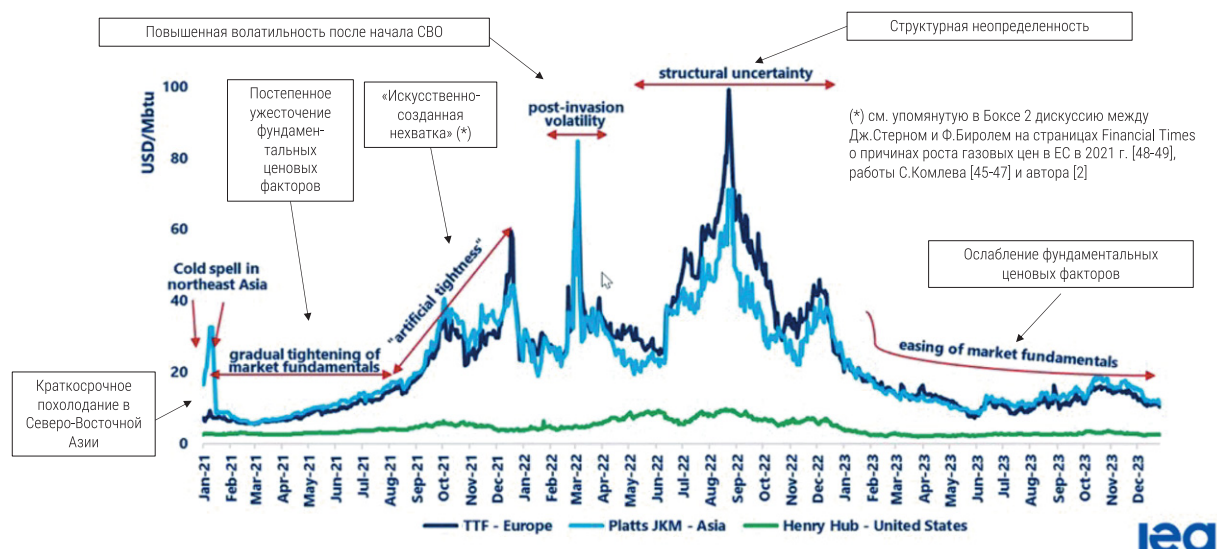
То есть принятие рестриктивных мер ЕС обосновывается не соответствующими объективной реальности политически мотивированными аргументами.

Программа REPowerEU и проект нового Регулирования подтверждают установленный предыдущим Регулированием и Директивой (от 15.12.2021 [43-44]) предельный срок действия долгосрочных контрактов в ЕС 2049-м годом [50]. Но у суверенного государства есть «право на регулирование» (right to regulate), а в ЕС часть суверенных функций передана на наднациональный уровень. Поэтому в случае принятия обновленного Регулирования от 15.12.2023 (в чем не приходится сомневаться) компании стран ЕС смогут в одностороннем порядке (в том числе под давлением Еврокомиссии, в чем также не приходится сомневаться) приостанавливать долгосрочные контракты с «Газпромом» на поставку трубопроводного газа и с «НОВАТЭКом» на поставку СПГ, объявляя форс-мажор в связи с решениями правительств своих стран. Ту же стратегию использовал «Газпром» в ситуации изменения схемы оплаты за поставленный газ в соответствии с Указом Президента РФ от 31.03.2022: компания прекращала поставки тем европейским покупателям, кто не согласился на изменение схемы оплаты [2].

Понятно, что в таком случае произойдет столкновение двух правовых концепций: концепции государственного принуждения (права государства на регулирование) и концепции незыблемости контрактов (контракты должны исполняться – pacta sunt servanda). Но законодательное решение ЕС позволит европейским компаниям рассчитывать на невыплату штрафов за неисполнение контрактов, тем более что в нынешних политических условиях существуют обоснованные сомнения в сохранении объективности и нейтральности международными арбитражными трибуналами в случае подачи соответствующих исков российской стороной.

Проект Регулирования от 15.12.2023 вводит запрет на весь 2025 г. (статья 38f) и возможность его введения с 2026 г. по решению Еврокомиссии (статья 38g) на участие природного газа и СПГ из России и Беларуси в программах ЕС по совместным закупкам и по агрегированию спроса, с уточнением, что запрет распространяется на все пункты входа в ЕС – как напрямую с территории России или Беларуси, так и через третьи (транзитные) страны. При этом в статье 38 приводится перечень всех ПСП, включая все восемь ПСП на российско-украинской границе, на которые распространяются эти запреты [42 с. 122-125]. Статья 38m распространяет возможность введения такого же запрета по решению Еврокомиссии на (возможные будущие) поставки водорода из России и Беларуси [42 с. 130].

МЭА: Эволюция цен торговых площадок на основных региональных газовых рынках и причины ценовой динамики, 2021-2023



Источник: C.Etienne, F.Ritter. IEA Gas Market Report Q1 2024. // CGEP, Columbia University-SIPA, 01.02.2024 (<https://www.energypolicy.columbia.edu/events/iea-gas-market-report-q1-2024/>)

Обнуление российских поставок – официальная цель ЕС

Сценарий прекращения поставок через Украину в связи с завершением транзитного контракта возможен, но не в силу нежелания России продолжать поставлять свой газ в Европу. Как было отмечено, высшие долж-

ностные лица в российской энергетике изъявляют принципиальное желание/готовность продолжать поставки. Но не только текущие высказывания российских должностных лиц свидетельствуют об этом, но и вся длительная, с конца 1960-х гг., история наращивания российских газовых поставок в Европу, вплоть до начала 2020-х гг., а значит и долгосрочная инерция этого инвестиционного

Блумберг: уровни и волатильность газовых цен остаются выше предкризисных значений, начало кризиса – 2021 г., причины ценовой динамики



Источник: Europe Moves Into a New World After a Crippling Energy Crisis. // Bloomberg, Markets, 21/01/2024 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-01-21/europe-moves-into-a-new-world-after-a-crippling-energy-crisis>)

в своей основе процесса, предопределяемая высококапиталоемким характером инвестиционных решений по экспорту российского газа в Европу, требующая сохранения поставок для окупаемости инвестиций в добычу (для ее наращивания и возмещения выбытия) и транспортировку (для поддержания радиально-кольцевой экспортной инфраструктуры и национальной ГТС, из которой газ забирается на экспорт, в эффективно работающем состоянии). И европейский газовый бизнес вплоть до начала пандемии, на пике российских экспортных поставок в ЕС, ожидал и дальнейший рост доли газа в европейском потреблении, и дальнейший рост российских экспортных поставок в ЕС (см. «Европейский газовый бизнес видел рост российских газовых поставок в ЕС»).

Сценарий «конец транзита = конец поставок» возможен в результате официальной политики ЕС, которая после принятия в 2019 г. вновь избранной Еврокомиссией «Зеленой повестки» нацелена на замещение ископаемого топлива за счет ВИЭ («для замены грязных импортных молекул на чистые отечественные электроны»), включая и наиболее чистый и дешевый вид органического топлива – российский трубопроводный газ. А после начала СВО – и на полный отказ от российских энергоресурсов вообще и российского трубопроводного газа в частности. Программа Еврокомиссии REPowerEU («Перезагрузки ЕС!») от 08.03/18.05.2022 [38-39] предусматривает политически-мотивированный отказ от российских энергоресурсов в ЕС к 2027 г. [2]. В этом направлении действуют многочисленные антироссийские санкции: 23 февраля 2024 года Совет ЕС одобрил уже 13-й их пакет [40]. Общее число антироссийских санкций западных стран с участием ЕС по состоянию на 12 февраля 2024 года составило 19282 санкций (без учета 13-го пакета ЕС) [41].

15.12.2023 Европарламент и Евросовет опубликовали проект нового газового Регулирования (свода правил) ЕС [42], которое, как и предыдущее Регулирование и Директива, на которую оно опирается (оба от декабря 2021 г. [43-44]), относится не только к природному газу (трубопроводному и СПГ), но и к водороду. Но есть существенное отличие от Регулирования 2021 г.: в новом Регулировании многожды (более десятка раз на 255 страницах документа) повторяется, как заклинание, формула одной из целей энергетической политики ЕС – «постепенный отказ от зависимости от российского природного газа, в соответствии с REPowerEU от 08.03.2022». И вводятся дополнительные целенаправленные ограничительные меры в отношении импорта всех видов газообразного топлива из России и Беларуси (см. «Ограничительные меры нового газового Регулирования ЕС»).

Таким образом, в ЕС поставлена политическая цель по отказу от российских газовых поставок к 2027 г., и последовательно принимаются юридические меры по ее

достижению, независимо от экономических последствий для самого ЕС [1-2, 51-58]. И это нужно постоянно иметь в виду при рассмотрении всех восьми вариантов потенциально-возможного развития событий после 31 декабря 2024 года (см. «Транзитный российско-украинский контракт 2020-2024 закончен: варианты после 2024 г.»). ❗

...продолжение в следующем номере.

Список литературы

1. А. Конопляник. Неафишируемая программа проникновения СПГ США в ЕС с востока. Как США и ЕС выступают против России и самой Европы // Нефтегазовая Вертикаль, 2022, №9, с.42-53 (часть 1), №10, с. 50-56 (Часть 2).
2. А. Конопляник. «Карибский газовый кризис» Европы. Политические лидеры Европы ведут ее к саморазрушению своим намерением отказаться от российского энергоимпорта // Нефтегазовая Вертикаль, 2022, (№4, с. 60-69 (часть 1), №5, с. 72-89 (часть 2).
3. А. Конопляник. Рынок СПГ – драйвер перемен (Развитие торговли сжиженным природным газом ведет к существенным трансформациям в экономической и политической сферах). // Нефтегазовая Вертикаль, 2018, № 23-24, с. 37-44 (часть 1-я цикла из четырех статей).
4. А. Конопляник. Когда Америка всегда прежде всего... (Попытки выдавливания российского газа из Европы в пользу американского СПГ имеют исключительно прагматическую экономическую подоплеку со стороны США и политический инструментарий реализации). // Нефтегазовая Вертикаль, январь 2019, №1-2, с. 87-94 (часть 2-я цикла из четырех статей).
5. А. Конопляник. Этапы большого пути. Как Вашингтон пытается продвинуть в Европу свой СПГ и не пустить туда российский трубопроводный газ. // Нефтегазовая Вертикаль, февраль 2019, № 3-4, с. 60-68 (часть 3-я цикла из четырех статей).
6. А. Конопляник. Врубаясь в Европу. США используют любые методы для «продавливания» своего СПГ на европейский газовый рынок. // Нефтегазовая Вертикаль, 2019, № 5, с. 61-69 (часть 4-я цикла из четырех статей).
7. Anne-Sophie Corbeau & Tatiana Mitrova. Will the Ukrainian Gas Transit Contract Continue Beyond 2024? // CGEP, Columbia University – SIPA, 08.06.2023 (<https://www.energypolicy.columbia.edu/will-the-ukrainian-gas-transit-contract-continue-beyond-2024/>).
8. Akos Losz. Q&A | Russian Gas Transit through Ukraine // CGEP, Columbia University – SIPA, 03.10.2023 (<https://www.energypolicy.columbia.edu/qa-russian-gas-transit-through-ukraine/>).
9. Russia gas flows through Ukraine could stop next year, Kyiv says // Financial Times, 22.06.2023 (<https://www.ft.com/content/bfe11756-a8be-42ea-a439-88b7d0f88f8d>).

10. Украина не будет вести переговоры о транзите газа из России // РБК, 16.08.2023 (<https://www.rbc.ru/politics/16/08/2023/64dd25439a794784d111e24d?from=copy>).
11. «Нафтогаз» отказался продлевать договор о транзите российского газа // РБК, 29.10.2023 (<https://www.rbc.ru/business/29/10/2023/653e05a09a79471151dd189d?from=copy>).
12. Премьер Словакии Фицо: транзит газа через Украину может продолжиться // RT на русском, 25.01.2024 (<https://russian.rt.com/business/news/1263173-fico-tranzit-gaza-ukraina>).
13. Украина опровергла готовность к продлению транзита российского газа // РБК, 25.01.2024 (https://www.rbc.ru/politics/25/01/2024/65b2294d9a7947e04093f926?from=materials_on_subject).
14. Шмыгаль заявил Фицо, что транзита газа через Украину после 2024 года не будет // RT на русском, 25.01.2024 (<https://russian.rt.com/business/news/1263312-shmygal-fico-otkaz-tranzit-gaz>).
15. СМИ назвали условие транзита газа из России через Украину после 2024 года // РИА-Новости, 25.01.2024 (<https://ria.ru/20240125/gaz-1923446391.html>).
16. В Кремле предупредили Европу о последствиях отказа Украины от транзита газа // Интерфакс, 26.01.2024 (<https://www.interfax.ru/russia/942052>).
17. Bloomberg узнал о поиске ЕС альтернатив транзиту газа через Украину // РБК, 27.01.2024 (<https://www.rbc.ru/economics/27/01/2024/65b43d4e9a794738fefe9d94>).
18. Расширение ОПЕК+, российская нефть в Индии и украинский транзит. А. Новак сделал ряд заявлений на Дне энергетики на ВДНХ // Neftgaz.RU, 27.01.2024 (<https://neftgaz.ru/news/transport-and-storage/814775-rasshirenie-oppek-rossiyskaya-neft-v-indii-i-ukrainskiy-tranzit-a-novak-sdelal-ryad-zayavleniy-na-dne/>).
19. Новак сообщил, что РФ не видит со стороны Европы желания обсуждать поставки газа // Интерфакс, 27.01.2024 (<https://www.interfax.ru/business/942246>).
20. Шульгинов отметил, что продление транзита газа через Украину в интересах Европы // Интерфакс, 27.01.2024 (<https://www.interfax.ru/business/942225>).
21. Новак заявил, что переговоров о транзите газа не идет ни с Украиной, ни с ЕС // Интерфакс, 31.01.2024 (<https://www.interfax.ru/business/943804>).
22. Deal or No Deal: Will Ukraine Transit Russian Gas Post-2024? // Natural Gas News, 30.01.2024 (<https://www.naturalgasworld.com/deal-or-no-deal-will-ukraine-transit-russian-gas-post-2024-gas-in-transition-109422>).
23. Киев перекроет газ: Транзит газа через Украину БУДЕТ ОСТАНОВЛЕН? // Геоэнергетика-ИНФО, 01.02.2024 (<https://www.youtube.com/watch?v=RpuRgPXT2Mk>).
24. С. Вакуленко. Неубиваемый транзит. Как долго сохранятся поставки российского газа через Украину // Carnegie Endowment for International Piece, 08.02.2024 (https://storage.googleapis.com/crng/91588.html?utm_source=carnegieemail&utm_medium=email&utm_campaign=email_weekly&mkt_tok=ODEzLVhZVS00MjIA-AAGRQS_pUVpWHJKydG1iDm1FTOPr_7ph43NXyM-hCxsBi2EqVcOK4PNzyWrHijZj0C7eXBQTXSta70W2LFDafyNd_-wyH-StTY74smubBNSw).
25. EU sees no need to extend deal on Russian gas transit via Ukraine // Reuters, 15.02.2024 (<https://www.reuters.com/business/energy/eu-sees-no-need-extend-deal-russian-gas-transit-via-ukraine-2024-02-15/>).
26. А. Конопляник. Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газового рынка. // Нефтегазовая Вертикаль, № 3-4/2016, с. 76-80.
27. Поставки российского газа в Европу по трубопроводам могут стабилизироваться // Ведомости, 27.01.2024 (<https://www.vedomosti.ru/business/articles/2024/01/27/1017014-postavki-gaza-po-truboprovodam>).
28. COUNTERING AMERICA'S ADVERSARIES THROUGH SANCTIONS ACT. Public Law 115-44 115th Congress, Aug. 2, 2017 [H.R. 3364] (<https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-115publ44/pdf/PLAW-115publ44.pdf>).
29. Байден пообещал, что «Северный поток 2» не будет работать в случае нападения РФ на Украину // Интерфакс, 08.02.2022 (<https://www.interfax.ru/world/820742>).
30. Белый дом заявил, что Байден не обещал уничтожить «Северный поток-2» // РБК, 28.09.2022 (<https://www.rbc.ru/politics/28/09/2022/6334a2679a79473ce6868870>).
31. Нуланд порадовалась тому, что «Северный поток – 2» превратился в «грудь металла» // Известия, 27.01.2023 (<https://iz.ru/1461071/video/nuland-poradovalas-tomu-chto-severnyi-potok-2-prevratilsia-v-grudu-metalla>); Госдеп остался доволен превращением «Северного потока – 2» в «грудь металла» // ТВ-Центр, 27.01.2023 (<https://www.tvc.ru/news/show/id/259039>).
32. Seymour Hersh. The Nord Stream pipelines and the perils of containment. The sabotage in the Baltic Sea was the result of a long-standing US policy of driving a wedge between Russia and Western Europe // 06.02.2024 (<https://seymourhersh.substack.com/p/the-nord-stream-pipelines-and-the>).
33. www.entsog.eu.
34. В Сербии рассказали, сколько российского газа получили за год // РИА-Новости, 16.12.2023 (<https://ria.ru/20231216/serbiya-1916157102.html>).
35. «Газпром» прекратил транзит газа в Венгрию через Украину // LENTA.RU, 01.10.2021 (<https://lenta.ru/news/2021/10/01/stop/>).
36. А. Конопляник. От нового рекорда к новой нормальности? К итогам опроса представителей газового бизнеса в рамках 12-й Европейской газовой конференции // Нефтегазовая Вертикаль, 2019, № 5, с. 70-77.
37. <https://gazpromexport.ru/statistics/>.

38. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy // Strasbourg, 8.3.2022, COM(2022) 108 final (https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF).
39. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. REPowerEU Plan // {SWD(2022) 230 final}, Brussels, 18.5.2022, COM(2022) 230 final (https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF).
40. Russia: two years after the full-scale invasion and war of aggression against Ukraine, EU adopts 13th package of individual and economic sanctions // Council of the EU, Press release, 23 February 2024 (<https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2024/02/23/russia-two-years-after-the-full-scale-invasion-and-war-of-aggression-against-ukraine-eu-adopts-13th-package-of-individual-and-economic-sanctions/>).
41. Russia Sanctions Dashboard, Current as of 12 February 2024 (<https://www.castellum.ai/russia-sanctions-dashboard>).
42. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast) // Council of the European Union, Brussels, 15 December 2023 (OR. en), 16522/23.
43. Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen // Brussels, 15.12.2021, COM(2021) 803 final, 2021/0425 (COD) (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0803>).
44. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast) // Brussels, 15.12.2021, COM(2021) 804 final, 2021/0424 (COD) (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN>).
45. С. Комлев, Д. Чапайкин. Европейский газовый рынок: Геополитика против экономики // «Газпром», 2022, №9, с. 7-12 (<https://www.gazprom.ru/press/journal/journal-gazprom/>).
46. С. Комлев, Д. Чапайкин. Европейский газовый рынок. Кризисное управление без российского газа // «Газпром», 2023, №3, с. 6-11 (<https://www.gazprom.ru/press/journal/journal-gazprom/>).
47. С. Комлев, А. Шапин. Европейский газовый рынок. Шаткое равновесие сохраняется // «Газпром», 2023, №9, с. 18-22 (<https://www.gazprom.ru/press/journal/journal-gazprom/>).
48. IEA chief accuses Russia of worsening Europe's gas crisis // "Financial Times", 12.01.2022 (<https://www.ft.com/content/668a846e-d589-4810-a390-6d7ff281054a>).
49. Letter: Europe's energy crisis should not be blamed on Gazprom // "Financial Times", 17.01.2022 (<https://www.ft.com/content/e447ae74-7e93-4b5c-9952-0e570507d671>).
50. Commission proposes new EU framework to decarbonise gas markets, promote hydrogen and reduce methane emissions // European Commission, Press Release, Brussels, 15.12.2021 (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_6682).
51. А. Конопляник. Энергетическое самоубийство Европы. Отказ от энергетического сотрудничества с Россией неизбежно приведет к экономическому коллапсу Европы. // «Эксперт», 14-21.03.2022, с. 66-69.
52. А. Konoplyanik. Europe's Energy Suicide. // "Natural Gas World – Global Gas Perspectives", 29 March 2022.
53. А. Конопляник. Энергетическое саморазрушение Европы. ЕС усугубляет свой рукотворный кризис, декларируя отказ от российского энергоимпорта. // «Независимая газета – ежемесячное приложение «НГ-Энергия», 11.04.2022, с.12-13.
54. А. Конопляник. Американский СПГ в ЕС против России и самой Европы. // «Энергетическая политика», №7(173), июль 2022, с. 26-39.
55. А. Konoplyanik. US LNG: Entering the EU from the East. // "Natural Gas World – Global Gas Perspectives", 14.09.2022.
56. А. Конопляник. В основе энергетических проблем Европы лежит конец «долгого века» США. Борьба Белого дома против России, ЕС и Китая сопровождается отказом от фундаментальных норм международного права. // «Независимая газета – ежемесячное приложение «НГ-Энергия», 11.10.2022, с.11.
57. А. Конопляник. Как США руками Польши разрушают энергосистему ЕС. От построения объединенного рынка к реинкарнации «плана Моргентау» // «Независимая газета – ежемесячное приложение «НГ-Энергия», 08.11.2022, с.9, 11.
58. А. Конопляник. Год великого перелома в мировой энергетике: 2022-й как новый 1973-й. О некоторых новых глобальных вызовах и путях их преодоления в России // «Нефтегазовая Вертикаль», 2023, №3, с. 62-69 (часть 1); №4, с.72-86 (часть 2); №5, с.66-75 (часть 3); №6, с.48-61 (часть 4)



НЕФТЯНОЙ ПИК – ПОНЯТИЕ РАСТЯЖИМОЕ

ЮРИЙ МОСКВИТИН

Независимый эксперт

Случится или нет анонсируемый пик потребления нефти в 2030 году? Что имеет шанс на победу: амбиции продавцов или рационализм покупателей? Есть основания полагать, что пик пока останется абстракцией.

МЭА и ОПЕК представили обзоры нефтяного рынка с прогнозом на перспективу. Документы различаются в периодах – МЭА смотрит до 2030 года, ОПЕК до 2045 года. У организаций также и разные методики обработки статистики, но главное – различные идеологии, они выражают взгляды противоположных сторон. МЭА выступает от потребителей нефти, ОПЕК от ее поставщиков. Документ картеля объемом за 300 страниц

более полный, что неудивительно, нефть – его все. На ОПЕКовский текст и будем ориентироваться в основном, а данные Агентства приведем лишь там, где они сильно противоречат положениям ОПЕК. Главное различие: МЭА считает, что спрос на нефть выйдет в 2030 году на пик и дальше будет снижаться, ОПЕК видит его рост до 2045 года, а его глава отрицает возможность нефтяного пика.

Дьявол в деталях

Расхождение взглядов ОПЕК и МЭА на рынок нефти обусловлены их противоположными интересами на рынке. ОПЕК выражает интересы поставщиков. Именно экспортеров, а не производителей нефти, тех, чьи бюджеты полагаются на доходы от ее поставок. Неудивительно, что в МЭА нет ни одного члена ОПЕК, а в ОПЕК нет ни одного члена МЭА.

ОПЕК – это 12 экспортеров нефти разного масштаба. Самый крупный, Саудовская Аравия, добывает по 10,6 млн баррелей в сутки, из которых 7,4 млн направляет за рубеж. Самый мелкий, Экваториальная Гвинея, – 0,2 млн баррелей добычи, почти все идет на экспорт. За последние три года ОПЕК покинули три страны, не согласные с квотами. Зато в 2016 году к картелю присоединились 10 стран, в том числе и Россия, имеющих ту же цель – поддержать цены на нефть. Главная задача ОПЕК – регулирование рынка. Если организация считает, что цены низкие, она снижает добычу и экспорт.

МЭА – это 31 страна-участник и 18 наблюдателей. Считается, что эта организация представляет интересы потребителей энергоресурсов. Это не совсем так. В МЭА входят и их крупные производители – США, Австралия, Норвегия. В сфере интересов Агентства не только ископаемые топлива. Оно наблюдает за всей энергетикой, особое внимание уделяя возобновляемой. В любом документе МЭА обязательно упоминает климат. Борьба с глобальным потеплением – центральная тема Агентства. На волне «климатической моды» МЭА дает рекомендации правительствам.

Обычно отчеты и рекомендации МЭА в отношении нефти более ангажированные, чем у ОПЕК, но Агентство пользуется популярностью среди общественности и СМИ как борец с глобальным потеплением. Климат для МЭА стал настоящим фетишем. О чем бы оно ни говорило, выбросы парниковых газов обязательно будут упомянуты. Этому Агентство готово уделить до половины объема своих документов. ОПЕК за последние пять лет тоже приняла климатическую повестку, но говорит о ней мало и сдержанно. Агитировать за сокращение потребления ископаемых топлив не в интересах картеля, он не будет рубить сук, на котором сидит.

При этом экспортеры нефти не могут идти против течения и игнорировать мировой тренд на снижение углеродного следа экономик. Они тоже говорят о необходимости снижения выбросов и борьбы с изменением климата. Показательный пример того – климатическая конференция COP28, которая прошла в декабре прошлого года в ОАЭ, стране-члене ОПЕК, шестой в мире по запасам нефти. Выходит, что если крупные производители нефти заявили о сокращении выбросов CO₂, то ОПЕК и МЭА могут в чем-то прийти к общему знаменателю.

ИСТОРИЯ НЕСОСТОЯВШЕГОСЯ НЕФТЯНОГО ПИКА Выдержки из статьи [3] Хайсама Аль Гайса, Генсека ОПЕК, размещенной на сайте организации.

Идея нефтяного пика, т. е. того, что предложение нефти выйдет на максимум и начнет сокращаться, довольно стара. Она появилась в США еще в 1880-е годы, когда начали истощаться месторождения Пенсильвании, но добыча с тех пор только росла. В 1956 году теорию нефтяного пика (oil peak theory) сформулировал геолог Марион Кинг Хабберт. Он был уверен, что к 2000 году добыча нефти достигнет максимума в 34 млн баррелей в сутки и начнет падать. Такой объем мир производил в 1967 году, а на рубеже веков он был почти вдвое выше прогноза Хабберта, 65 млн баррелей в сутки.

Дебаты о нефтяном пике продолжались и в 1990-е, и в 2000-е годы. Геолог Колин Кэмбэл в конце 1990-х заявил, что он состоится в 2004-05 годах. Нефть будет по-прежнему нужна, но станет очень дорогой в производстве, что вызовет катастрофические последствия для мировой экономики. Финансист Мэттью Саймонс в 2006 году пошел еще дальше и заявил, что мир уже прошел нефтяной пик в 2005 году.

В течение всей истории отрасли многократно повторялись слова о пике, но он сдвигался на все более поздние сроки и прогнозировались более значительные объемы добычи. Предсказания пиков основаны на неверном понимании ресурсной базы и без учета развивающихся технологий.

В 2024 году предложение нефти увеличивается благодаря улучшению экономик проектов и прогрессу технологий. Мы и сейчас точно не знаем, насколько в мире много нефти. Ее может хватить до конца этого столетия, а может и дольше.

Сегодня говорят о пике не предложения, а спроса на нефть. Экономике будут добровольно от нее отказываться ради устойчивого безуглеродного будущего. И снова предрекатели пика спроса повторяют ошибки своих давних коллег – они не учитывают, что технологии позволяют снижать выбросы.

В 2013 году Citibank опубликовал отчет «Глобальный рост спроса на нефть – конец уже близок» (Global Oil Demand Growth – The End Is Nigh). Банк предположил, что спрос на нефть сократится быстрее, чем ожидает рынок. В тот год потребление ее было около 90 млн баррелей в сутки. Сегодня более 100 млн. Во время пандемии говорили о том, что спрос никогда не восстановится до уровня 2019 года. Он сделал это всего два года спустя.

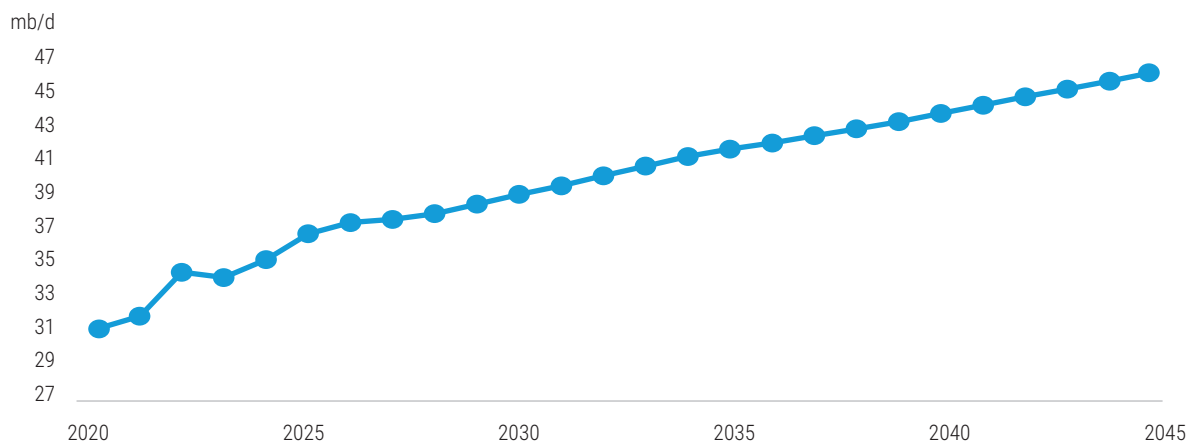
В 2023 году МЭА предсказало нефтяной пик до конца этого десятилетия и призвало остановить инвестиции в отрасль. Агентство в этом противоречило само себе. Ранее оно говорило, что нефть нужна будет миру еще долгие годы и призывало больше инвестировать в нее. Сегодня очевидно, что пика спроса на нефть не видно ни в кратко-, ни в средне-, ни в долгосрочной перспективе.

Мы в ОПЕК считаем, что спрос на нефть в ближайшие два года вырастет на 4,7 млн баррелей в сутки. Все ведущие аналитические агентства – EIA, Rystad, Argus говорят о четырех млн. Впрочем, МЭА тоже говорило о росте спроса в 2023-24 годах на 3,4 млн. И где же пик? Он только в мыслях политиков.

В отчете World Oil Outlook 2023 мы говорим о росте спроса до 116 млн баррелей в сутки к 2045 году. Нефть дает нам жизненно необходимые продукты и обеспечивает энергобезопасность. Она становится все более доступной. Технологии позволяют находить новые запасы и снижать выбросы. Отрасль знает, как бороться с CO₂ и минимизировать воздействие на климат.

Пик предложения нефти так и не наступил. С пиком спроса будет то же самое.

Поставка жидких углеводородов странами ОПЕК



Source: OPEC

Нельзя сказать, что документы ОПЕК World Oils Outlook [1] и Oil Market Report [2] от МЭА диаметрально противоположны. Пожалуй, общего между ними больше, но, как говорится, есть нюанс.

Главное отличие позиций экспортеров нефти и ее потребителей в том, что, по мнению МЭА, 2030 год станет пиком для нефти и всех ископаемых топлив, потом спрос будет снижаться. ОПЕК смотрит дальше вперед и не видит причин для падения спроса на нефть вплоть до 2045 года. Картель говорит, что пика предложения так и не было, не будет и пика потребления.

В МЭА главным драйвером роста спроса на нефть считают транспорт. За последние 20 лет автопарк увеличился на 600 млн единиц, а потребление нефти для производства моторных топлив выросло на 18 млн баррелей

в сутки. За два десятилетия дорожный трафик вырос на 65%, при этом экономичность двигателей тоже улучшилась, так что в итоге сегодня 45% спроса формируют автомобили. На втором месте – нефтехимия, с сильным отставанием, на сегмент приходится 15%.

В 2017-19 годах спрос на бензин и дизель для легковых и грузовых авто, а также двухколесного транспорта, по мнению МЭА, вышел на пик. С 2020 года стала быстро распространяться электрификация, 4% всех новых авто тогда были электромобилями. Процесс шел по нарастающей, в 2023 году доля их продаж составила 18%, это 14 млн единиц.

По прогнозу МЭА, роль транспорта в потреблении нефти будет снижаться именно из-за традиционных двигателей. К 2030 году спрос на топлива на основе нефти

Спрос по секторам

	Levels, mboe/d						Growth, mboe/d	Growth, % p.a.	Fuel share, %	
	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2022–2045	2022–2045	2022	2045
Oil	90.7	96.4	102.0	104.3	105.3	106.1	15.4	0.7	31.2	29.5
Coal	75.9	74.6	71.1	65.9	60.0	54.4	–21.5	–1.4	26.1	15.1
Gas	67.1	69.6	75.0	80.2	84.4	87.0	20.0	1.1	23.1	24.2
Nuclear	15.0	15.9	17.4	19.4	21.7	23.8	8.8	2.0	5.2	6.6
Hydro	7.7	8.2	8.9	9.6	10.2	10.5	2.8	1.3	2.7	2.9
Biomass	26.6	27.9	30.2	32.3	34.1	35.2	8.6	1.2	9.1	9.8
Other renewables	7.9	11.2	18.5	26.7	35.8	42.2	34.3	7.5	2.7	11.7
Total	290.9	303.9	322.9	338.3	351.6	359.2	68.3	0.9	100.0	100.0

Source: OPEC

Потребление первичной энергии по видам

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	Growth 2022–2045
Road	44.5	47.0	48.8	49.1	49.1	49.1	4.6
Aviation	6.1	7.6	8.4	9.0	9.6	10.2	4.1
Rail/waterways	1.9	2.0	2.2	2.2	2.3	2.2	0.3
Marine bunkers	4.1	4.4	4.8	4.9	4.9	4.9	0.8
Transportation	56.6	61.1	64.1	65.2	65.9	66.4	9.8
Petrochemicals	14.3	15.6	17.0	17.6	18.2	18.6	4.3
Other industry	12.8	13.2	14.0	14.5	14.3	14.2	1.5
Industry	27.1	28.8	31.0	32.1	32.4	32.9	5.8
Resid./Comm./Agr.	11.2	11.5	12.5	12.8	12.9	12.8	1.6
Electricity generation	4.7	4.7	4.5	4.3	4.2	4.0	-0.8
Other uses	15.9	16.2	16.9	17.1	17.1	16.7	0.9
World	99.6	106.1	112.0	114.4	115.4	116.0	16.4

Source: OPEC

будет стагнировать у границы в 100 млн баррелей в сутки и даже начнет сокращаться, в то время как нефтехимии потребуются больше нефти, что сгладит падение спроса.

В документе ОПЕК главным стимулом роста потребления нефти называют не транспорт, а указывают более широкую причину – рост населения планеты, а количество автомобилей с двигателями внутреннего сгорания – это его составная часть. Второй фактор – повышение благосостояния народов в целом. ОПЕК ожидает, что до 2045 года мировая экономика будет расти в среднем на 3% в год, и к этому сроку более трети ее придется на Китай и Индию. Эти тезисы ОПЕК заслуживают более внимательного рассмотрения.

Население и экономика растут

По расчетам ОПЕК, количество жителей планеты в 2045 году составит около 9,5 млрд человек, т. е. в сравнении с 2022 годом оно увеличится на 1,5 млрд. Причем трудоспособное население в возрасте от 15 до 64 лет вырастет на 826 млн человек. Речь идет именно о среднем значении по планете, цифры от региона к региону могут сильно различаться. Вырастет и уровень урбанизации, с 57% в 2022 году до 66% в 2045 году.

Среди факторов, которые способствуют росту населения, организация называет повышение качества и доступности медицины и улучшение санитарных условий, особенно в странах с низким ВВП на душу населения. Вместе с этим улучшится и качество продовольствия при снижении цен на него. Все эти факторы, вместе взятые, увеличат среднюю продолжительность жизни с 65 лет для мужчин

и 69,5 для женщин на три и четыре года соответственно. Рождаемость при этом увеличится лишь незначительно и только в Африке, в Латинской Америке и в Азии. В Европе и в Северной Америке она, напротив, снизится на 1-2%. Поддержку количества населения этих регионов обеспечит миграция из менее благополучных стран.

Население не только прибавляется, но и становится более мобильным. Причем с ростом уровня жизни увеличивается и количество перемещений людей и расстояния поездок, причем не только на автомобилях. Крупный рынок нефти – авиационное и судовое топливо. Падение спроса на авиакеросин было заметно только в период пандемии, но уже в 2022 году спрос восстановился, и межконтинентальное перемещение людей растет (см. «Поставка жидких углеводородов странами ОПЕК», «Спрос по секторам»).

ОПЕК оценивает, что благодаря росту спроса со стороны транспортного сектора экспортеры увеличат предложение нефти с 31 млн баррелей в 2020 году до 36 млн в 2025 и до 46 млн в 2045. МЭА эти планы картеля не комментирует.

Вторым в списке факторов по порядку, но не по значению станет устойчивый тренд на рост мировой экономики. По отношению к 2022 году мировой ВВП в 2045 году почти удвоится, со 138 трлн долларов до 270 трлн. Наиболее сильный рост покажет Индия – на 6,1% в год (см. «Потребление первичной энергии по видам»).

Рост населения и ВВП вызовет увеличение спроса на первичную энергию на 23%. В пересчете на б.н.э. в сутки с 291 млн до 359 млн. В этом «энергетическом портфеле» нефть лишь незначительно снизит свою долю, с 31,2% до 29,5%.

В МЭА считают, что к 2030 году потребление нефти составит 103,5 млн баррелей в сутки, т. е. вырастет незначительно к текущим объемам. После этого будет стагнировать в районе 100 млн.

По расчетам ОПЕК, уже в 2028 году миру потребуется 110,2 млн баррелей нефти в сутки, объем вырастет по сравнению с 2022 годом на 10,6 млн.

Пандемия отыграна

Обе организации признают, что в 2020 году спрос на нефть впервые сократился на 9,1 млн баррелей в сутки из-за локдаунов и ограничений людей на перемещения из-за пандемии, а последующие два года были периодом турбулентности на энергорынке. Тем не менее спрос начал восстанавливаться. В 2021 году – на 5,9 млн баррелей в сутки, в 2022 году – на 2,5 млн. Это произошло даже при том, что годы отличались высокой инфляцией и геополитической напряженностью. Ситуация усугубилась осенью 2023 года из-за палестино-израильского конфликта и действий хуситов в Красном море. Тем не менее энергокризис в ЕС, который вышел на пик во второй половине 2022 года, в минувшем году смягчился, а рост мирового ВВП составил по его итогам около 2,6%.

Рынок получал противоречивые сигналы в 2023 году, но в ОПЕК уверены, что в 2024 году экономика вырастет на 2,7%, потребление нефти на 2,4 млн баррелей в сутки к базовому 2022 году, а уже в 2025 году рост мирового ВВП выйдет на 3% и будет увеличиваться примерно на столько же в год в течение всего рассматриваемого периода, т. е. до 2045 года.

В 2023 году спрос на нефть поддерживали развивающиеся экономики Азии и Ближнего Востока. Эта тенденция сохранится и в 2024 году. Потребление нефти в мире вырастет на 2,2 млн баррелей в сутки, из которых большая часть, 1,6 млн, придется на указанные группы стран.

На страны других регионов, не входящие в ОЭСР (прочая Азия, Африка и Латинская Америка), в этом году придется 0,4 млн прироста. В 2025 году – 1,7 млн, в 2028 году – 1,3 млн. Экономика этих стран будет расти быстрее средних по миру 3%, где-то на уровне 3,3%.

В развитых 38 странах, входящих в ОЭСР, рост будет не выше 2%. Для всех стран ОЭСР в 2022-23 годах экономические перспективы ухудшились, рост ВВП составил в среднем по 1% в год, в этом году он будет ненамного выше. Дело в более высокой базе, все экономики ОЭСР – зрелые. Однако до конца периода экономика и в этой группе стран увеличится (см. «Прирост спроса на нефть по группам стран»).

Спрос и региональный перекос

В европейских странах-членах ОЭСР в 2025 году спрос на нефть увеличится незначительно, а с 2026 года будет стагнировать. И ОПЕК, и МЭА согласны в том, что в этой группе снизится потребление нефти для производства моторных топлив из-за распространения электромобилей и мер правительств, направленных на снижение углеродного следа.

Большинство европейских стран с 2035 года намерены прекратить регистрацию новых автомобилей с двигателями внутреннего сгорания, что еще больше снизит потребление нефтепродуктов. Частично это компенсирует нефтехимия, но для роста спроса ее будет недостаточно, только для компенсации. Все страны ОЭСР в 2028 году будут потреблять по 46,5 млн баррелей нефти в сутки. Среди крупнейших потребителей нефти за пределами этой группы – Индия и Китай.

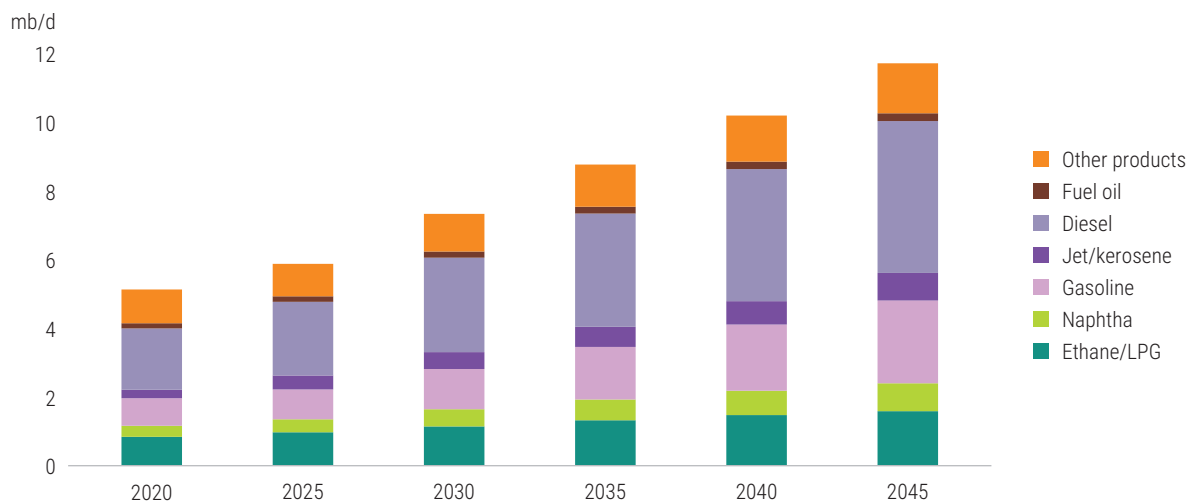
Индия, по данным ООН, в 2023 году увеличила население до 1,43 млрд, в ближайшие два десятилетия оно вырастет еще на 1,62 млрд. Сегодня половину населения страны составляют люди моложе 25 лет. В бли-

Прирост спроса на нефть по группам стран



Source: OPEC

Спрос на нефть в Индии по продуктам



Source: OPEC

жайшем будущем они станут экономически активными. К 2045 году трудоспособное население в Индии составит более 1,1 млрд человек. Одновременно усилится урбанизация. Несмотря на то, что в стране много густонаселенных городов, пока уровень урбанизации составляет только 34%.

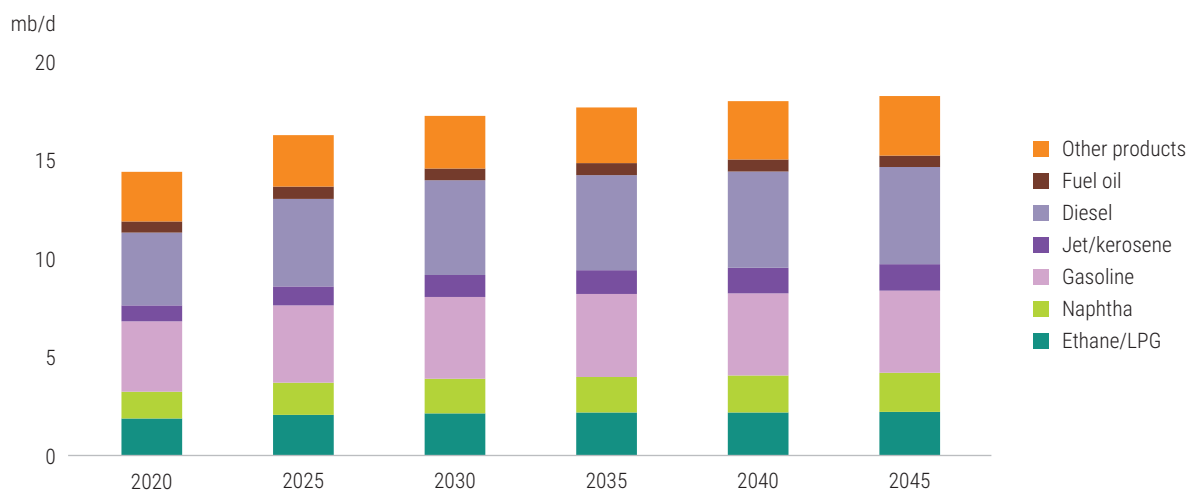
Благоприятная демография будет способствовать экономическому росту Индии. ВВП страны до 2045 года будет увеличиваться в среднем на 6,1% в год – лучший показатель в мире для емких экономик.

Транспорт станет главным потребителем топлив. В 2022 году легковой автопарк (без учета двухколесного транспорта) составлял в Индии 46 млн единиц. К 2045

году он увеличится до почти 200 млн. В результате один лишь спрос на бензин увеличит потребление нефти на 1,6 млн баррелей в сутки. Сейчас на производство дизтоплива и бензина в Индии приходится 35% потребляемой нефти. Нефтехимический сектор страны вырастет на 4,3%. В результате этих двух факторов к 2045 году общее потребление нефти вырастет на 6,6 млн баррелей в сутки, до 11,7 млн (см. «Спрос на нефть в Индии по продуктам»).

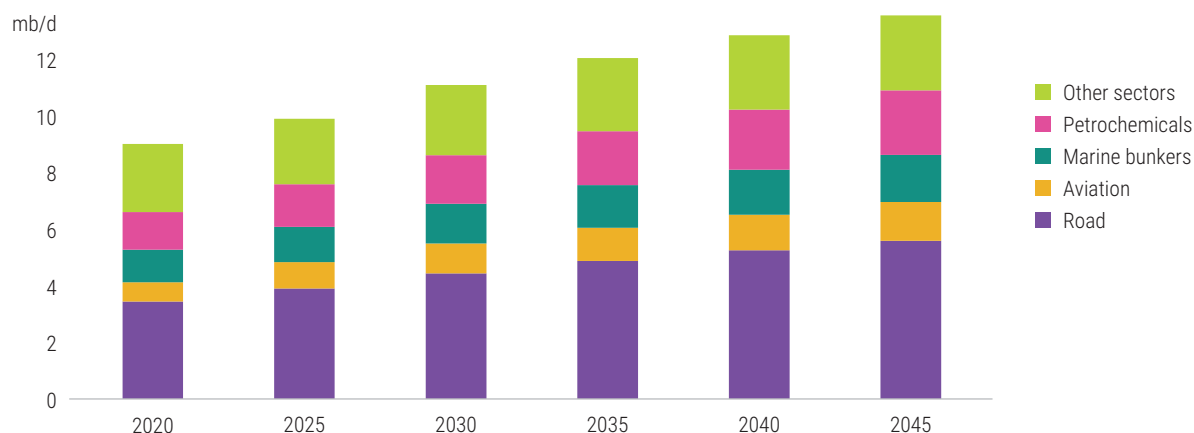
Китай к 2045 году будет главным потребителем нефти в мире по объему, спрос на нее вырастет с 14,9 млн баррелей в сутки до 18,8 млн, т. е. на 3,9 млн. ОПЕК отмечает, что в этом десятилетии рост потребления нефти в этой стране будет скромнее, где-то 2,9 млн.

Спрос на нефть в Китае по продуктам



Source: OPEC

Спрос в прочих странах Азии по секторам



Source: OPEC

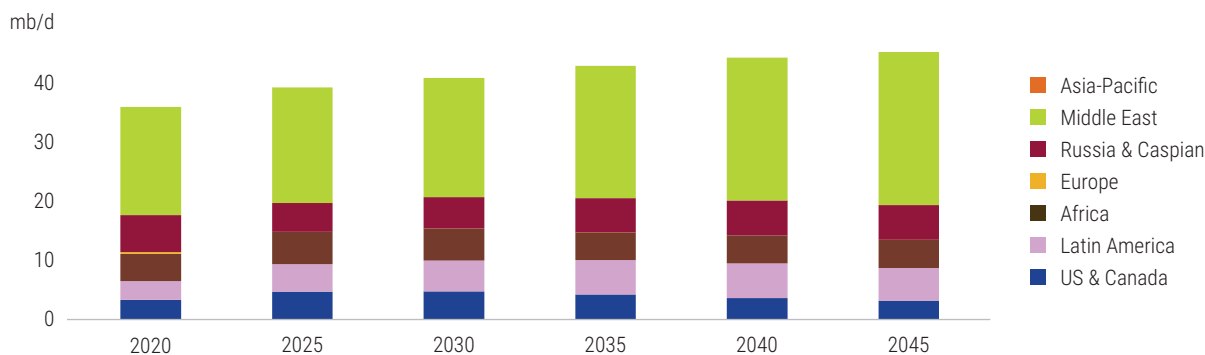
Главным фактором повышения спроса станет рост китайской экономики. До 2030 года он составит в среднем по 5% в год, а затем снизится до 4%, а к 2045 году до 3%, уверены в ОПЕК. Эти цифры выглядят слабыми на фоне роста, который показывала китайская экономика в 1990-2015 годах, тогда он колебался между 7 и 10%. Снижение показателя картель объясняет тем, что население страны перестало расти, все большая его часть стареет и выходит из категории трудоспособного. В то же время за годы быстрого экономического роста в Китае сформировался многочисленный средний класс, который покупает не только электромобили, но и традиционные авто, а также формирует спрос на авиаперелеты, в том числе международные. Эти факторы поддерживают спрос на моторное топливо и авиакеросин. Однако против роста спроса работает другой тренд: прода-

жи традиционных авто в Китае сократились с 28,5 млн единиц в 2017 году до 17,3 млн в 2022 году.

ОПЕК отмечает, что экономика КНР трансформируется, в ней доля промышленного производства растет медленнее, чем сфера услуг. Развиваются неэнергоемкие отрасли – производство электронных устройств, электромобилей, а также развивается туризм. Это тоже сокращает потребления нефтепродуктов (см. «Спрос на нефть в Китае по продуктам»).

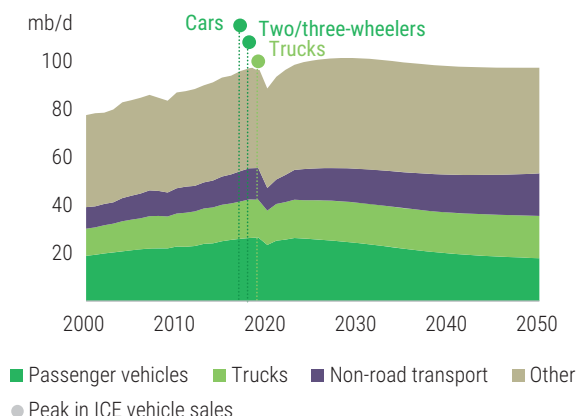
Прочие страны Азии, не входящие в ОЭСР, – это более 1,1 млрд человек. Самые населенные – Индонезия, Пакистан, Бангладеш, Филиппины и Вьетнам. В них проживает около 900 млн человек. Население их растет и урбанизируется. До конца этого десятилетия экономика этих стран будет расти на 4,3% в год, затем снизится до 4%, а после 2035 года до 3%.

Экспорт нефти и конденсата по регионам



Source: OPEC

Спрос на нефть по отраслям



Source: IEA. CC BY 4.0

Темпы роста ВВП этих стран еще десятилетие будут выше среднемирового. К 2045 году спрос на нефть вырастет на 2,2 млн баррелей в сутки только за счет дорожного транспорта. Благодаря нефтехимии и авиаперевозкам спрос вырастет еще на 0,9 млн и 0,7 млн соответственно.

В этом регионе много морских портов, Сингапур – крупнейший в мире центр бункеровки. Водный транспорт увеличит потребление нефти в регионе на 0,5 млн баррелей в сутки. Сдерживать его будет растущее использование СПГ в качестве судового топлива, но этот переход только начался (см. «Спрос в прочих странах Азии по секторам»).

Торговля, инвестиции, цены

Мировая торговля сырой нефтью и конденсатом по долгосрочным контрактам к 2045 году превысит 45 млн баррелей в сутки. Уже в 2025 году ее объем составит 39,3 млн баррелей в сутки, что на три млн больше, чем в 2022 году.

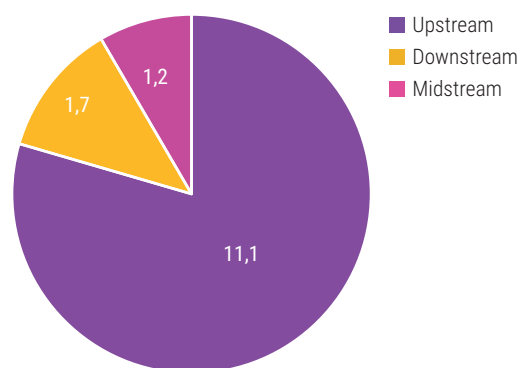
Наибольший экспортный потенциал имеют страны Ближнего Востока, Латинской Америки, США и Канады. Основными направлениями поставок останутся страны АТР, 32,6 млн баррелей в сутки к 2045 году против 23 млн в 2022 году. В целом межконтинентальная и межрегиональная торговля жидкими углеводородами вырастет за этот период до 72%, в базовом 2022 году она составляла 64% (см. «Экспорт нефти и конденсата по регионам»).

Транспорт (дорожный, авиа, ж/д и водный) останется главным потребителем нефти в мире. Если в 2022 году ее объем составлял 56,6 млн баррелей в сутки, то в 2045 году он вырастет на 9,8 млн, до 66,4 млн.

Второй по размеру отраслью будет нефтехимия, в 2022 году ее доля составляла 27% или 14,3 млн баррелей в сутки. К концу периода потребление нефти в отрасли вырастет на 4,3 млн, до 18,6 млн.

Остальную часть спроса на нефть сформируют разные сектора, включая коммунальный, коммерческий,

Аккумуляированные инвестиции, связанные с нефтью (по сегментам), \$трлн (2023 г.)



Source: OPEC

электрогенерацию и сельское хозяйство. Их спрос будет стабильным, а в генерации объем нефти уменьшится на 0,8 млн баррелей. Это единственная позиция, где спрос сократится (см. «Спрос на нефть по отраслям»).

ОПЕК считает, что к 2045 году потребуются вложения в отрасль в объеме 14 трлн долларов (в ценах 2023 года). Это соответствует 610 млрд в год. Больше всего инвестиций потребует сектор upstream (разведка и добыча) – 11,1 трлн. В downstream (переработка и сбыт) должно быть направлено 1,7 трлн, в midstream (транспортировка всеми видами транспорта) – 1,2 трлн. Речь идет именно о нефти, расчеты по газу ОПЕК не представляет.

МЭА не соглашается с цифрой в 610 млрд долларов в год. Опираясь на данные Rystad и Platts, Агентство говорит, что достаточно 500 млрд. Число законченных скважин сократится с 89 тыс. до 59 тыс., но благодаря технологиям каждая станет более продуктивной (см. «Аккумуляированные инвестиции, связанные с нефтью (по сегментам)»).

МЭА считает, что цены на нефть будут стабильными в ближайшие 10 лет и в среднем составят 75 долларов за баррель. ОПЕК ожидает медленного, но неуклонного роста цен и приближения их к отметке в 95. Обе организации оговаривают, что точный прогноз на такие далекие горизонты невозможен из-за рисков. При этом они отметили, что палестино-израильский конфликт и атаки хуситов в Красном море оказали на рынок лишь «ограниченное влияние», мир ожидал худшего. Иными словами, глобальный рынок нефти оказался устойчивым, и экономика для него важнее, чем геополитика. 📰

Список литературы

1. https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm
2. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-january-2024>
3. https://www.opec.org/opec_web/en/7288.htm



СРЕДНЕТОННАЖНАЯ НЕФТЕХИМИЯ: ДНЕМ С ОГНЕМ

АЛЕКСАНДР КОТОВ

Руководитель направления консалтинга Neft Research

Последние два года Россия находится в состоянии жёсткого геополитического противостояния с Западом, и данная ситуация как никогда ярко обнажила все проблемы страны, связанные с недостаточным вложением средств в НИОКР и высокой зависимостью от поставок западных технологий, оборудования и специальных материалов. Как обстоят дела со стратегически важной среднетоннажной нефтехимией?

В последнее десятилетие в мире непрерывно растёт спрос на среднетоннажные полимеры и производящиеся на их основе инженерные пластики и композиты, обладающие уникальными свойствами и находящие широкое применение в различных отраслях промышленности. Без использования инженерных пластиков и композитов невозможно создание современной конкурентоспособной

техники в аэрокосмической, оборонной и электронной промышленности, автомобилестроении, строительстве, при реализации 3D-технологий и в других высокотехнологичных сферах. Например, полноценное промышленное производство квадрокоптеров и FPV-дронов, применение которых произвело настоящую революцию в военном деле, невозможно без применения изделий, произве-

денных из инженерных пластиков. Но не только успешное ведение боевых действий в условиях современной войны сегодня нереалистично без развития среднетоннажной нефтехимии – повсеместно в народном хозяйстве одним из основных факторов прогресса является внедрение новых материалов.

Яркой иллюстрацией последствий высокой зависимости от импорта высокотехнологичной продукции стала ситуация с поставками необходимых материалов для создания композитного крыла для среднемагистрального самолета МС-21. Еще до начала СВО США запретили поставки в адрес «ОАК» необходимого сырья американской и японской компаниям. В результате, несмотря на по-настоящему успешную работу по импортозамещению (а не как это часто бывает – только в докладах чиновников различного ранга), недружественным странам удалось сдвинуть сроки начала поставок самолета в авиакомпанию на несколько лет. Кстати, производство собственных современных авиадвигателей для пассажирских самолетов (ПД-8, ПД-14, перспективный ПД-35) также невозможно без использования инженерных пластиков и композитов.

Оглядываясь на внешний периметр, можно констатировать, что начиная с 2010-х мы наблюдаем серьезные структурные преобразования наиболее развитых нефтехимических регионов (США, Китай, Япония, Южная Корея) с постепенным увеличением доли средне- и малотоннажной продукции с высокой инновационной составляющей и, соответственно, сокращением доли крупнотоннажной нефтехимии, производство которой все больше смещается в страны Ближнего Востока. Вместе с этим, развитие среднетоннажной нефтехимии напрямую зависит от наличия мощной научной и производственной базы – только обладание собственными или доступ к сторонним уникальным технологиям дает возможность стране производить материалы, востребованные как внутри страны, так и на внешних рынках. При этом обладающие этими компетенциями государства не торопятся делиться своими технологиями (в отличие от рынка крупнотоннажной нефтехимии, где, например, российские холдинги до февраля 2022 года имели возможность приобрести современную технологическую лицензию на производство широкого перечня продукции).

В чем же причины высокой зависимости нашей страны от иностранных технологий, оборудования, катализаторов и конечной высокотехнологичной продукции? Истоки проблемы, как это всегда бывает, нужно искать в прошлом нашей страны.

После распада СССР и последующей дикой приватизации нефтехимический комплекс пережил достаточно тяжелый период. Либерализация внешней торговли привела к кардинальному изменению системы внешнеэкономических отношений: поставки импортной продукции с высокой добавленной стоимостью в Россию значитель-

но выросли, вместе с этим расширился и экспорт первичного углеводородного сырья – нефти и газа. В результате распались существовавшие много лет производственно-товарные цепочки, были утрачены стимулы для научно-технологического развития. В период высоких цен на нефть и газ российские нефтегазовые компании получали высокий доход от продажи сырья на мировом рынке и не считали целесообразными инвестиции в очень капиталоемкую нефтегазохимию, при том что рентабельность этой технологически сложной отрасли была зачастую ниже, чем в сырьевом секторе.

Нефтегазохимические предприятия в период перехода к рыночной экономике попали в тяжелое финансовое положение (высокие издержки, низкая прибыль в условиях достаточно высоких цен на сырье, потеря конкурентоспособности и т.д.), что не способствовало их интеграции в нефтегазовые вертикальные компании.

Можно говорить, что так называемая либерализация рынка привела к общей примитивизации российской экономики в целом и структуры российской нефтегазохимии в частности.

К 2010 г. пришло осознание, что проблема развития нефтегазохимии и производства высокотехнологичной продукции с высокой добавленной стоимостью требует серьезного государственного участия. В рамках решения проблемы развития нефтегазохимии и углубления переработки углеводородного сырья был разработан «План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года», утвержденный Приказом Минэнерго России от 1 марта 2012 г. («План-2030»).

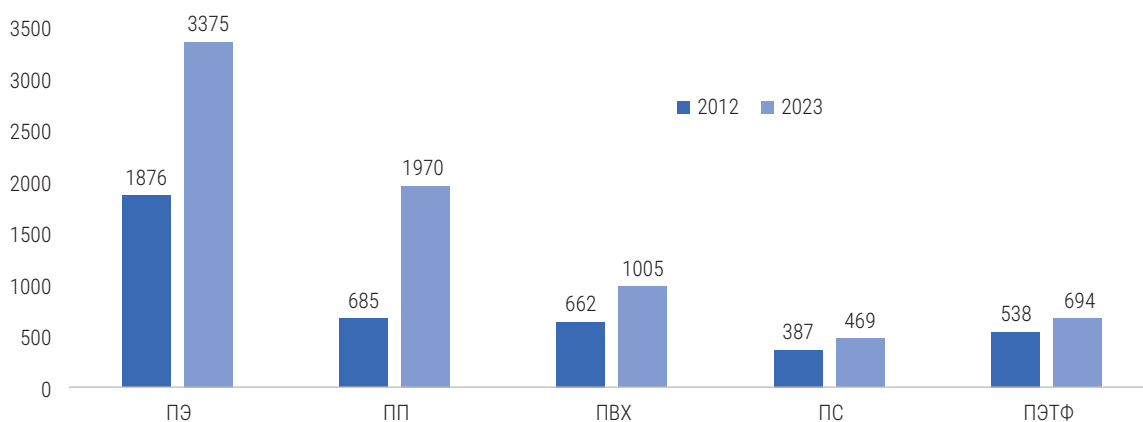
В «Плане-2030» были определены основные стратегические цели, а также механизмы и инструменты их достижения на базе реализации крупных инвестиционных проектов по переработке легкого углеводородного сырья (нафта, СУГ, этан) в нефтегазохимическую продукцию: крупнотоннажные и среднетоннажные полимеры, синтетические каучуки и продукцию органического синтеза.

В основе идеологии «Плана 2030» лежит развитие производства по технологической цепочке от сырья до конечной нефтегазохимической продукции с высокой добавленной стоимостью, то есть уход от исключительно сырьевой модели развития.

Крупнотоннажка четко оформлена

В период действия «Плана-2030» с 2012 г. по 2023 г. компаниями «Сибур», «ТАИФ», «Титан», «Куйбышевазот» было введено 5,5 млн т новых мощностей по производству нефтегазохимической продукции. В частности, компанией «Сибур» впервые в России была введена крупнотоннажная установка пиролиза, мощностью 1,5 млн т/год, а также самые мощные не только в России, но и одни из самых больших установок в Европе по производству по-

Рис. 1. Мощности по производству крупнотоннажных полимеров в России, тыс. т/год



Данные Neft Research

лиэтилена – 1,5 млн т/год и полипропилена – 0,5 млн т/год. Ввод предприятия позволил совершить настоящий рывок в развитии российской полимерной химии.

В целом рост производства крупнотоннажных полимеров в России в рассматриваемый период был обусловлен как вводом новых мощностей, так и модернизацией уже существующих.

На рисунке 1 представлена структура мощностей по производству крупнотоннажных полимеров в 2012-2023 гг.

Мощности по производству полиэтилена за прошедший период реализации «Плана 2030» увеличились в 1,8 раза в основном за счёт ввода «ЗапСибНефтехим». Рост мощностей по производству полипропилена (в 2,9 раз с 2012 г.) был обеспечен вводом мощностей «Тобольск-Полимер» (500 тыс. т/год) и «ЗапСибНефтехима» (500 тыс. т/год). С 2022 г. вышеназванные предприятия были объединены в рамках «ЗапСибНефтехим» общей мощностью 1 000 т/год по полипропилену. Кроме того, в 2013 г. группой «Титан» был введен в строй завод «Полиом» мощностью 210 тыс. т/год, в настоящее время владельцами предприятия на паритетных условиях являются «Сибур» и «Газпром нефть».

Мощности по производству поливинилхлорида выросли к 2023 г. в 1,5 раза как за счет модернизации существующих мощностей «Саянскимпласт» и «Башкирской содовой компании», так и ввода в 2014 г. нового завода «РусВинил» мощностью 330 тыс. т/год (в настоящее время единственным владельцем предприятия является «Сибур»).

Небольшое увеличение мощностей по производству полистирола (в 1,2 раза с 2012 г.) было обусловлено вводом новой установки по производству вспенивающегося полистирола на «Сибур-Химпром» в 2013 г. (100 тыс. т/год) и модернизацией действующих мощностей на «Нижнекамскнефтехим» с увеличением до 240 тыс. т/год.

Увеличение производственного потенциала по выпуску ПЭТФ составило 1,3 раза и было обусловлено модернизацией завода «ПОЛИЭФ» («Сибур») с двухступенчатым расширением мощностей со 134 тыс. т/год в 2012 г. до 254 тыс. т/год в 2022 г., а также расширением установки на калининградском предприятии «ЭкоПЭТ» (в настоящее время завод принадлежит «Татнефти») с 220 до 230 тыс. т/год.

Анализируя вводы мощностей по производству крупнотоннажных полимеров в период реализации «Плана 2030», следует отметить ведущую роль компании «Сибур», которая ввела мощности суммарной производительностью 3 млн т/год.

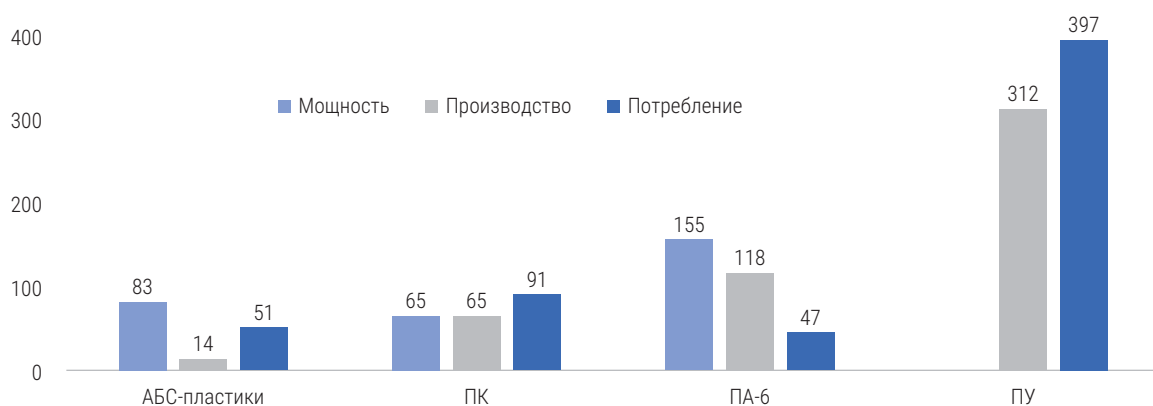
За время своего существования «Сибур» из компании, основным бизнесом которой являлась переработка углеводородного сырья на построенных большей частью еще в СССР газоперерабатывающих заводах с последующей продажей первичных продуктов его переработки, превратился в крупнейший нефтехимический холдинг страны. Рост компании осуществляется по принципу формирования технологических цепочек, увеличивающих добавленную стоимость переработки сырья на базе высоких технологий, модернизации действующих и ввода новых мощностей.

В 2021 г. произошло слияние ПАО «Сибур Холдинг» с предприятиями, входящими в нефтехимический блок ГК «ТАИФ» («Казаньоргсинтез» и «Нижнекамскнефтехим»), что усилило концентрацию производства компании и её положение и конкурентоспособность на мировом рынке.

Среднетоннажная нефтехимия в эксклюзивных вариантах

Однако, следует отметить, что в процессе выполнения «Плана-2030» российские компании в основном реализовывали проекты по производству крупнотоннажной про-

Рис. 2. Мощности, производство и потребление среднетоннажных полимеров в России в 2012 г., тыс. т



Данные Neft Research

дукции, тогда как из проектов по строительству новых мощностей по производству среднетоннажной нефтехимии стоит выделить только несколько проектов: запуск производства пластификатора ДОТФ на «Сибур-Химпром» в 2019 г. (мощность 100 тыс. т/год), пуск на «Омском каучуке» после реконструкции в 2020 г. производства фенола и ацетона (мощность по фенолу – 90 тыс. т/год, ацетону – 56 тыс. т/год) и ввод мощности по производству малеинового ангидрида на «ЗапСибНефтехим» в 2022 г. (мощность 45 тыс. т/год).

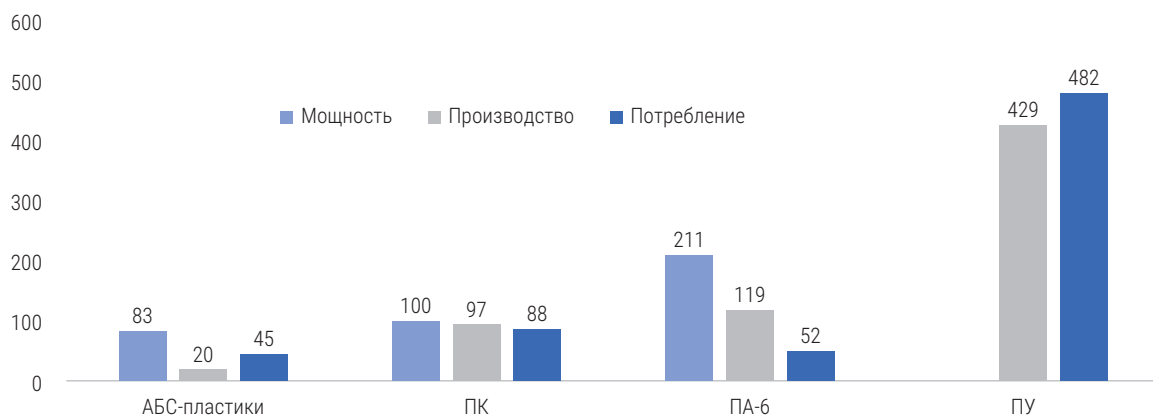
При этом вводов новых мощностей по производству среднетоннажных полимеров за период 2012-2023 гг. не произошло – другими словами, произошел перекося в производственной структуре в сторону крупнотоннажных полимеров и, в частности, в производство полиолефинов (полиэтилен и полипропилен). В публичном поле российские нефтегазохимические компании не за-

являли о планах по реализации в среднесрочной перспективе инвестиционных проектов по производству изоцианатов и лапролов для производства полиуретанов, АБС-пластиков, полиметилметакрилата, полиамид-66, полибутилентерефталата, полиоксиметилена и др. Таким образом, можно констатировать, что сегодня российский нефтегазохимический комплекс производит в основном крупнотоннажную нефтехимическую продукцию с невысокой, по сравнению с теми же инженерными пластиками и композитами, добавленной стоимостью.

Вместе с этим определённые изменения в производстве и потреблении среднетоннажных полимеров в период 2012-2023 гг. все-таки произошли.

На рисунках 2 и 3 представлена динамика развития мощностей, производства и потребления среднетоннажных полимеров в России в 2012 и 2023 г.

Рис. 3. Мощности, производство и потребление среднетоннажных полимеров в России в 2023 г., тыс. т



Данные Neft Research

В рассматриваемый период спрос на АБС-пластики не только не увеличился, но даже показал снижение на 12%, что стало следствием уменьшения потребления в секторах производства электроники, бытовой техники и автомобилей ввиду ухода в 2022-2023 гг. с российского рынка большей части производителей из недружественных стран, при этом несмотря на то, что производство АБС-пластиков увеличилось на 43% (на эффекте низкой базы), полимер остается импортозависимым.

Спрос на поликарбонат оставался стабильным за прошедшие 10 лет. Производство при этом увеличилось в 1,5 раза за счет расширения мощностей единственным отечественным производителем – «Казаньоргсинтез» («Сибур»).

Развитие среднетоннажной нефтехимии напрямую зависит от наличия мощной научной и производственной базы

Полиамид-6 в 2012-2023 гг. оставался экспортоориентированным полимером, его производство значительно превышало спрос. При этом, несмотря на увеличение мощностей (со 155 до 211 тыс. т), производство полиамида-6 в 2012 г. и 2023 г. оказалось на одном уровне. Причиной данной аномалии явилось резкое сокращение экспорта – со 105 тыс. т в 2021 г. до 75 тыс. т в 2023 г., что стало следствием антироссийских санкций и фактического закрытия европейского рынка для российских производителей.

Спрос на полиуретаны в 2023 г. увеличился по отношению к 2012 г. на 21%, производство выросло на 38%. При этом стоит особо отметить, что в России полностью отсутствует производство одного из компонентов полиуретановых систем – изоцианатов, а обеспеченность собственным производством по второму компоненту – простым полиэфирам – составляет всего 40%.

Другие востребованные высокотехнологичной промышленностью (в т. ч. военно-промышленным комплексом) среднетоннажные полимеры, среди которых полибутилентерефталат, полиамид-66, полиамид-12, сополимеры стирола с акрилонитрилом (САН), полиоксиметилен, полиметилметакрилат и др., в России не производятся.

Такова ситуация со среднетоннажной нефтехимией в России на сегодняшний день.

Проактивная политика для высокотехнологичного потенциала

Однако нельзя не думать о самом ближайшем будущем. С одной стороны, как уже было сказано выше, для осуществления развития импортозамещения и создания технического и технологического суверенитета в различ-

ных отраслях промышленности требуется их обеспечение полимерными материалами новых поколений. С другой стороны, важнейшим фактором конкурентоспособности российской нефтегазохимии на внешних рынках являются повышение степени диверсификации производства, сокращение инновационного разрыва с передовыми странами, увеличение темпов роста коммерческого использования новых материалов, относящихся к высокотехнологичным переделам.

В условиях самых широкомасштабных санкций со стороны недружественных стран требуется применение неординарных, специализированных решений.

На прошедшем 8 февраля текущего года заседании Совета по науке и образованию Владимир Путин заявил следующее: «По ключевым направлениям, важнейшим для развития страны, для повышения качества жизни граждан нам необходимо обеспечить себя собственными технологиями, ключевыми компонентами, материалами и средствами производства, наладить выпуск всей линейки необходимой продукции. А там, где у нас есть или могут возникнуть, появиться уникальные компетенции, нужно ставить задачу занять ведущие позиции на глобальных рынках». А чуть позже, 12 февраля, на совещании по экономическим вопросам президент отметил: «В предстоящие годы – с учётом вызовов, которые стоят перед российской, да и перед всей глобальной экономикой, – нам нужна именно проактивная, стимулирующая политика, которая позволит на новом уровне раскрыть индустриальный, аграрный, транспортный, высокотехнологичный потенциал России и создавать, модернизировать производства с современными, хорошо оплачиваемыми рабочими местами во всех субъектах Федерации. Сейчас выходит на завершающий этап работа над планом социально-экономических действий на ближайшие шесть лет. В том числе он охватит такие ключевые направления, как поддержка инвестиций, обеспечение технологического суверенитета, обновление и строительство инфраструктуры, комплексное развитие населённых пунктов, да и многое другое».

Таким образом, высшее руководство страны отчетливо понимает, что в текущих реалиях, а также при любых возможных направлениях развития экономической и геополитической ситуации, требуется кардинальная трансформация российской экономической системы, в частности, усиление роли государства. Именно государство должно четко обозначить дальнейшие цели развития, определить соответствующую этим целям государственную экономическую политику, в том числе её инновационную составляющую в области нефтегазохимии и создания новых инновационных материалов.

Сейчас перед российской нефтегазохимией стоит важнейшая задача – стать отраслью, производящей научные знания, на базе которых будет обеспечиваться технологический суверенитет всего государства. 



TMS
Г Р У П П

Муфты для обсадных и насосно- компрессорных труб НКТ



Муфты для обсадных труб предназначены для соединения обсадных труб, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин. Изготавливаются по [ГОСТ 632-80](#) с резьбами ОТТМ и ОТТГ, а также BUTTRESS по [ТУ 14-3Р-29-2000](#).

Специальное предложение для обсадных труб с премиальными соединениями ТМС-(ОТВ 6,5, СРВ1, СРВ2) по ТУ 1327-009-20970456-2015, ТУ 13 0814-100-78691656-2015.

Высокопрочные, высокогерметичные резьбовые соединения нашего производства гарантируют надёжность и безаварийность работы.

Преимущества

- Изготовление муфт с премиальными резьбами собственной разработки
- Изготовление муфт по дополнительным требованиям Заказчика
- Изготовление муфт с различными вариантами покрытий: порошковое, фосфатирование, термодиффузионное цинкование
- Изготовление муфт с любой группой прочности по ГОСТ 632-80, ГОСТ 633-80, ГОСТ 31446-2017 (аналог API Spec 5CT)

Муфты НКТ предназначены для соединения насосно-компрессорных труб в единую магистраль для транспортировки перекачиваемой среды в нефтяных и газовых скважинах.

В кратчайшее время мы готовы поставить всю номенклатуру муфт по:

- [ГОСТ 633-80](#) муфты для гладких насосно-компрессорных труб
- [ГОСТ 633-80](#) муфты для насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами
- [ГОСТ 31446-2017](#) муфты для насосно-компрессорных труб



ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

ИГОРЬ ТВЕРСКОЙ

К.ф.-м. н., АО «Газпром промгаз»

ВЛАДИМИР АВЕРЬЯНОВ

Д.т.н., АО «Газпром промгаз»

В энергетике России, реализуемой на рыночных и смешанных основаниях, принцип конкуренции затрагивает в основном сферу стоимости, качественные составляющие играют несущественную роль. Ответственность же в сегменте является понятием относительным. На чем нужно сфокусироваться в планировании энергетики?

Развитие энергетики в СССР осуществлялось на основе системного планирования, обосновывающего целеполагающие направления и развития. Реализация осуществлялась в рамках соответствующих программ, разрабатываемых при взаимодействии научных центров Академии наук СССР, Государственного комитета по науке и технике, Госплана СССР с достаточно четкой системой контроля исполнения. Достигнутые результаты СССР в области энергетики очевидны. Это создание эффективной единой энергетической системы страны и атомной энергетики, масштабное освоение газовых, нефтяных, угольных и гидротехнических ресурсов в интересах промышленного, экономического и социального развития государства. Трансформация политического уклада страны в начале 90-х годов прошлого века привела к нарушению единства в системе энергоснабжения, созданного с учетом целесообразных территориальных ресурсных возможностей, перспектив развития ее регионов и промышленности.

В России был сделан выбор в пользу использования рыночных принципов в энергетике, полагая, что рыночные отношения способны более эффективно, чем плановые, решать задачи качественного энергообеспечения страны. В результате был нарушен баланс между отраслями энергетики, каждая из которых теперь состоит из федеральных и частных компаний, конкурирующих между собой и преследующих свои стратегические, экономические и финансовые интересы как на внутренних, так и на внешних энергетических рынках. При этом сохранившиеся принципы планирования, к которым следует отнести формирование стратегических документов, таких как Энергетическая стратегия России, Генеральные схемы развития отраслей энергетики, носят частный характер без механизма мониторинга исполнения с учетом динамики развития смежных областей энергетики, что не в полной мере отвечает современным вызовам и гармонизации интересов всех организаций топливно-энергетического комплекса (ТЭК), государства и населения.

Отличие России от многих индустриально развитых стран состоит в наличии в достаточных объемах, но локально расположенных разнообразных энергетических ресурсов при значительно меньшей плотности заселения территории, особенно в северной и восточной частях страны. Поэтому возникает особая ответственность и естественная необходимость в долгосрочном планировании развития капиталоемких энергосистем с наименьшими затратами и с учетом интересов как потребителей, так и производителей разнообразной продукции ТЭК.

В статье анализируются особенности планирования развития российской энергетики и подходов к сбалансированному развитию отраслей энергетики страны, с учетом интересов народного хозяйства и обеспечения ее энергетической безопасности.

В кризис нужен регулировщик

В основе чисто рыночных отношений лежат следующие постулаты: нерегулируемый спрос, нерегулируемое предложение, нерегулируемые рыночные цены, рынок сам формирует баланс между спросом и предложением. При этом само государство также должно являться субъектом рынка, формировать правовые условия взаимодействия между его участниками и осуществлять регулирование рынка, защиту конкуренции и др. В рыночной экономике вмешательство государства предполагается минимальным, в смешанной экономике вмешательство государства значительное. Изложенное выше относится к сложившимся устойчивым процессам в экономике государства с одновременно созданным нормативно-правовым механизмом управления рыночными процессами. В периоды кризисов, в том числе при энергетическом переходе, возрастает необходимость увеличения влияния государства на регулирование рыночных отношений в интересах страны для скорейшего преодоления сложившихся кризисных явлений, или реализации программ энергоперехода. Рассмотрим, насколько действующие рыночные механизмы соответствуют задачам эффективного развития энергетики России, и как они трансформируются в интересах экономики страны в условиях смены парадигмы развития мировой энергетики.

Вторые роли традиционной генерации

Планируемый энергопереход к углеродной нейтральности приводит к изменению структуры топливно-энергетического баланса (ТЭБ), повышается доля малоуглеродных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Большинство ВИЭ зависимы от погодных условий, и, при отсутствии в настоящее время эффективных технологий хранения и аккумулирования энергии, произведенная ими энергия должна сразу же использоваться потребителями. Кроме того, объекты ВИЭ с демпфирующими системами по стоимости произведенной энергии, устойчивости работы в большинстве своем уступают энергии, произведенной с использованием традиционных ресурсов. Указанные особенности ВИЭ создают определенные сложности прогнозирования их развития в перспективных и целевых ТЭБ. Вместе с тем в прогнозных энергетических балансах предпочтение отдается ВИЭ. Традиционные энергоресурсы, по сути, становятся замыкающими и в текущих условиях остаются востребованными, прежде всего в целях:

- резервирования и прохождения пиковой потребности;
- компенсации снижения производства энергии на объектах ВИЭ при неблагоприятных погодных условиях;
- обеспечения должного уровня энергетической безопасности.

Как известно, наиболее эффективным режимом работы для объектов энергетики является непрерывный цикл с постоянной загрузкой в течение года в соответствии с установленной мощностью оборудования. Пониженная и периодическая загрузка объектов энергетики приводит к повышению удельной стоимости выработанной энергии, что важно системно учитывать при прогнозе и определении направлений развития энергетики, в том числе с учетом планируемого энергоперехода к углеродной нейтральности.

Особенности развития энергетики России на современном этапе

Энергетика является ведущей отраслью промышленности России, которая во многом обеспечивает ее надежное поступательное развитие. Страна богата основными видами энергетических ресурсов, что позволяет организовать гарантированное энергоснабжение на всей территории России. К традиционным энергетическим ресурсам следует отнести топливные ресурсы: природный газ, нефтепродукты, уголь, торф, дрова. Все

они характеризуются своими энергетическими показателями, а также воздействием при использовании на окружающую среду, стоимостью для потребителя. Стоимостные показатели могут существенно отличаться по регионам, так как включают в себя транспортную составляющую. К так называемым экологически более чистым ресурсам обычно относят природный газ и атомную энергию, а также возобновляемые энергоресурсы: энергию солнца, ветра, приливов, геотермальную энергию, гидроресурсы.

Огромная территория страны с неравномерным расположением как энергоресурсов, так и их потребителей создает дополнительные сложности по организации эффективного энергоснабжения. Энергетические региональные компании, как правило, локализованы по субъектам РФ. Ряд из них имеет федеральное значение, доля государства в уставном фонде составляет более 25 % (см. табл. 1). Можно заметить, что большая часть компаний с государственным участием относится к энергетике.

Энергетические проекты, требуемые и реализуемые для развития энергоснабжения страны, характеризуются следующими особенностями:

Таблица 1. Перечень компаний с государственным участием более 25%¹

Компания	Эффективная доля госучастия	Компания	Эффективная доля госучастия
ОВК	24,3%	ВСМПО-АВИСМА	25,0%
Мосбиржа	25,2%	ТГК-1	25,9%
Татнефть	34,0%	ОГК-2	38,5%
Интер РАО	44,3%	РСК Центра и Приволж	44,9%
МРСКЦентра	45,1%	Газпром нефть	47,8%
МРСК Северо-Запада	49,2%	МРСКУрала	49,5%
Газпром	50,0%	Роснефть	50,0%
моэск	50,1%	МРСК Сибири	50,9%
Камаз	51,8%	Сбербанк	52,3%
Мосэнерго	53,2%	Ростеком	54,9%
МРСК Юга	58,0%	Азрофпот	58,2%
Башнефть	60,5%	МРСК Волги	60,9%
АЛРОСА	66,0%	АЛРОСА-Нюрба	67,8%
ВТБ	70,0%	ФСК ЕЭС	71,8%
Русгидро	75,4%	нмтп	80,6%
МРСК Кавказа	81,8%	Ленэнерго	88,8%
Россети	88,9%	Кубаньэнерго	89,4%
ИРКУТ	95,7%	ОАК	96,8%
Транснефть	100,0%		

¹ По данным <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/kompanii-s-gosudarstvennym-uchastiem-skol-ko-ikh>

- предусматривают создания комплекса объектов по всей производственной цепочке: от ресурса до потребителя (в газовой отрасли – от пласта до потребителя);
- относятся к объектам среднесрочного и долгосрочного планирования, так как требуют значительных временных затрат на реализацию, включая все этапы²;
- требуют согласованного ввода с объектами перспективных потребителей, для энергоснабжения которых они строятся;
- требуют значительных финансовых средств для реализации, поэтому важно обеспечить своевременную загрузку энергетического оборудования;
- как правило, большинство объектов потребления энергетических ресурсов имеют сезонные режимы работы, связанные с природно-погодными условиями территории России.

С учетом того, что действующие стоимости энергоресурсов в стране значительно отличаются от аналогичных цен в зарубежных странах (см. рис. 1), не все современные зарубежные технологии в области энергетики и их соотношения, в том числе ВИЭ, могут быть в аналогичной пропорции эффективно использованы в нашей стране.

Рыночный подход к развитию энергетики России

Рыночный подход официально закреплен в Энергетической стратегии России на период до 2035 года³. Так, в разделе 3 «Достижение национальных целей и решение стратегических задач развития Российской Федерации на период до 2024 года» в качестве одного из направлений достижений национальных целей указывается «развитие конкуренции и рыночных отношений в сфере энергетики», при этом в качестве одного из вызовов указано «сохранение наряду с рыночными отношениями нерыночных отношений и обременений в сфере конечного потребления продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса, в том числе наличие перекрестного субсидирования».

Среди «задач совершенствования государственного управления отраслями топливно-энергетического комплекса» определено «развитие конкуренции и рыночных отношений в сфере энергетики», а в качестве комплекса ключевых мер по ее решению:

- «создание, продвижение и совершенствование биржевых механизмов реализации продукции нефтяной, газовой, нефтегазохимической и угольной отраслей топливно-энергетического комплекса, а также торговли производными инструментами на указанную продукцию»;

- «планомерный переход к рыночным механизмам ценообразования в сфере энергетики с учетом социальной ответственности организаций топливно-энергетического комплекса».

Вместе с тем следует признать, что «перекрестное субсидирование» является одним из важнейших механизмов целенаправленного государственного управления экономикой, который позволяет учесть ее природные и пространственные особенности и решить экономические задачи развития страны. Как показывает мировая практика, большинство стран с преимущественно рыночными отношениями в той или иной степени используют этот механизм управления при развитии энергетики. Поэтому требование Стратегии о «постепенной ликвидации перекрестного субсидирования», тем более в текущих условиях мирового политического и энергетического кризисов, кажется, мягко говоря, несвоевременным.

Декомпозиция в энергетике

Декомпозиция отраслей энергетики на «независимые» энергетические компании, которые самостоятельно формируют перспективу своего развития, что характерно для рыночной энергетики, имеет как плюсы, так и существенные минусы. Это осложняет технологические и логистические взаимодействия, снижает технические и финансовые возможности соответствующих энергетических компаний по надежной и безаварийной эксплуатации объектов в интересах социально-экономического развития территорий и регионов. Кроме того, усложняется процесс принятия решений в интересах страны, а именно согласование решений декомпозиционных задач между собой как по ресурсной части, так и по возможностям систем энергоснабжения, в том числе по замещению альтернативными энергоресурсами.

К плюсам следует отнести снижение масштаба рассматриваемых на локальном уровне задач. Более того, перспективы развития формируют специалисты, которые профессионально связаны с этими объектами. Это позволяет повысить качество сбора и верификации исходных данных, обеспечить более детальное их рассмотрение, а также снизить бюрократическую волокиту при принятии решений.

При переходе к декомпозиционной схеме формирования перспектив развития из условий повышения эффективности необходим итерационный процесс:

- на этапе формирования задач для локальных систем следует задать взаимосогласованные граничные условия, отвечающие целям и целеполагающим направлениям развития энергетики для каждой задачи;

² От замысла, сбора исходных данных, выполнения проектно-исследовательских работ (ПИР), реализации строительно-монтажных работ (СМР), ввода объектов в эксплуатацию.

³ Утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 №1523-р.

Таблица 2. ГРО в РФ⁴

Наименование показателей	Всего	Независимые ГРО	ГРО Группы Газпром
Количество ГРО	242	138	104
Количество газифицированных квартир (природный газ), млн ед.	38,87	9,97	28,90
Наружные газопроводы, обслуживаемые ГРО, тыс. км	1 038,27	186,25	852,02
Количество газифицированных промышленных объектов, тыс. ед.	62,87	26,36	36,51
Количество газифицированных коммунально-бытовых и жилищно-коммунальных объектов, тыс. ед.	413,42	46,11	367,31
Количество газифицированных сельскохозяйственных объектов, тыс. ед.	13,74	4,10	9,64

- в случае невозможности обеспечить решение локальной задачи с заданными граничными условиями или в случае получения неэффективного решения предстоит на общем уровне откорректировать граничные условия для ряда локальных систем, с последующим доведением до приемлемого решения.

Возможные риски неэффективного решения связаны с априорным заданием и корректировкой граничных условий для локальных задач на этапе формирования и их корректировки. Корректное задание граничных условий требует дополнительных знаний по всей энергосистеме, включая технически возможные загрузки и резервы мощностей энергетических объектов, входящих в локальную задачу.

Конкуренция в сфере энергетики

Конкуренция заставляет компании улучшать свое техническое состояние, проводить оптимизацию своих эксплуатационных затрат. При недостаточном надзоре государственных структур снижение затрат влияет на сокращение надежности и резервов для прохождения пиковых режимов, а также ослабляет экологический контроль. Следует отметить, что обеспечение сбалансированного развития энергетики – сложная системная многокритериальная оптимизационная задача. А конкуренция, как правило, осуществляется по одному из критериев, например по стоимостным показателям, при этом другие показатели практически не учитываются.

Межотраслевая конкуренция между секторами энергетики может привести к несбалансированному ТЭБ и негативным социальным последствиям в случае вытеснении одного сектора другим в субъектах РФ. Структурно несбалансированный ТЭБ может не только снизить показатели энергетической безопасности страны, но и создать сложности при прохождении зимних пиковых режимов. Кроме того, межтопливная конкуренция приводит к

ослаблению отдельных отраслей энергетики, создает невыгодные условия для дальнейшего развития.

Конкуренция между компаниями одного сектора энергетики между собой зачастую приводит не к улучшению условий развития или снижению цен на соответствующие виды топлива на внутреннем рынке, а к вытеснению конкурентов с данного топливного рынка, его монополизации, неэффективному использованию имеющихся ресурсов отрасли.

Конкуренция в энергетике, естественно, нужна для стимулирования технологического развития и должна быть связана с применяемыми техническими решениями, технологиями, оборудованием в рамках секторальной энергетики. При здоровой конкуренции востребованы современные эффективные технологии и оборудование, в том числе снижающие негативное влияние на окружающую среду.

В целом осуществленный в стране рыночный подход в энергетике характеризуется снижением роли государства в ее развитии, перераспределением ответственности за развитие энергетики на энергетические компании. Как правило, государство обозначает свои цели в области энергетики в отраслевых стратегических документах, которые характеризуются наиболее общими показателями, не конкретизируемыми как по энергетическим компаниям с государственным участием, так и по субъектам РФ. В таких условиях высока вероятность несовпадения интересов отдельных компаний и государства, формирования несбалансированной и неэффективной структуры ТЭБ. Разработка целеполагания в области энергетики и соответствующей нормативно-правовой основы созданной рыночной среды – зона ответственности Минэкономразвития и Минэнерго России, первое из них формирует прогнозные сценарии развития страны, включая общие потребности в энергоресурсах по макрорегионам, а второе формирует возможные схемы обеспечения этих потребностей с учетом программ / проектов программ развития значимых энергетических компаний.

⁴ Показатели приведены по данным Технического паспорта газового хозяйства РФ по состоянию на 01.01.2023.

Конкуренция в газовой отрасли

Среди сохранивших единство планирования всей цепочки технологических процессов, несмотря на принимаемые внешние усилия, следует отметить газовую отрасль. Более того, газовой отрасли удалось обеспечить консолидацию большинства активов и в газораспределении, которое в начале 90-х состояло из множества независимых региональных ГРО, основной функцией которых являлось использование оставшихся от СССР производственных объектов для получения максимальной прибыли. Рассмотрим текущее соотношение между независимыми и входящими в Группу «Газпром» ГРО (см. табл. 2).

Легко заметить, что независимые ГРО по количеству организаций значительно превосходят Группу «Газпром». Однако, как видно, распределение ответственности за газоснабжение между ГРО не пропорционально их количеству, в зоне же ответственности «Газпрома» находится более 80% газовых сетей. В зоне независимых ГРО преобладают поставки газа промышленным потребителям (характеризуются более равномерными режимами потребления) над поставками другим категориям потребителей (население, комбыт), для которых характерен ярко выраженный неравномерный режим потребления газа. Действительно, независимые региональные ГРО, за редким исключением⁵, имеют ограниченные по охвату территории газоснабжения, часто распространяемые на одно муниципальное образование, или только его часть, слабо участвуют в развитии газоснабжения ввиду отсутствия должных средств, в том числе и на поддержание объектов в надлежащем техническом состоянии.

Развитие газоснабжения регионов в рамках межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций⁶ осуществляется в основном за счет выполнения программ развития газоснабжения и газификации субъектов РФ, реализуемых ПАО «Газпром» совместно с регионами, и в рамках планов догазификации – зона ответственности Единого оператора газификации (ООО «Газпром газификация»). Таким образом, централизованная единая система газоснабжения с плановым подходом к своему развитию позволяет устойчиво обеспечивать газоснабжение населенных пунктов и развивать догазификацию населенных пунктов в ряде регионов России.

В целом состояние конкуренции на газовом рынке может характеризоваться следующими показателями⁷:

- в зоне ЕСГ поставки газа осуществляют в основном три компании: «Газпром» (63%), «НОВАТЭК» (18%) и «Роснефть» (15%);
- основная социальная нагрузка (население и комбыт), 90% поставки – обеспечивается «Газпромом».

Существующие принципы планирования в энергетике

Несмотря на заявляемую приверженность рыночным отношениям, в энергетике сохраняются и развиваются основные принципы планирования, без которых успешное развитие ее не представляется возможным. Федеральным законодательством⁸ установлены требования к документам стратегического планирования, к которым относятся отраслевые документы стратегического планирования в области энергетики: схемы и стратегии развития энергетики, а также Генеральные схемы, детализирующие стратегию. В рамках целеполагания федеральных стратегических документов разрабатываются аналогичные стратегические документы на уровне субъектов РФ. В соответствии со статьей 4 указанного ФЗ №172 к полномочиям Правительства Российской Федерации относится «обеспечение согласованности и сбалансированности документов стратегического планирования, разрабатываемых на федеральном уровне и на уровне субъектов Российской Федерации, включая согласованность утверждаемых ими целей и задач деятельности органов государственной власти, показателей достижения этих целей и решения этих задач». Базовые принципы разработки документов стратегического развития определены в статье 7 (см. табл. 3).

Следует констатировать, что прогнозный ТЭБ субъектов РФ, составляемый в соответствии с приказом

Таблица 3. Принципы стратегического планирования в соответствии со ст.7 ФЗ №172

Единство и целостность	Разграничение полномочий	Ответственность
Преемственность и непрерывность	Ресурсная обеспеченность	Прозрачность
Результативность и эффективность	Сбалансированность	Реалистичность
Соответствие показателей целям	Измеряемость целей	

⁵ Независимые ГРО осуществляют планомерное развитие газовых сетей в следующих субъектах РФ: г. Москва, Московская область, Республика Саха (Якутия), Самарская и Калининградская области, Республика Крым и г. Севастополь

⁶ Регламентируется Постановлением Правительства РФ от 10.09.2016 №903

⁷ Из презентации «Перспективы монетизации российского внутреннего газового рынка», А. Громов, Институт энергетики и финансов, XXI Международный форум «Газ России», 2023

⁸ Федеральный закон "О стратегическом планировании в Российской Федерации" от 28.06.2014 N 172-ФЗ

Рисунок 1. Сопоставление цен на газ в РФ и зарубежных странах, \$/тыс. м³^[9]



Минэнерго №1169¹⁰, следует отнести к документам стратегического планирования, однако отсутствует аналогичный документ федерального уровня, который должен обеспечить согласованность и сбалансированность соответствующих документов регионального уровня. В Порядке составления прогнозного ТЭБ субъектов РФ отсутствует принцип «ресурсной обеспеченности», который должен учитываться на федеральном уровне. Принцип «сбалансированности», по сути, заменен принципом «межтопливной конкуренцией», который отвечает только интересам потребителя в отсутствие ответственности их за представленные ими потребности в энергоресурсах. По сути, составляемые в регионах до-

кументы могут служить оценкой потребности региона в ресурсах, в первую очередь природного газа, для последующего использования в качестве предварительных исходных данных для формирования прогнозного ТЭБ для страны в целом.

Регулирование цен в энергетике

Действующее регулирование цен в ТЭК не в полной мере отвечает современным требованиям. Так, в газовой отрасли для обеспечения ценовой доступности энергоресурса для большинства регионов РФ, где используется сетевой природный газ для бытового и промышленного

⁹ Из презентации «Перспективы развития российского газового рынка», А. Н. Клепач, Институт ВЭБ, XXI Международный форум «Газ России», 2023.

¹⁰ Парламентские слушания на тему «Формирование топливно-энергетических балансов России и регионов: проблемы и пути решения», прошедшие 13.11.2023 года, выявили необходимость совершенствования методологического обеспечения составления ТЭБ.

использования, регулируемая цена на природный газ не соответствует реальной ее себестоимости с учетом всех затрат на добычу, транспортировку, хранение в ПХГ и распределении потребителям газа. Регулируемая государством цена на природный газ субсидируется за счет доходов от поставок газа за рубеж, обеспечивая тем самым приемлемый уровень цен для потребителей (см. рис. 1).

В текущих правовых условиях независимые поставщики газа имеют конкурентные преимущества¹¹ на премиальном сегменте¹² рынка потребителей, вытесняя с него ПАО «Газпром». По состоянию за 2022 год доля газа «Газпрома» на внутреннем рынке сократилась до 47%, при этом доля в поставке газа для населения составляет почти 93% (из 52 млрд м³). Подчеркнем, что «независимые поставщики газа» по факту не несут ответственности за долгосрочную поставку газа потребителям и готовы от них отказаться в случае неэффективности для них таких поставок, перекладывая все проблемы на ПАО «Газпром». Проблемы с поставками газа независимых поставщиков уже имеются в ХМАО, Хабаровском, Пермском и Краснодарском краях.

Действующие ценовые условия на газ практически сделали его безальтернативным видом топлива в большинстве регионов в зоне ответственности ЕСГ. При этом затраты поставщика на строительство и эксплуатацию созданных объектов газоснабжения компенсировались путем субсидирования за счет доходов от экспортных поставок. Сохранение цены на природный газ для потребителей на текущем уровне в условиях значительного сокращения экспортных поставок представляет сложную социальную задачу, требующую решения на государственном уровне. ФАС уже утвердила повышение тарифов на газ в России с июля 2024 года.

Ответственность потребителей

Как показывает практика в газовой отрасли, заявители потребности в использовании газа не несут ответственности за параметры, указанные в своих заявках в части соблюдения сроков и объемов реализуемого газа, что создает определенные риски при долгосрочном планировании и реализации проектов в газовой отрасли. Зачастую объекты газовой отрасли строились под заявки руководства регионов для реализации масштабных инвестиционных проектов, которые в действительности оказались «прожектками». Как результат ряд объектов в газовой отрасли, построенных по заявкам перспективных потребителей, имеют низкий уровень загрузки как по году, так и в пиковых режимах. Очевидно, что инвестиции в их развитие не окупились, а потраченные средства

в их строительство могли быть использованы более эффективным способом в интересах развития газоснабжения как этих регионов, так и страны в целом.

Задачи перспективного обеспечения новых потребителей энергоресурсов требуют заблаговременного учета с целью синхронизировать возможности ресурсной базы по поставкам дополнительных объемов ресурса для новых потребителей.

Другая проблема состоит в том, что выбор территории для реализации инвестиционных проектов часто происходит без учета возможности обеспечить их надежное энергоснабжение в требуемых объемах и в заданные сроки. Часто в качестве потенциальных площадок под перспективное развитие выбираются территории, обеспечение потребности в энергоресурсах которых, например природным газом, представляет значительные проблемы, ввиду отсутствия свободных мощностей. При этом создание необходимых мощностей может требовать, как дополнительных финансовых затрат под заявляемые объемы, так и сроков.

Требование Стратегии о «постепенной ликвидации перекрестного субсидирования», тем более в текущих условиях мирового политического и энергетического кризисов, кажется, мягко говоря, несвоевременным

Создание избыточных энергетических мощностей под потенциально перспективных потребителей с неопределенной потребностью создает большие риски для энергетических компаний в части эффективного использования создаваемых для этого мощностей. Компенсация за наличие свободных резервных мощностей будет переложена на действующих потребителей в виде цены на конечный энергетический продукт или тарифа на его транспортировку. В силу этого потребители и энергетические компании не заинтересованы в наличии значительных резервных мощностей, при этом наличие обоснованного резерва позволяет гарантировать поставку ресурса в большинстве сложных аварийных ситуаций.

Для минимизации рисков несинхронного развития, которое влечет снижение эффективности использования инвестиционных средств участников, рекомендуется взаимное повышение ответственности путем заключения предварительных договоров на поставку ресурса с конкретными юридическими обязательствами в случае их невыполнения. Поэтому, практически все крупные

¹¹ Независимые поставщики газа имеют более гибкие возможности по установлению договорных цен для промышленных потребителей, а цены на газ ПАО «Газпром» фиксированы.

¹² Премиальный сегмент рынка газа формируется из промышленных потребителей, характеризующихся значительным равномерным в течение года режимом отбора газа.

энергетические проекты (направленные на поставки энергоресурсов как на внутренний, так и на внешний рынок) реализуются в условиях дополнительных государственных / региональных льгот (налоговые льготы, в том числе на объекты строительства, оперативное решение бюрократических вопросов по выделению земельных участков под объекты проекта, включая линейные и др.), что позволяет частично компенсировать их потенциальные риски при реализации проектов. Повышение ответственности потребителей за свои энергетические запросы позволило бы снять с государства необходимость устанавливать дополнительные льготы по реализации энергетических проектов, т.е. снизило бы ее бюджетную нагрузку.

Стратегическое планирование в электроэнергетике

В настоящее время происходит осознание важности системного планирования в энергоснабжении, о чем свидетельствует актуализация положений Федерального закона №35-ФЗ «Об электроэнергетике»¹³. В обновленной редакции закреплены положения о приоритете оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Впервые введена новая статья 61 «Система перспективного развития электроэнергетики», которая закрепляет принципы планирования на федеральном уровне, в том числе путем «разработки и утверждения согласованных между собой документов перспективного развития электроэнергетики». Повышен статус схемы и программы развития систем электроэнергетики России до отраслевого документа стратегического планирования Российской Федерации, все планируемые и реализуемые объекты электроэнергетики должны быть зафиксированы в соответствующих документах перспективного развития. В федеральном законе сформированы требования к документам перспективного развития, которые должны обеспечивать:

- единство подходов к планированию и учет прогнозного социально-экономического развития;
- оптимизацию топливно-энергетического баланса электроэнергетики, за счет формирования рациональной структуры генерирующих мощностей и оптимального размещения объектов электросетевого хозяйства;
- определение технической и экономической эффективности планируемых решений по перспективному раз-

витию электроэнергетики и согласованность решений по развитию объектов по производству электрической энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, утверждаемых в схемах теплоснабжения и документах перспективного развития электроэнергетики;

- согласованность решений по развитию единой национальной (общероссийской) электрической сети, развитию электроэнергетических систем субъектов Российской Федерации, в том числе технологически изолированных;
- прогнозирование объема производства и потребления электрической энергии и мощности на перспективные периоды и учет требований обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации.

Поставлена задача с начала 2024 года разрабатывать документы перспективного развития электроэнергетики (включая и изолированные системы) с использованием перспективных расчетных моделей Единой энергетической системы России.

Необходимо, чтобы аналогичные требования были закреплены в нормативно-правовых актах касательно разработки документов перспективного развития и действовали и в других смежных отраслях энергетики.

Развитие принципов планирования в газоснабжении

В новой редакции ФЗ №69 о газоснабжении¹⁴ также введены элементы системного планирования:

- на федеральном уровне узаконено понятие «схема газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации» (статья 2)¹⁵ как основы развития систем газоснабжения;
- развитие газификации территорий РФ должны осуществлять в соответствии с межрегиональными и региональными программами газификации ЖКХ, промышленных и других организаций, разработанными на основании схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации с учетом топливно-энергетических балансов (статья 17).

В зоне ответственности Правительства Российской Федерации – установление порядка разработки и утверждения схем газоснабжения и газификации субъектов РФ, что позволит обеспечить единый методический подход к разработке перспектив развития газоснабжения, согласованных с ресурсной базой и возможностями фе-

¹³ Федеральный закон от 11 июня 2022 г. N 174-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Указанный Федеральный закон «определяет полномочия органов государственной власти на регулирование этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики при осуществлении деятельности в сфере электроэнергетики (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и потребителей электрической энергии».

¹⁴ С учетом Федерального закона от 12 декабря 2023 г. N 575-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» и статьи 5.2 и 52.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации».

¹⁵ Аналог понятия Генеральная схема газоснабжения и газификации субъекта РФ в нормативных документах ПАО «Газпром».

деральных газотранспортных систем, региональных систем газораспределения.

Развитие газоснабжения должно соответствовать целевым прогнозным ТЭБ субъектов РФ, при этом порядок их разработки (приказ Минэнерго №1169), по сути, предполагает лишь оценку перспективной потребности в газе, не решая вопрос об источниках возмещения затрат на обоснованную цену газа с учетом инфраструктурной составляющей, рассчитанной ЕОГ по запросу субъекта РФ. Прогнозный ТЭБ составляется в годовом разрезе, без детализации по сезонам и пиковым потребностям. Кроме того, автономное составление прогнозных целевых ТЭБ по субъектам РФ не обеспечивает согласование перспективной потребности в газе с возможностями ресурсной базы и техническими способностями газотранспортных систем по поставке требуемых объемов газа, в том числе и в пиковые режимы.

Конкуренция, как правило, осуществляется по одному из критериев, например стоимостным показателям

Новой редакцией ФЗ №69 устанавливается преимущественное право на «заключение долгосрочных договоров поставки газа из ресурсов организации-собственника Единой системы газоснабжения и аффилированных с ней лиц (при наличии возможности поставки газа в заявленном потребителями объеме)» в соответствии с принципом «take or pay»¹⁶ для «российских промышленных потребителей, определенных Правительством Российской Федерации, в том числе вводящие в эксплуатацию новые промышленные объекты, осуществляющие производство продукции, выработку тепловой и электрической энергии». Данный принцип относится к плановым механизмам, так как закрепляет взаимную ответственность поставщика и потребителя, и позволяет планировать им свою производственную деятельность на долгосрочный период.

Информационное обеспечение развития энергетики

Формирование перспектив развития ТЭК постоянно актуализируемый процесс, который должен осуществляться на основе мониторинга достоверной информации о режимно-технологических параметрах, техническом состоянии объектов ТЭК, планах их развития. Поэтому целесообразна разработка информационной системы (возможно использование и ГИС ТЭК, разрабатываемой Минэнерго России),

которая в оперативном режиме должна наполняться едиными для всех отраслей энергетики верифицированными производственными показателями объектов ТЭК.

Составляемые в регионах документы могут служить оценкой потребности региона в ресурсах, в первую очередь – природного газа, для формирования прогнозного ТЭБ для страны в целом

Важным является обеспечение корректности используемых данных. Как показывают текущие разработки ТЭБ субъектов РФ, во многих регионах наблюдается разбаланс в ТЭБ даже за прошедшие годы. Необходимо обеспечить должный контроль за производством и реализацией энергетических ресурсов по всей производственной цепочке, подкрепленный достоверными данными, что требует:

- обновления методик сбора и внесения данных в информационную систему;
- прекращения сбора дублируемых данных в других информационных системах;
- обеспечения возможности (при необходимости) выгрузки запрашиваемых данных из других систем.

Необходимо реализовать принцип ответственности за предоставление достоверных фактических производственных данных по объектам. Данные должны предоставляться владельцами этих объектов. Сводные данные по компаниям или филиалам должны генерироваться по запросам из информационной системы, не допуская двойного учета (дублирования данных). Подобные системы статистических данных должны быть созданы по всем отраслям промышленности и народного хозяйства, причем они не должны дублировать данные из других отраслевых систем. Использование цифровых технологий может обеспечить эффективную верификацию данных, заносимых в информационные системы, что сейчас занимает более полугода для формирования официальных статистических форм, при этом не гарантирует отсутствие ошибок. Современное состояние аппаратного и программного обеспечения позволяет решить эти задачи в заведомо короткие сроки, и можно надеяться на улучшение качества данных. Доступ к необходимому для исследований данным должен быть регламентирован на федеральном уровне – при участии Минцифры России, которое должно обеспечивать их надежное хранение и предоставление по регламентированному запросу.

¹⁶ Действие принципа «take or pay» означает, что заказчик обязан оплатить согласованный объем услуг вне зависимости от того, был ли этот объем затребован им со стороны исполнителя.

Наличие данных по структуре собираемых данных по энергоресурсам и объектам ТЭК позволит оценивать:

- фактическое техническое состояние объектов отраслей ТЭК;
- ТЭБ за прошедший год, включая ТЭБ по субъектам РФ, а также однопродуктовые балансы по видам ресурсов;
- среднюю и пиковую загрузку объектов ТЭК;
- наличие резервных запасов по первичным энергоресурсам с привязкой к энергосистемам,
- ход реализации действующих проектов по отраслям ТЭК.

Государственные заказы в энергетике

Консолидация данных по отраслям энергетики в рамках разработки научно обоснованного прогнозного ТЭБ страны позволит сбалансировать их развитие с учетом долгосрочной потребности народного хозяйства в энергоресурсах и обеспечения выполнения действующих экспортных контрактов. Принимаемые Минэнерго конкретные стратегические решения по развитию энергоснабжения страны целесообразно оформлять в виде государственного заказа, с обязательным исполнением в заданные сроки для обеспечения перспективной потребности народного хозяйства, закреплённой в сценарных условиях Минэкономразвития. Определение объемов, подпадающих под действие госзаказов, не ограничивает перспективы развития компаний, но задают объемы гарантированной поставки энергоресурсов на внутренний рынок и требует дополнительных исследований. Необходимо регламентировать на федеральном уровне положение по государственным заказам, прописав в нем правовую ответственность всех участвующих сторон. При этом в государственном заказе в обязательном порядке должны быть учтены требования по созданию резервных объемов, обеспечивающих надежность и бесперебойность поставки газа потребителям. Структура и распределение резервных запасов по территории страны – отдельная системная задача, в рамках которой должны быть учтены вопросы взаимозаменяемости энергоресурсов, в том числе в соответствии с «Порядком обеспечения потребителей газом в периоды похолоданий и в случае аварийных ситуаций на газотранспортных системах»¹⁷. Резервные запасы энергоресурсов – гарантия обеспечения энергетической безопасности страны.

Выводы

1. Рыночные принципы не способны в полной мере решать проблемы развития энергетики РФ с учетом ее особенностей и текущих вызовов, связанных с энергопе-

реходом и сложившимися кризисными явлениями в мировой энергетике.

2. В современных условиях плановые государственные подходы к развитию энергетики РФ должны основываться на взаимных обязательствах производителей и поставщиков энергоресурсов с потребителями, отражаемых в прогнозном ТЭБ и в других государственных программах развития ТЭК России.

3. Развитие ТЭК РФ должно осуществляться в соответствии с научно обоснованными с учетом закономерностей энергоперехода и специфики России государственными программами по обеспечению сбалансированного и синхронизированного развития отраслей народного хозяйства страны.

4. Научно и методически обоснованный прогнозный ТЭБ РФ, закреплённый на законодательном уровне, должен быть основой для государственных и ведомственных программ развития ТЭК РФ.

5. Разработка прогнозного ТЭБ РФ должна осуществляться на научно-методическом подходе, учитывающем системное сбалансированное развитие всех отраслей энергетики с учетом обеспечения энергетической безопасности:

- создания необходимого резерва мощностей объектов производственной цепочки (добыча, транспорт, хранение, поставка) для обеспечения надежного энергоснабжения ранее не учтенных, но стратегически важных объектов народного хозяйства;
- создания резерва альтернативных видов энергоресурсов для прохождения экстремальных ситуаций и пиковых спросов.

6. Прогнозный ТЭБ РФ, оптимизирующий сбалансированное развитие отраслей ТЭК должен учитывать потребности в энергоресурсах в соответствии с прогнозными ТЭБ субъектов РФ, сформированными согласно Порядку их составления (Приказ Минэнерго РФ №1169). Результаты прогнозных региональных ТЭБ следует рассматривать в качестве предварительных оценок потребности региона в ресурсах с последующей их корректировкой по сформированному прогнозному ТЭБ РФ.

7. Предложенная схема развития ТЭК РФ (п. 3-6 раздела Выводы) для минимизации потенциальных рисков должна базироваться на достоверных и верифицированных данных как о текущем состоянии объектов ТЭК и действующих отраслевых программах развития, так и плановых показателей новых объектов народного хозяйства, позволяющих корректно оценить их потребность в энергоресурсах. Создание и поддержание в актуальном состоянии информационной системы с указанными данными – важная задача, стоящая перед Минэкономразвития и Минэнерго России. 

¹⁷ Приложение 1 к Приказу Минэнерго РФ от 16.12.2002 №448 «Об утверждении нормативных актов, необходимых для реализации правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации».



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





ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО ПОЧТИ НЕ ВИДИТ ННК

ДАНИИЛ АНТОНОВ

*Налоговый эксперт, главный юрист,
Адвокатское бюро «Ильюшихин и партнеры»*

СЕРГЕЙ НЕВЗОРОВ

*Главный геолог, ООО «ЛюксНефтеТрансДобыча»,
г. Саратов*

Малые нефтяные компании фактически есть и работают, но не закреплены в юридическом поле, что мешает им получить меры поддержки. Сегодня сложились обстоятельства, которые ставят такие компании на грань рентабельности. Как можно помочь бизнесу? Продолжаем дискуссию, начатую Борисом Луцетом в статье «Правовое определение понятия «независимой нефтяной компании» и иные вопросы совершенствования законодательства» (НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ, № 02/2024).

Традиционное восприятие нефтяной отрасли основывается на понимании, что занятые в этой области субъекты являются сверхприбыльными экономическими гигантами, нефть добывается фонтанным способом «на северах» или в море, транспортируется в фантастических объемах огромными танкерами или магистральными трубопроводами. Нефтяным компаниям не то что не нужна государственная поддержка – напротив, они имеют все возможности и должны осуществлять дополнительные взносы и пожертвования в бюджеты бюджетной системы Российской Федерации, триллионами питая российскую экономику в силу своей чрезмерной рентабельности.

Однако такой общий подход не будет профессиональным, если принимать во внимание наличие отраслевых исключений. Специфика этой отрасли предполагает, что все сказанное выше справедливо только для т.н. «вертикально интегрированных нефтяных компаний» (ВИНК), под которыми понимаются компании и холдинги, занимающиеся всеми этапами технологического процесса, начиная от добычи и переработки углеводородов, включая нефть, заканчивая продажей готового товарного продукта потребителю (например, бензина на АЗС). Но есть и другие компании – они добывают нефть в регионах, которые не являются «традиционными нефтяными», например в Саратовской области. Их выручка не превышает одного-двух млрд руб. в год (у некоторых компаний, известных нам, выручка и вовсе не превышает 200 млн руб. в год). Добыча нефти осуществляется на одном-двух месторождениях, в сложных условиях: нефть не бьет фонтаном, используются щадящие режимы добычи, станки-качалки. Добываемая такими компаниями нефть имеет высокую обводненность, содержит нежелательные и требующие дополнительных затрат при переработке примеси (например, серу в повышенном количестве), как следствие, такая нефть продается дешевле и т.д.

Именно о таких компаниях и пойдет речь в данной статье. Предварительно отметим, что, когда мы говорим о законодательном регулировании деятельности и мерах экономической поддержки независимых и малых нефтяных компаний, с конституционно-правовых позиций мы всегда подразумеваем необходимость отступления от общего режима правового регулирования таких компаний. Это, в свою очередь, обусловлено существенной спецификой их фактического положения, о чем было иллюстративно сказано выше.

Малые компании теряют меры поддержки

В действующем законодательстве отсутствует совокупность норм, описывающих понятие и правовой статус независимых или малых нефтяных компаний. Это является действительной, а не надуманной причиной, по кото-

рой требуемая, с экономических позиций, поддержка и стимулирование деятельности таких компаний (налоговые преференции, соответствующее бюджетное регулирование и т.д.), не осуществляются.

Действительной причиной – потому, что практически невозможно легально поддержать субъекта, который фактически есть, но формально-юридически отсутствует. Каждый раз подобные попытки будут приводить нас к бесперспективным точечным и одновременно крайне массивным и спорным правовым презумпциям и фикциям, в первую очередь в налоговом законодательстве. Невозможно организовать системную поддержку находящихся в кризисном положении отраслевых субъектов «с колес». Есть опасения, что в такой ситуации последующие злоупотребления и сложности правоприменения перевесят желаемый и экономически обоснованный результат.

Итак, при отсутствии концептуального консенсуса в отношении понятия и правового статуса независимых или малых нефтяных компаний, их дальнейшее существование будет оставаться в плачевном состоянии. Экономический анализ, проведенный нами на примере некоторых ННК Саратовской области, показывает, что малые нефтяные компании – хотя бы в том смысле, в котором они понимаются в протоколе совещания в Минэнерго России от августа 2015 года¹, находятся на грани рентабельности, не имеют экономических возможностей для инвестирования средств в добычу полезных ископаемых и даже зачастую не могут на должном уровне обеспечивать текущий и капитальный ремонт скважин и т.д.

Ситуация осложняется тем обстоятельством, что эпизодические меры поддержки и стимулирования добычи полезных ископаемых на сложных месторождениях, которые актуальны в первую и самую главную очередь именно для независимых и малых нефтяных компаний – в силу их объективных возможностей доступа к лицензиям на пользование соответствующими участками недр – исключаются из действующего законодательства.

Например, с 01.04.2024 исключается из пп. 4 п. 1 ст. 342 НК РФ ставка 0%, которая на сегодняшний день установлена для нефти, добываемой из ранее списанных запасов. По информации, озвученной представителями налоговых органов при рассмотрении дела № А57-22856/2021 в СКЭС Верховного Суда Российской Федерации (определение от 25.10.2023), экономический эффект от этой льготы за всю историю ее применения при добыче углеводородов не превысил трех млрд руб. Также было озвучено, что льгота применялась только в Саратовской области малыми недропользователями.

В этих условиях сложно предполагать, каковы были действительные причины изменения редакции пп. 4 п. 1 ст. 342 НК РФ. Данная поправка принималась в рамках

¹ Б. Луцет. «Правовое определение понятия «независимой нефтяной компании» и иные вопросы совершенствования законодательства» / «Нефтегазовая вертикаль», № 02/2024, с. 30-35. С. 31.

ускоренного законодательного процесса (с момента её внесения до момента принятия данной редакции Государственной Думой прошло всего три дня), в текст законопроекта указанная новелла была внесена только ко второму чтению, соответственно, она не обсуждалась с профильными министерствами и ведомствами, не получила должной правовой и экономической экспертизы, отсутствовало всякое содержательное обсуждение данного изменения, какое-либо финансово-экономическое обоснование необходимости данной поправки представлено не было. При включении данной поправки в текст законопроекта в рамках второго чтения не приводились никакие мотивы и не готовилась соответствующая пояснительная записка для обоснования принятия данной нормы.

Тем не менее, действуя в рамках актуального законодательства, СКЭС Верховного Суда Российской Федерации в определении от 25.10.2023 по делу № А57-22856/2021 поддержала недропользователя, отвергнув доводы налоговых органов и судов нижестоящих инстанций о неправомерности применения заявителем данной льготы, и вернула дело на новое рассмотрение. В общем виде проблема заключалась в нагромождении налоговыми органами и судами не вытекающих из закона, невозможных к исполнению и противоречащих ранее сложившейся судебной практике «дополнительных условий» применения пп. 4 п. 1 ст. 342 НК РФ. В конечном итоге такой подход поддержан не был.

Целью применения льготной ставки налогообложения при добыче из ранее списанных запасов, предусмотренной в пп. 4 п. 1 ст. 342 НК РФ, является создание условий для эффективного инвестирования в освоение нефтяных ресурсов в старых залежах, добыча из которых требует значительных финансовых и трудовых затрат в связи с высокой обводненностью таких залежей. Добыча из ранее списанных запасов нефти на месторождениях, которые ранее считались выработанными, как правило, осложняется наличием в продукции пластовой воды, использованием старого фонда скважин. Несовершенство добычи и форсирование отборов УВС в прошлые года привело к рассеиванию и потерям запасов углеводородов по залежам в текущее время, а также к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пластов. Как было указано ранее, в силу объективных возможностей доступа малых и независимых нефтяных компаний к лицензиям на пользование соответствующими участками недр, данная льгота является актуальной именно для них. Частично эта проблема является следствием другого смежного вопроса, также затронутого Б. Луцетом – невозможности малого бизнеса инициировать включение интересующих его территорий в программу распределения недр².

Фактическая актуальность спорной льготы, установленной пп. 4 п. 1 ст. 342 НК РФ, для независимых или ма-

лых нефтяных компаний с одновременным исключением ее из закона без встречной альтернативы (особые правила определения коэффициента Кз, используемого в формуле расчета НДПИ к уплате по правилам гл. 26 НК РФ; иные льготы, включая новые понижающие коэффициенты для недропользователей, разрабатывающих месторождения с ранее списанными запасами; общие льготы, актуальные для малых и независимых нефтяных компаний) только обострило проблему экономической поддержки соответствующих организаций.

К вопросу определения ННК

Критерии, которые надо включить в определение термина «независимая нефтяная компания», предложенные Б. Луцетом, в целом заслуживают поддержки. Другое дело, что понятия «малая нефтяная компания» и «независимая нефтяная компания», на наш взгляд, должны быть разделены. При этом также понятно, что критерии, заложенные в понятия таких компаний, могут частично пересекаться.

Если независимая нефтяная компания в первую очередь подразумевает неаффилированность с ВИНК – то есть необходимость ее поддержки связывается с ограниченной и неполной технологической цепочкой, включающей в себя только процесс добычи и, возможно, перемещения (даже не транспортировки) УВС, что сказывается на рентабельности производственного процесса в целом, то малые нефтяные компании должны стать «особым случаем» и исключением в силу нерентабельности добычи уже по другим основаниям – в первую очередь в связи с отсутствием больших объемов добываемого УВС и незначительности их выручки.

По имеющимся у нас расчетам, существование нефтегазовой компании, имеющей не более двух месторождений в работе и годовую выручку не более двух млрд руб., без государственной поддержки невозможно. В порядке дискуссии при определении понятия «малая нефтегазовая компания» также могут быть учтены особенности осуществляемой такими компаниями добычи УВС, заслуживающие внимания, такие как текущие запасы УВС, уровень добычи, степень обводненности участка недр.

В общем виде российскому налоговому законодательству известны случаи поддержки малых компаний. Общий режим налогообложения – НДС, налог на прибыль и т.д. – губителен для многих малых компаний, в связи с чем им предоставлена по общему правилу возможность применения специального налогового режима, установленного гл. 26.2 НК РФ «Упрощенная система налогообложения».

Равным образом общий режим налогообложения НДПИ делает невозможным существование независимых и малых нефтяных компаний. И если, хотя бы на при-

² Б. Луцет. «Правовое определение понятия «независимой нефтяной компании» и иные вопросы совершенствования законодательства» / «Нефтегазовая вертикаль», № 02/2024, с. 30-35. С. 34.

мере малых недропользователей Саратовской области, до 01.04.2024 они применяют льготу, установленную ранее упомянутым пп. 4 п. 1 ст. 342 НК РФ, то после этой даты их будущее туманно.

Итак, в целом мы согласны с тем, что под независимой нефтегазодобывающей компанией можно понимать организацию, которой в соответствии с приобретенной лицензией предоставлен (предоставлены) участок (участки) недр в пользование для регионального геологического изучения, геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья и которая отвечает ряду условий, перечисленных Б. Луцетом³ – эти условия развивают подходы, изложенные в ранее упомянутом протоколе совещания в Минэнерго России от августа 2015 года.

В свою очередь, понятие малой нефтяной компании, на наш взгляд, будет корректно изложить следующим образом (при этом сделаем оговорку, что это понятие моделируется нами применительно к терминологии НК РФ, но возможны и иные варианты): «Под малой нефтяной компанией понимается организация, которая на основании приобретенной лицензии признается пользователем недр, осуществляющим региональное геологическое изучение, геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья, доходы которой, определяемые в соответствии со статьей 248 настоящего Кодекса, не превышают 2 млрд рублей за предшествующие текущему налоговому периоду 12 месяцев, уровень добычи за тот же период не превышает 50 тысяч тонн нефти, количество месторождений в разработке за тот же период не превышает двух».

Ясно, что юридическая чистота используемой нами терминологии (независимая нефтяная компания или независимая нефтегазодобывающая компания – аналогично с малыми компаниями), а также нюансы юридической техники применительно к основаниям утраты соответствующего правового статуса – там, где речь идет о сроках, должны быть предметом отдельного обсуждения. Во внимание надо принимать множество обстоятельств: начиная от «месячной динамики» налоговых периодов по НДС (ст. 341 НК РФ), заканчивая самим определением закона, в котором будет установлен правовой статус таких компаний.

Вместе с этим также ясно, что результативное публичное обсуждение и в конечном счете консенсус в отношении определения понятий независимых и малых нефтяных компаний позволит сдвинуть с мертвой точки процесс законодательного регулирования общественных отношений с участием таких компаний, который в последнее время стал только актуальнее в связи с объективными предпосылками их поддержки. Надо сказать, что создание рабочих мест в регионе и уплата прочих,

помимо НДС, налогов (НДС, налог на прибыль, налог на имущество, зарплатные публичные платежи) более выгодны для бюджетов Российской Федерации, чем объективное создание условий для планомерной ликвидации малых компаний.

Роль регионов

Что касается роли субъектов Российской Федерации в управлении фондом недр и в процессе контроля недропользователей, отметим, что данная тема хоть и затрагивает интересы малых и независимых нефтяных компаний, однако является более универсальной. На текущем этапе понимания проблемы мы исходим из того, что правовое регулирование в данной части системно и демонстрирует глубокие начала федерализма.

В связи с этим присутствует большой скепсис в отношении возможностей формально-юридического усиления роли субъектов Российской Федерации в области недропользования, включая возможность их участия в распределении наиболее интересных месторождений и территорий, имеющих инвестиционный потенциал. Что не исключает возможности разрешения подобного рода вопросов по – хотя бы – имеющей законную форму инициативе региональных властей.

В действующем законодательстве отсутствует совокупность норм, описывающих понятие и правовой статус независимых или малых нефтяных компаний

В любом случае, представляется целесообразным разделить дискуссию «о малой нефтянке» на вопросы налогового и бюджетного стимулирования малых нефтяных компаний и вопросы, связанные с регулированием деятельности нефтяных компаний, включая участие в распределении фонда недр, контроль за их деятельностью и т.д. Последние вопросы очень специфичны, носят как общий, так и частный характер. Например, на сегодняшний день процесс строительства и эксплуатации нефтяных скважин, их консервации и ликвидации, подпадает под регулирование множества нормативных актов и под контрольную деятельность множества ведомств одновременно (Роснедра, Росприроднадзор, Ростехнадзор, Росстат и мн. др.), позиции которых часто противоречат друг другу, начиная с вопросов, относящихся к моменту проведения геологоразведки, заканчивая процессом ввода в эксплуатацию построенных объектов нефтегазового комплекса. 

³ Б. Луцет. «Правовое определение понятия «независимой нефтяной компании» и иные вопросы совершенствования законодательства» / «Нефтегазовая вертикаль», № 02/2024, с. 30-35. С. 31-32.



<https://img.haaretz.co.il/bs/00000184-fc6b-d085-afc4-f6b1-5800000/4a/0e/52c95854b486608d76a3cd2549856492.jpg?prop=3466>

ПОСЛЕ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ – ПОДСОЛЕВАЯ?

ЮРИЙ МОСКВИТИН

Независимый эксперт

Скепсис по поводу добычи ТРИЗ быстро проходит. Глобальная нефтянка осваивает сложные нефтяные месторождения на шельфе.

В 2006 году началась новая эра в мировой нефтянке. На шельфе Бразилии госкомпания Petrobras обнаружила нефть под двумя тысячами метров плотной породы, состоящей в основном из соли. Сама эта порода лежит на примерно такой же глубине под обычными, менее плотными слоями глины и песчаника. Эти ТРИЗы – подсолевые месторождения. Они оказались настолько богатыми нефтью и перспективными,

что весь мировой «нефтегазовый иконостас» мгновенно потянулся на бразильский шельф. Добыча на нем с тех пор непрерывно растет. Petrobras считает, что в 2025-26 годах новые формации могут дать пять млрд баррелей нефти. Разработка подсолевых месторождений сопоставима для отрасли со сланцевой революцией тем, что начальный скепсис быстро уступает место энтузиазму.

Бразильский феномен

Геологам подсольевые месторождения известны давно, но сам термин *pre-salt layers* сегодня употребляется почти исключительно для проектов на шельфе Бразилии. После того, как Petrobras нашла в море нефть, прикрываемую мощным «бронезиловым» солевой породы, компания сообщила, что ее добыча будет в разы, если не в десятки раз дороже, чем из пород, которые лежат сверху слоя соли. Мало того, что солевые породы плотные, они еще и находятся глубоко в море и далеко от берега. Сумма этих факторов не просто увеличивает стоимость бурения в разы, а превращает экономику проектов в почти запретительную. Тем не менее первую нефть бразильская компания получила в 2008 году, всего через два года после первого открытия.

Месторождении Jubarte в бассейне Campos стало первым, давшим нефть. Важнее не сам факт добычи, а то, что с тех пор в бассейне ежегодно делались крупные открытия, которые вдохновили мейджоров на альянсы с бразильской госкомпанией по их разработке. Мировой ТЭК поверил в новые ТРИЗы. Причем интерес к ним рос в то время, когда сланцевая нефть в США находилась на подъеме и еще не вышла на пик.

В 2008 году Дэвид Ридель, президент американского инвестфонда с одноименным названием дал сигнал отрасли: «Это самые впечатляющие открытия последних лет с точки зрения их масштаба». В том же году президент Бразильской Ассоциации геологов Марко Роча Мелла сообщил в интервью журналу *Offshore Magazine* [1]: «Мы удовлетворены результатами, полученными на подсольевых месторождениях Badejo, Linguado и Trilha. Они показали, что наш шельф более перспективен, чем мы раньше думали. Мы также обнаружили там позже надсольевые гигантские месторождения нефти Tertiary и Upper Cretaceous, они позволяют говорить о том, что весь шельф в бразильской части Атлантики очень богат нефтью».

В Estrella, компании, известной консервативностью прогнозов, сообщили, что «с учетом резервуаров, обнаруженных в бассейнах Santos, Campos и Espirito Santo, а также газа в Tupi, мы видим, что бразильские запасы углеводородов значительно больше, чем раньше считалось». После открытия месторождения Carioca-Sugar Loaf Бразилия вошла в мировую десятку стран по запасам нефти и обошла таких членов ОПЕК, как Ливия и Нигерия.

После первого открытия Jubarte, когда еще не была достаточно понятна продуктивность подсольевых месторождений, тогдашний президент Бразилии Лула да Силва сообщил 1 июня 2008 года, что с учетом гигантских запасов нефти страна может присоединиться к ОПЕК, чтобы регулировать нефтяные цены, поскольку

Бразилия превращается в крупного экспортера. С тех пор слухи о возможном присоединении страны к картелю возникали периодически, но в самой ОПЕК официально приглашение Бразилии не комментировали.

Petrobras с партнерами в 2010-х начале 2020-х годов стремительно увеличивала добычу. До первых открытий в 2006 году Бразилия производила по 1,7 млн б.н.э. в сутки, в 2016 году – 2,5 млн, а по итогам 2023 года – 2,8 млн, сообщил в январе «Интерфакс» [2]. Из этого объема на нефть пришлось 2,24 млн.

«Эти результаты превысили прогнозы нашего Стратегического плана 2023-2027гг. и соответствовали прогнозу добычи, пересмотренному в ноябре 2023 года, в диапазоне +/-2%. Ярким событием 2023 года стало достижение годового рекорда совокупной добычи нефти и природного газа в подсольевых месторождениях – 2,17 млн б.н.э., что превзошло предыдущий рекорд, 1,97 млн б.н.э. в 2022 году, и составило 78% от общего объема добычи», – сообщила в своем релизе [3] Petrobras.

Доказанные запасы углеводородов бразильской госкомпании на конец 2023 года составили 10,9 млрд б.н.э. по стандартам SEC. Обеспеченность запасами углеводородов при текущем уровне их производства сохранилась на уровне 12,2 лет. На жидкие углеводороды (нефть и конденсат) приходится 84% запасов, на природный газ – 16%.

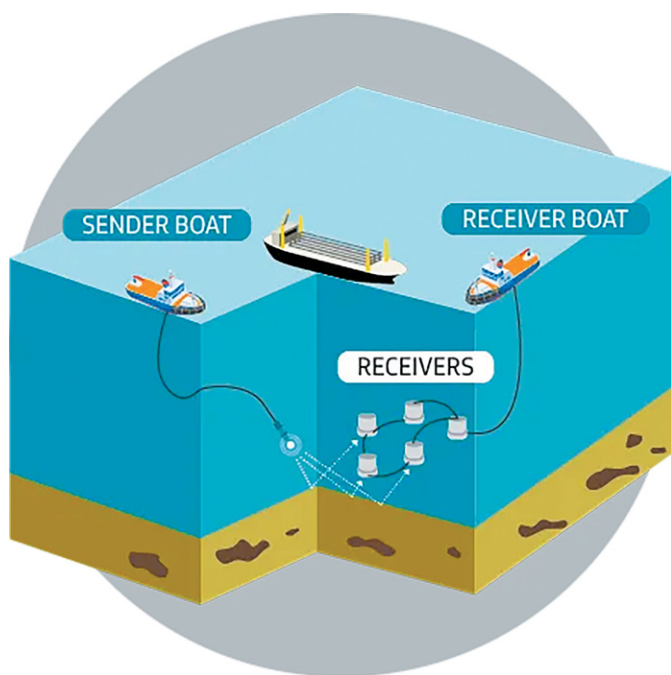
С такими показателями запасов и добычи Бразилия заняла бы достойное место в ОПЕК, но разговоры об этом стихли. У этой организации другая проблема – сохранить членов. Из картеля в 2019 году вышел Катар, в 2020 году Эквадор, а с января этого года Ангола. О мотивах можно догадываться: нефтяные страны не хотят связывать себя квотами, а напротив, стремятся увеличивать добычу. Вероятно, Бразилия тоже передумала вступить в ОПЕК, чтобы максимально использовать свои богатые запасы и увеличивать долю на рынках, которые из-за квот теряют члены картеля.

Без открытий на шельфе и впечатляющего роста добычи на подсольевых месторождениях Бразилия все равно была бы нефтяной страной, но не выдающейся. Именно открытия 2006-го года и стремительный рост добычи позволяют Petrobras гордиться собой.

Экскурсия на глубину 7 тыс. метров

Petrobras на своем сайте предлагает совершить виртуальную экскурсию [4] в подсольевые пласты и опуститься на глубину до 7000 метров. На каждой отметке в 500 метров компания описывает, что и как она делает для успешной добычи. На первой отметке в 500 метров – общие сведения о компании, эту часть экскурсии опустим. На других – более интересная информация из первых рук. Вот лишь некоторые комментарии компании по ходу этого погружения.

Глубоководная 4D сейсмика



1 тыс. метров. Подсолевые месторождения не только высокопродуктивные. Их нефть дает наименьшие выбросы парниковых газов в отрасли. Иными словами, мы производим больше энергоносителей с меньшим влиянием на окружающую среду. 92% нашей добычи приходится на глубоководные и ультраглубоководные проекты. В этой сфере мы работаем 15 лет, многие технологии – разработка нашего собственного исследовательского центра CENPES.

1,5 тыс. метров. Глубоководный подсолевой район имеет площадь более 150 тыс. км². Разведку и добычу мы ведем на 16% этой площади, или на 23,8 км². На этой площади есть два основных бассейна – Santos и Campos. Вблизи них есть отдельные месторождения-спутники. Для работы на этих бассейнах мы привлекаем мейджоров с опытом глубоководных работ, создаем с ними консорциумы.

На проекте Mero работает Petrobras (38,6%), Shell (19,3%), TotalEnergies (19,3%), CNODC (9,65%), CNOOC (9,65%) и Pre-Sal Petroleo (3,5%). На Tupi – Petrobras (65%), Shell (25%) и Petrogal (10%). На Sapinhoa – Petrobras (45%), Shell (30%) и консорциум Repsol/Sinopec (25%). На Roncador – Petrobras (75%) и Equinor (25%). На Tartaruga Verde – Petrobras (50%) и Petronas (50%). На Buzios – Petrobras (92,612%), CNOOC (3,694%) и CNODC (3,694%).

2 тыс. метров. Santos – один из самых многообещающих морских бассейнов в мире. Первые лицензии на нем мы получили в начале 2000-х годов. На нем три крупных месторождения. Buzios, на котором в июне

2023 года накопленная добыча составила один млрд б.н.э., и мы надеемся, что она превысит два млрд к 2030 году, когда на нем будет работать 12 платформ. Мощность пласта доходит до 480 метров, это на 100 метров выше горы Сахарная Голова в Рио. Площадь Buzios составляет 852 км², это 115 тыс. футбольных полей. На Tupi мы получили первую большую нефть и сейчас производим более одного млн б.н.э. в сутки. Это самое крупное глубоководное месторождение в мире, накопленная добыча на нем превысила два млрд б.н.э. Mero – технологический полигон. На нем мы поставим установку собственной разработки Subsea High Pressure Separation System (HISEP). Для закачки CO₂ обратно в пласт. На месторождении 45% газа – CO₂. На Mero с 2022 года работает платформа Guanabara, которая производит по 180 тыс. баррелей нефти в сутки.

2,5 тыс. метров. Buzios – крупнейшее глубоководное подсолевое месторождение в мире. Для полного раскрытия его потенциала мы применили пять инноваций. В основном это наши собственные разработки. На следующей глубине о них чуть подробнее.

3 тыс. метров. Инновация №1 – глубоководная сейсмика 4D. Она работает как аппарат УЗИ. Одно судно излучает ультразвуковые волны, они отражаются от резервуара и принимаются ресиверами. Данные с них поступают на второе судно для дальнейшей обработки. Так мы видим не только длину, ширину и высоту пластов, но получаем их четкие картинки, по которым можем моделировать историю поведения в нем флюидов – нефти и воды. По этим сведениям мы определяем наиболее оптимальные места для бурения и типы скважин. Это позволяет снизить стоимость разработки (см. «Глубоководная 4D сейсмика»).

№2 – скважины для получения данных. Помимо 4D-сейсмики они дают нам лучшее представление обо всех характеристиках резервуара и позволяют корректировать работу пяти добычных платформ.

№3 – умное заканчивание скважин позволяет вести мониторинг добычи в реальном времени и управлять ею дистанционно. Новшество в том, что часть датчиков размещается непосредственно в скважине, а не за цементированной областью. По нашему опыту, это позволяет сократить сроки бурения в среднем на 15 суток и сэкономить по 14 млн долларов на скважину.

№4 – новые модели глубоководных систем. 15 лет опыта работы на подсолевых месторождениях привели нас к модели Wet Christmas Tree (WCT). Она позволяет одновременно закачивать в пласт газ и поднимать из него жидкости любой плотности и с любым количеством примесей для последующей очистки на платформе. Благодаря вторичной закачке в пласт CO₂ движение жидкостей в нем получается наиболее эффективным (см. «Модель Wet Christmas Tree»).

№5 – последнее поколение FPSO (плавучая установка по добыче, хранению и отгрузке нефти) скоро поступит в наше распоряжение. Это будут крупнейшие из подобных установок, когда-либо работавших на шельфе Бразилии.

3,5 тыс. метров. Добыча на глубоководных и ультраглубоководных подсоловых месторождениях растет быстро. В 2010 году мы вышли на 41 тыс. баррелей в сутки. С начала добычи для этого нам потребовалось менее двух лет. В 2014 году вышли на 500 тыс., в 2016 году – на один млн, в 2018 году – на 1,4 млн, в 2023 году – на 2,06 млн. Теперь такие месторождения дают более трети добычи нефти в Латинской Америке.

4 тыс. метров. До того как подсоловая нефть была обнаружена на шельфе, наши специалисты открыли ее теоретически. Геологи собрали и проанализировали данные, определили риски и возможности. Инженеры-химики освоили непрофильные для них задачи, связанные с математикой и термодинамикой. Специалисты по цифровой трансформации создали схемы разработки месторождений на глубине до семи тыс. метров.

4,5 тыс. метров. Пора ответить на вопрос – что же такое подсоловые месторождения? Это осадочные породы, которые сформировались более 100 млн лет назад, когда разделились Южная Америка и Африка. Тогда появились зоны экстремального давления и образовались озера, которые позже соединились с океаном. Но прежде в них скопились органические вещества водорослей. Вместе с осадочными породами они сформировали резервуары с нефтью и газом. В озерах появились острова из известковых оболочек, под ними под давлением и собирались углеводороды.

В ту эпоху климат в этом районе планеты был жарким и засушливым, вода из озер испарялась, оставляя на дне соль, которая покрыла нефтяные ловушки. Сейчас места бывших озер и есть подсоловые месторождения, которые ушли на глубину до семи тыс. метров. Мы пошли в эти породы на эти глубины, чего раньше до нас никто не делал (см. «Строение подсоловых месторождений»).

5 тыс. метров. Напомним историю освоения этих месторождений:

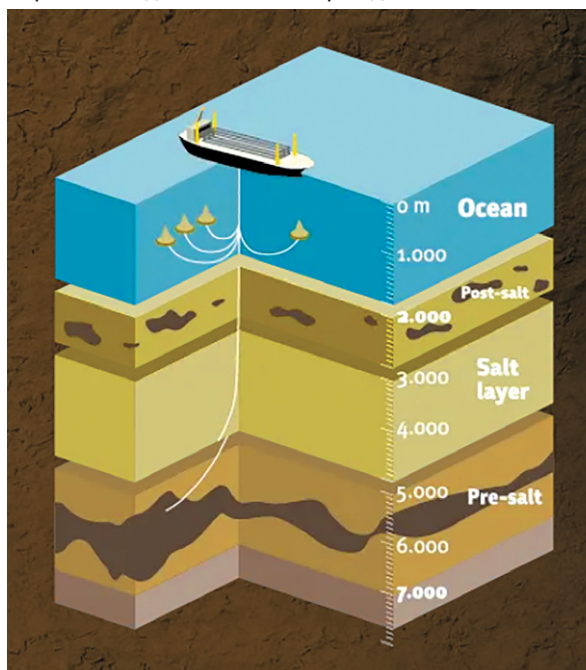
- 2006 – первое открытие;
- 2008 – начало добычи на месторождении Jubarte в бассейне Campos;
- 2009 – начало добычи в бассейне Santos;
- 2010 – заработала платформа Angra dos Reis, специально созданная для подсоловых месторождений;
- 2013 – заключение СРП-контрактов с мейджорами;
- 2015 – на Оффшорной технологической конференции Petrobras получило премию Distinguished Achievement – «Оскар» глубоководной добычи;
- 2016 – добыча вышла на 1 млн баррелей в сутки;
- 2017 – началась разработка блока Libra, одного из самых продуктивных в мире;

Модель Wet Christmas Tree



- 2018 – заработала платформа P-74, первая в серии из семи;
- 2019 – второй «Оскар» за технологии на Libra;
- 2021 – ультраглубоководные проекты начали давать 95% нефти;
- в том же году третий «Оскар» за разработку Buzios, крупнейшего глубоководного месторождения в мире;
- 2022 – подсоловая добыча перешла отметку в 2 млн баррелей в сутки и составила 2,2 млн;

Строение подсоловых месторождений



Бассейн Santos в 6 раз больше Москвы (фото: RussianCounsil)



- в том же году наша система улавливания и захоронения CO₂ признана крупнейшей в мире;
- 2023 – через 15 лет после первой скважины подсолевого добыча составила 78% от общей.

5,5 тыс. метров. К 2050 году миру понадобится нефть, которая еще не открыта. Не все подсолевые месторождения еще известны. В ближайшие 10 лет мы планируем открыть еще 20 млрд баррелей. Важно, что в подсолевой нефти CO₂ меньше на 70%, чем в среднем по отрасли. Наша работа – вклад в декарбонизацию планеты.

6 тыс. метров. Вещи, которые делают нас особенными. №1 – суперкомпьютеры, у нас их шесть, все они – самые мощные в Латинской Америке. В 2022 году заработал Pegasus, пятый по быстрдействию в мировой нефтегазовой отрасли. №2 – искусственный интеллект. Мы используем его для повышения разрешения картинок сейсмики, повышения точности собранных данных и прогнозирования движений флюидов в пласте. №3 – Интернет вещей. Мы разработали униформу для сотрудников платформ со встроенными датчиками, которые помогают избегать опасных ситуаций и передают данные о физическом состоянии людей. №4 – HISEP, собственная технология закачки CO₂ в пласт. №5 – виртуальная лаборатория. В ней собрана коллекция 3D изображений наших месторождений, где можно погулять и осмотреть каждый пласт и каждую скважину. №6 – удаленное бурение. Центр автоматизации геологических и буровых операций (CGOR) позволяет удаленно управлять проходкой скважин. Во время COVID-19 это дало нам возможность использовать меньше людей на объектах. С 2022 года Центр управляет 115 скважинами, общее время присутствия людей сократилось на 242 тыс. часов. №7 – роботы. Умные машины серии D похожи на собак, они могут проникать в места, недоступные для людей и проводить инспекции установок на НПЗ и на платформах.

6,5 тыс. метров. Технологии, в которые мы инвестируем: подводная электрогенерация, улавливание CO₂, со-

кращение сжигания на факелах, совершенствование методов инспекций на FPSO и подводного оборудования.

7 тыс. метров. На этой глубине экскурсия заканчивается, а сайт дает ссылки на разделы с подробным описанием указанных выше инноваций Petrobras.

В качестве PS

Подсолевые месторождения углеводородов есть не только в Бразилии. На блоках в Анголе работают ExxonMobil, Cobalt и Maersk. В 2011 году права на разведку таких структур в стране получили BP, Repsol, TotalEnergies (тогда Total), Eni, ConocoPhillips, Equinor (тогда Statoil) и та же Petrobras. Если теория о происхождении подсолевых месторождений верна и они образовались в результате разделения суперконтинента Гондвана на Латинскую Америку и Африку, то крупные открытия возможны и в Африке.

Геологи говорят, что к подсолевым можно отнести и некоторые месторождения России в северной части Каспия и в Оренбургской области. Вопрос в экономике: зачем добывать нефть дорого, если в Западной Сибири еще достаточно традиционных и богатых месторождений?

Посмотрим в перспективу. Даже супергиганты вроде саудовского Гавар и российского Саматлора рано или поздно будут истощены. Сланцевая нефть пока локализована только в США, в других регионах проекты по ее производству экономически обоснованных результатов не дали. В Арктике свои вызовы – климат и необходимость транспортировки по ледовым маршрутам.

Подсолевая добыча сложная, но бразильские месторождения оказались настолько продуктивными, что возникает соблазн идти дальше в океан, за пределы экономических зон Бразилии и Анголы, в нейтральные воды. Плюс подсолевой добычи в том, что она не привязана к наземной инфраструктуре, нефть на танкеры погружают прямо в море. Значит, в будущем гигантский резерв нефти может быть именно между Южной Америкой и Африкой. Просто пока ее там не ищут. А если поищут, да вдруг и найдут, то лет через... (воздержимся от сроков, их никто не сможет сегодня назвать, осторожно скажем – где-то в будущем) будет ли подсолевая нефть не менее интересна компаниям, чем сланцевая? 🚀

Список литературы

1. <https://www.offshore-mag.com/geosciences/article/16761678/presalt-discoveries-continue-in-brazil>
2. <https://www.interfax.ru/business/942471>
3. <https://agencia.petrobras.com.br/>
4. <https://petrobras.com.br/en/pre-sal#500m>



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

24-26 АПРЕЛЯ 2024

XXXI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕР



ТОПАЗ

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

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

EXPOFORUM

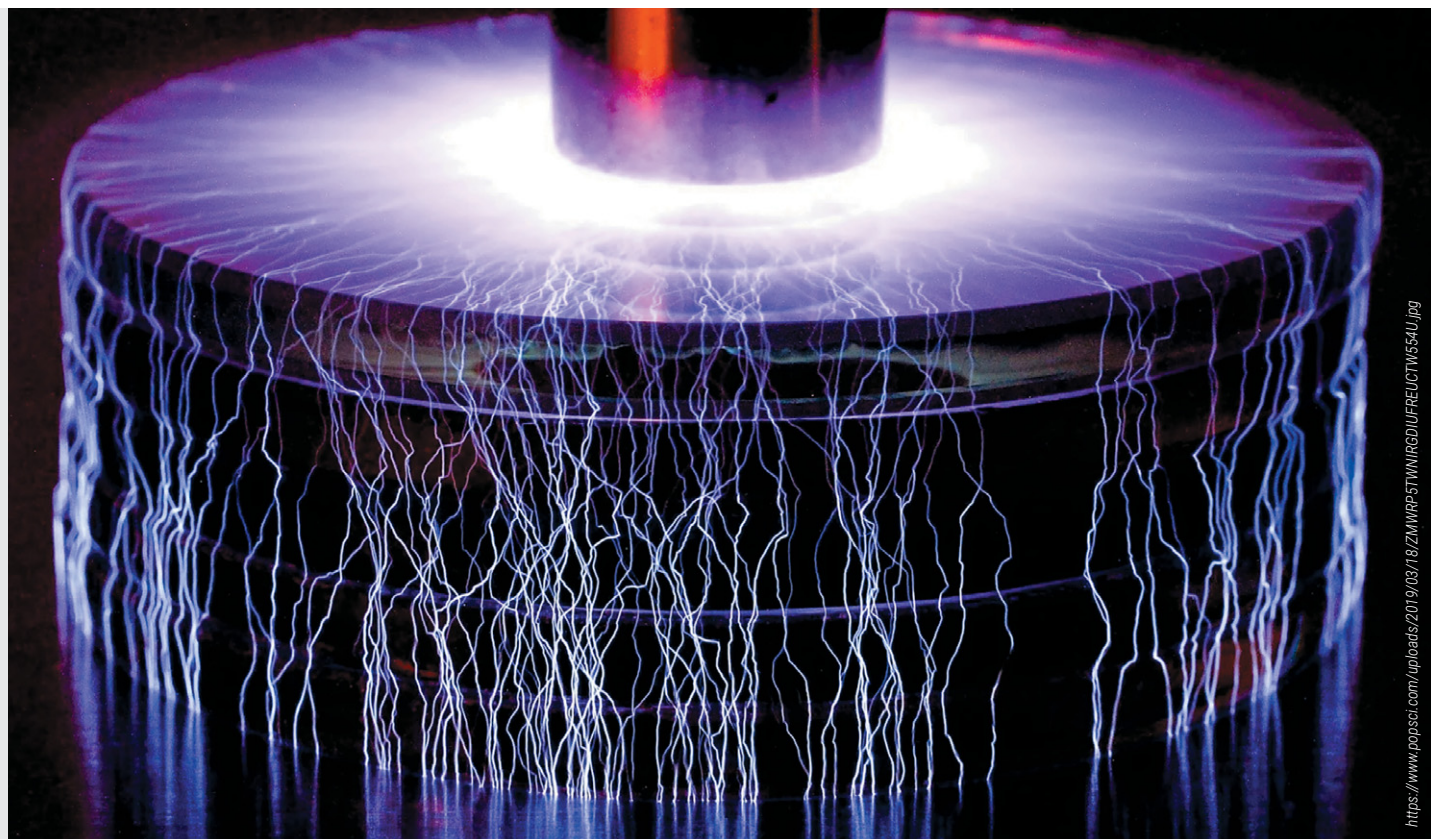
ENERGETIKA-RESTEC.RU
main@restec.ru
+7 (812) 320 63 63



@ENERGYFORUMSPB

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ
В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!





<https://www.popsci.com/uploads/2019/03/18/ZMWRP5TWIRGDIUFREUCTW554U.jpg>

ТОК ИЗБЕГАЕТ ПРОВОДОВ

МАРИЯ ТИМОЩЕНКО

Независимый эксперт

Информация и энергия считаются важнейшими ресурсами современного мира. Технологии беспроводной передачи делают их более гибкими, мобильными и менее уязвимыми к внешним воздействиям. Но если передача информации практически полностью смогла избавиться от паутины проводов, для энергетики этот путь сопряжён с гораздо большими технологическими трудностями.

Согласно отчету аналитического агентства Skyquest, объем мирового рынка беспроводной передачи энергии к 2030 году достигнет \$36,63 млрд, а среднегодовой темп роста составит 20% в прогнозируемый период (2023-2030 гг.). Сегмент развивается стремительно. Первые технологии беспроводной зарядки были представлены в 2010 году стандартом Qi, их выходная мощность к 2015 году выросла с пяти до 15Вт – это достаточно для за-

рядки смартфона или планшета, а в протоколе Qi 2.0 – даже с весьма приемлемой скоростью.

Современные же технологии позволяют заряжать беспроводным способом транспортные средства прямо на ходу: израильская компания Electreon в декабре прошлого года реализовала пилотный проект на участке трассы длиной в 400 метров некогда автомобильной столицы Америки, штата Детройт. Под асфальтовым покры-

тием встроены электромагнитные катушки, подключенные к электросети города и активизирующиеся, когда над ними проезжает транспортное средство. Автомобили должны быть оборудованы специальным приёмником, каждый из которых способен принимать до 35 кВт.

Власти штата таким образом планируют добиться запланированной на общемировом уровне углеродной нейтральности к 2050 году, программа нацелена в первую очередь на большегрузы, которые теоретически могут иметь по два-три приёмника. Однако цена инновации сейчас выглядит слишком завышенной – стоимость проекта составляет \$2 млн за милю (1,61 км). Разработчики считают, что цена снизится до \$1,2 млн по мере масштабного внедрения технологии, а приёмник Electreon при массовом производстве обойдётся в \$1000. Об электрификации нескольких тысяч километров в ближайшие десять лет задумываются также Франция, Германия, Италия и Швеция.

Тем временем производители легковых автомобилей, такие как BMW, Ford и Toyota, начинают сотрудничество с разработчиками технологий беспроводных магистралей для интеграции в свою серийную продукцию.

Орбитальная гелиоэнергетика

Наиболее амбициозной разработкой в области беспроводной энергопередачи является «солнечная энергия космического базирования» (Space-based solar power, SBSP). Одним из способов её реализации может стать преобразование солнечной энергии в микроволновое излучение с последующей обратной конверсией в постоянный ток при помощи выпрямляющей антенны (ректенны). Сокращение длины волны электромагнитного излучения позволяет сделать сигнал более направленным и энергоэффективным. Сверхвысокочастотное излучение (СВЧ) открывает перспективу использования так называемых окон прозрачности атмосферы, потери при прохождении которых составляют не более 5%.

Первые практические результаты были получены в рамках программы SSPP (Space Solar Power Project) учеными Калифорнийского технологического института Caltech. Они успешно запустили космический демонстратор SSPD-1 (Space Solar Power Demonstrator) и осуществили с его помощью передачу электроэнергии на Землю. Испытательный аппарат был доставлен ракетой SpaceX и представляет собой небольшой спутник весом 50 кг, предназначенный для отработки основных систем в условиях космоса. В январе он завершил свою годовую миссию, в рамках которой тестировал три ключевых модуля: развёртываемый сверхлёгкий композитный элемент DOLCE размером 6 x 6 футов (1,83 x 1,83 м); модуль ALBA, состоящий из 32 видов фотоэлектрических элементов для определения наиболее эффективного из них;

и MAPLE – микроволновую решетку для низкоорбитального эксперимента по передаче энергии, которая как раз и смогла передать на Землю пока ещё минимальный, но всё же электрический заряд, способный зажечь пару светодиодов.

Полноценный же аппарат – это плоский лист из гибких полимерных материалов размером около 50 кв.м. в развёрнутом виде и общей массой не более 2,5 тонн, с одной стороны которого будут расположены солнечные батареи, а с другой – микроволновый передатчик. На орбиту планируется отправить рой таких спутников, часть из которых будет всегда находиться на солнечной стороне. Производство и запуск первых прототипов ожидается уже в следующем году.

Производители легковых автомобилей, такие как BMW, Ford и Toyota, начинают сотрудничество с разработчиками технологий беспроводных магистралей для интеграции в свою серийную продукцию

По заявлению разработчиков, эффективность солнечных панелей, расположенных в космосе, в восемь раз выше, чем на Земле. Таких показателей удастся достичь за счёт отсутствия поглощения и преломления солнечного света в атмосфере на его пути к земным электростанциям. Анонсировано, что SSPP станет наиболее стабильным и неограниченным источником электричества, поскольку на уровень экспонирования солнечных панелей не будут оказывать влияния сезонность и смена дня и ночи, а сами панели на орбите меньше подвержены запылению.

Научная концепция СВЧ-передачи электроэнергии принадлежит золотой эпохе космической отрасли – в 1968 году её предложил Питер Глейзер, по его расчётам, выдаваемая с орбиты мощность должна была составить 5 ГВт, из них поверхности планеты достигло бы только 2 ГВт. По некоторым подсчётам, этого достаточно, чтобы обеспечить бесперебойным электричеством город с населением два млн человек. Примерно в то же время американский физик Уильям Браун запустил небольшую модель вертолёта с помощью микроволнового излучателя. Ему удалось передать 30 кВт мощности на расстояние около полутора километров при КПД 84%.

Тема беспроводной космической энергии звучит круто, но имеет массу препятствий, и это не только низкий уровень КПД у солнечных батарей и потери при двойном преобразовании: солнечная постоянная на орбите составляет около 1360 Вт/кв.м., каждый этап конверсии крадёт примерно по 50% мощности. Направляясь с орбиты, луч

энергопередачи будет расширяться, и его площадь на поверхности существенно увеличится. Кроме того, приёмник-ректенна имеет в своей конструкции хрупкий элемент – полупроводниковый диод Шоттки, не способный выдержать большой объём энергии. Для энергоснабжения, сравнимого со средней АЭС, понадобятся десятки квадратных километров сложного и требующего регулярного обслуживания оборудования как в космосе, так и на Земле. Если говорить о стабильности, на которую уповают разработчики, она достижима только при размещении электростанции на геостационарной орбите (вдоль экватора), которая и так уже порядком перегружена.

Существующие солнечные батареи на космических аппаратах примерно в 100 раз дороже в производстве, чем их наземные аналоги, за счёт дополненной конструкции – защитных кристаллических пленок

NASA провело собственную оценку перспектив SSPP. Агентство определило, что его коммерческая эксплуатация возможна не раньше 2050-2080 годов, при этом по стоимости проект выйдет в 12-80 раз дороже имеющихся типов энергогенерации. Существующие солнечные батареи на космических аппаратах примерно в 100 раз дороже в производстве, чем их наземные аналоги, за счёт дополненной конструкции – защитных кристаллических пленок. Хотя Caltech и предлагает собственную разработку полимерных материалов, существенно снизить стоимость им вряд ли удастся.

В финансирование разработки микроволновых технологий Caltech \$100 млн вложили попечители института, чета Брен (The Donald Bren Foundation), причём изначально сделали это анонимно. Ещё \$17,5 млн внесла военно-промышленная компания Northrop Grumman Corporation. В свою очередь, Northrop Grumman заключила договор с Исследовательской лабораторией BBC США (AFRL) на \$100 млн о «разработке возможности передачи солнечной энергии космического базирования с использованием высокоэффективных солнечных элементов для сбора солнечной энергии, преобразования ее в радиоволну и передачи её на Землю». Программа получила название SSPIDR (Space Solar Power Incremental Demonstrations and Research) и сейчас находится на этапе наземных испытаний. По данным СМИ, проектом также интересуются Космические силы США.

Непримиримый спор физиков и лириков – что является двигателем прогресса: лень по Вознесенскому или война по Вернадскому. В случае успешного масштабирования технологии, микроволновая передача помо-

жет обеспечивать армию в зонах конфликта, что решит проблему уязвимости цепочек поставки энергоносителей или перебоев из-за разрушения инфраструктуры. При этом источник ресурсов в космосе может быть не менее уязвимым для вражеских сил, чем, допустим, нефтяная инфраструктура в Персидском заливе.

Солярная гонка

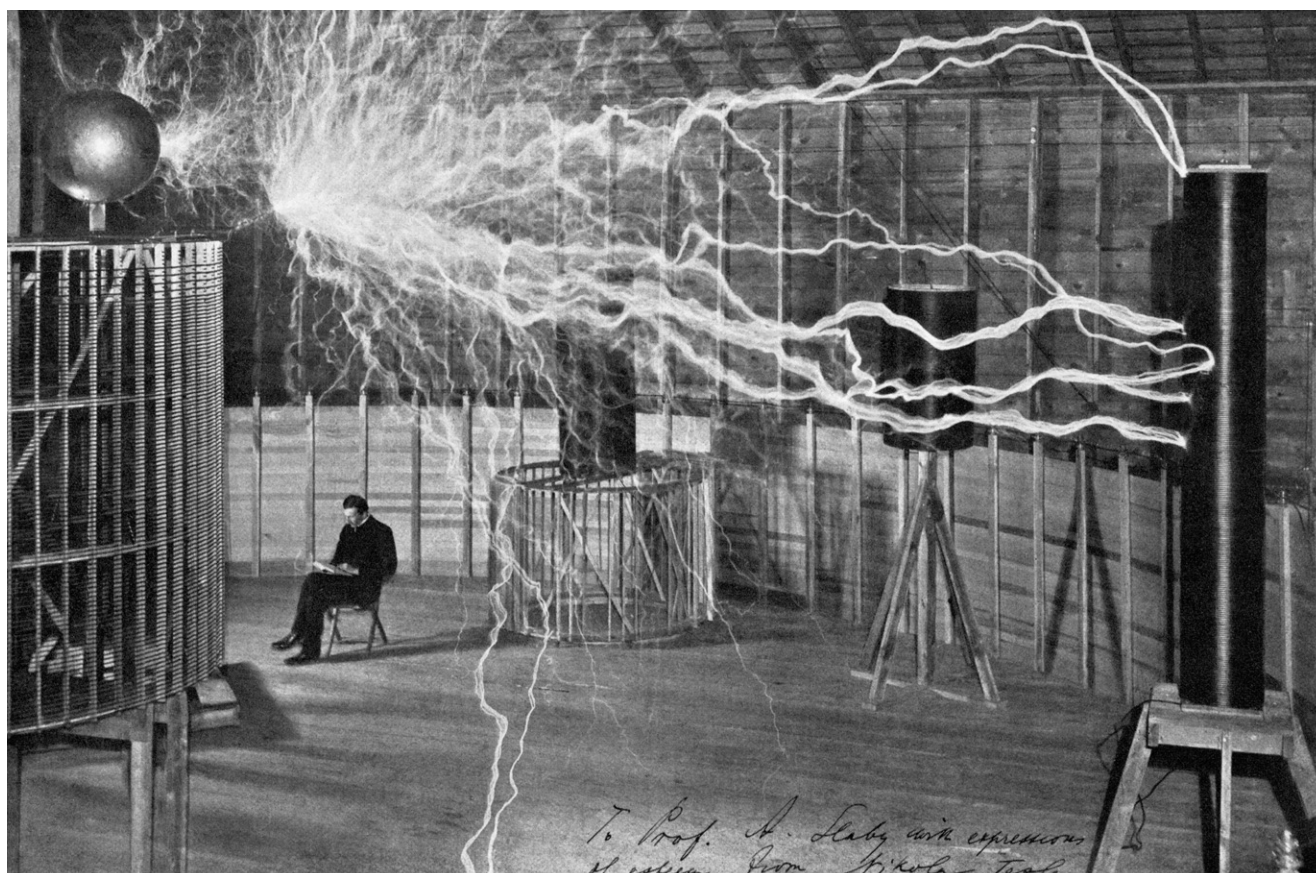
Несмотря на очевидные сложности, ведущие космические агентства и многочисленные стартапы разрабатывают похожие программы солнечной энергии космического базирования. Можно сказать, что разворачивается целая гонка в этом направлении.

Стартап из силиконовой долины Orbital Composites совместно с мичиганской Virtus Solis заявляет о намерении запустить массив из 100 000 спутников по 100 МВт с последующим увеличением мощности до 20 ГВт и более. Первый демонстратор планируют отправить на среднюю околоземную орбиту к 2027 году. В отличие от проекта Caltech, солнечные панели будут собираться прямо в космосе.

На орбиту планируется отправить рой аппаратов для передачи энергии на Землю уже в следующем году

Правительство Японии ещё в 2009-м приняло решение создать к 2030 году собственную SBSP, а солнечная программа была внесена в национальный план развития космической отрасли. Глава проекта, профессор Киотского университета Наоки Шинохара, заявил о намерении занять лидирующее место в этой гонке, первые орбитальные испытания ожидаются так же в следующем году. В консорциум по реализации этого плана вошло шестнадцать японских компаний, включая Mitsubishi. Из достижений Японского космического агентства JAXA известно, что им удалось передавать 1,8 кВт на расстояние в 50 метров по горизонтали и по вертикали в земных условиях. В 1980-х бывший президент Киотского университета Хироши Мацумото впервые передал энергию в космосе с помощью микроволн. По проекту спутники-гигаваттники площадью около двух кв. км. планируется вывести на высоту 36 000 км, стоимость такого запуска оценивается в \$7,1 млрд.

В Китае, получив государственное одобрение в 2013 году, стартовала программа ZhuRi, что переводится как «Погоня за солнцем». На орбиту планируется вывести испытательную электростанцию мощностью 20 МВт к 2035 году. Особых подробностей в свойственной китайцам манере не раскрывается.



Британия начала расчёты целесообразности создания SBSP в 2020-м, и, по сообщению Министерства энергетики и углеродной нейтральности, в прошлом году выделила \$5,4 млн в рамках финансирования восьми проектов для создания собственной орбитальной электростанции. Власти страны рассчитывают получать до 10 ГВт в год и таким образом покрывать до четверти своих потребностей в электричестве. Принимающую антенну решено разместить в море. Разработчики делают акцент на экологичность технологии и сообщают, что мощность луча от электростанции оценивается в четверть мощности полуденного Солнца. Программа получила название Space Solar, а передающий спутник – CASSIOPeiA. По оценке аналитиков проекта, производимая на орбите электроэнергия обойдётся в \$34 за МВт/час к 2040 году в сравнении с \$43 для наземной солнечной станции и \$125 для АЭС.

В гонку также постепенно включаются Европейское космическое агентство (ESA), Корея, Индия и Россия (но не с микроволновой, а с лазерной технологией).

Земля – земля

С более приземлённых задач начала частная новозеландская компания Emrod. Она реализует программу по передаче электроэнергии на большие расстояния от генератора на Земле. Суть примерно та же: передающая

антенна посредством микроволн направляет электроэнергию от источника к принимающей антенне-выпрямителю. На пути линии передач устанавливаются реле, которые представляют собой пассивное устройство с квазиоптической линзой, она фокусирует и направляет сигнал дальше. Насколько большие расстояния может покрывать такое излучение пока не уточняется, но разработчики уверяют, что потери при передаче сравнимы с обычными ЛЭП.

Всё, что нужно для работы такой цепи, – прямая видимость. Система оборудована датчиками движения, и при приближении, например, птицы сигнал возможно временно отключить, как утверждают разработчики. При этом само излучение заявлено как абсолютно безопасное, оно использует ISM-диапазон (Industrial, Scientific and Medical), эти частоты обычно используют для Bluetooth или Wi-Fi. Однако опасения по поводу общественных протестов, как это было при внедрении 5G, когда поджигали вышки, даже сколько-то похожие на сотовые, всё же имеются.

Коммерческой целью Emrod является обеспечение энергией удаленных объектов на сложной пересечённой местности, питание временных или аварийных объектов, где прокладка высоковольтного кабеля является слишком дорогостоящей. Сейчас ведутся полевые испытания совместно с крупнейшей новозеландской энергораспре-

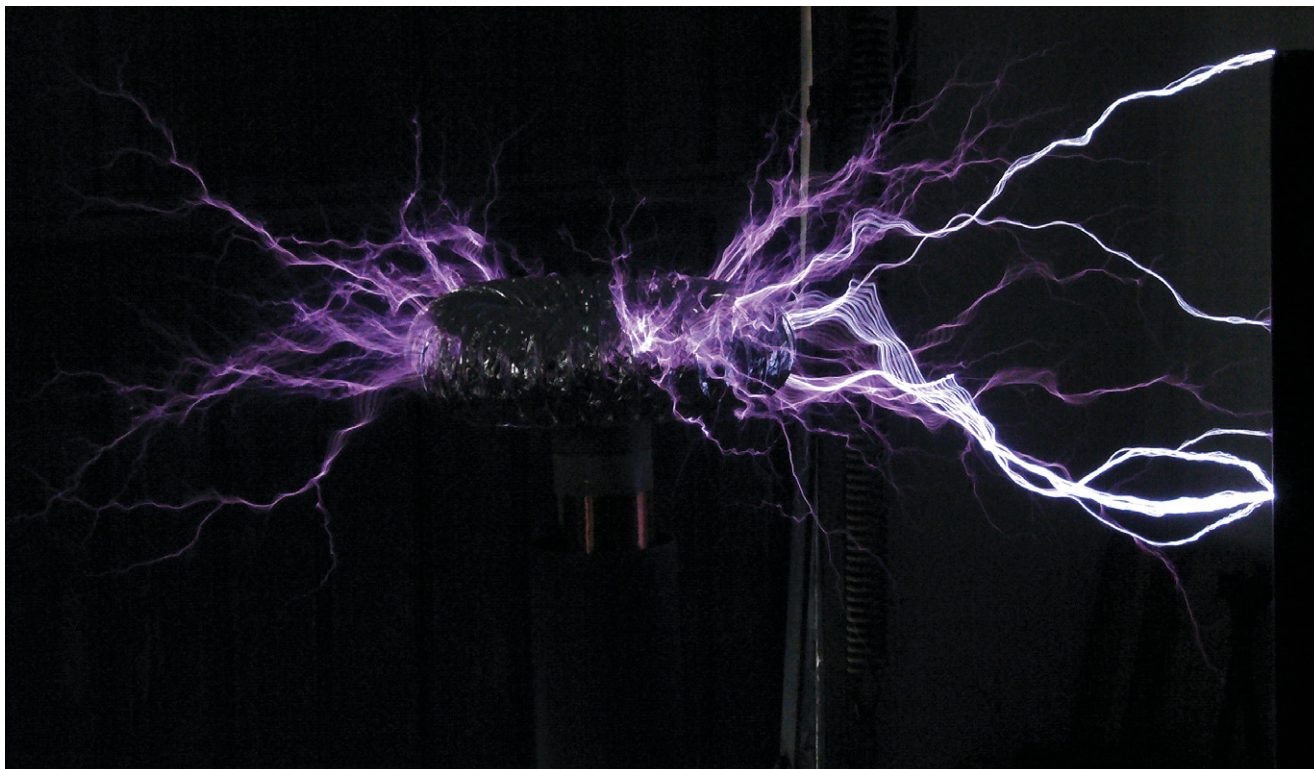
делительной компанией PowerCo. Первый прототип планируется подключить в октябре этого года, его мощность будет выдавать пока всего несколько киловатт с возможностью масштабирования.

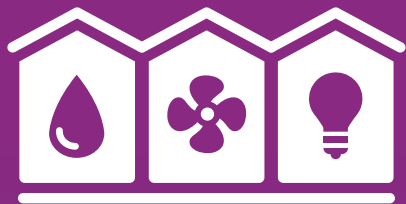
В случае успешного масштабирования технологии, микроволновая передача поможет обеспечивать армию в зонах конфликта, что решит проблему уязвимости цепочек поставки энергоносителей или перебоев из-за разрушения инфраструктуры

Emrod работает и над собственной космической программой «Мировая энергетическая матрица». Её суть заключается в том, что энергия от ВИЭ будет передаваться спутникам, которые затем будут распределять её потребителям в любой точке земного шара. Совместно с Европейским космическим агентством и Airbus компания также разрабатывает технологию передачи солнечной энергии из космоса. В начале этого года на площадке Airbus в Мюнхене прошла демонстрация технологии, которая представляла собой квадратную передающую и приемную антенну с фазированной решеткой диаметром около 1,92 м. Используя частоту 5,8 ГГц, демонстрационная система излучала энергию на расстояние 36 м и питала

миниатюрную модель города, водородный электролизер и пивной холодильник.

Технология солнечной энергии космического базирования представляется как потенциальный вариант очередного энергоперехода. Однако стоит отметить, что перегружена не только геостационарная орбита, но и всё околоземное космическое пространство. Согласно Указателю объектов, запущенных в космос, Управления ООН по вопросам космического пространства, вокруг Земли сейчас обращается 17 663 объекта, не считая вышедших из строя и космического мусора. В январе SpaceX сообщила, что за два года зафиксировала более 26 тысяч маневров своих спутников с целью уклонения от столкновения, на сегодня это 75 маневров в день. Если не все, а даже несколько или даже один проект с тысячами крупных спутников, бомбардирующих Землю микроволновым излучением, выйдет на орбиту, какой эффект это окажет на нашу планету? Опять же, если говорить о зелёной повестке, никем не представлены расчёты, сколько углекислоты будет выработано при производстве, запуске в космос и утилизации такого громоздкого оборудования. По оценкам франко-итальянской Thales Alenia Space, срок службы космических станций рассчитан на 25-30 лет, что в два раза меньше, чем проектный срок эксплуатации АЭС. Поэтому забота об экологии опять кажется здесь несколько мнимой. Скорее мы наблюдаем стремление стран к энергетической независимости, преодолению дефицита топливных ресурсов и завоеванию новых ниш. ❏





ЖКХ РОССИИ

XX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

24-26 АПРЕЛЯ 2024

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЖИЛИЩНОГО ФОНДА.
КАПИТАЛЬНЫЙ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ.
СТРОИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МАТЕРИАЛЫ,
ОБОРУДОВАНИЕ

ДОРОЖНО-КОММУНАЛЬНАЯ ТЕХНИКА

РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ.
ЭНЕРГО- И РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ.
ВНУТРИДОМОВЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ СИСТЕМЫ

УМНЫЙ ГОРОД.
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.
АВТОМАТИЗАЦИЯ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

КОМФОРТНАЯ ГОРОДСКАЯ СРЕДА.
БЛАГОУСТРОЙСТВО ПРИДОМОВЫХ
И ГОРОДСКИХ ОБЩЕСТВЕННЫХ ПРОСТРАНСТВ



ОДНОВРЕМЕННО
С ВЫСТАВКОЙ «ЖКХ РОССИИ»
ПРОЙДУТ ОТРАСЛЕВЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ:
РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ,
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС
«ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»



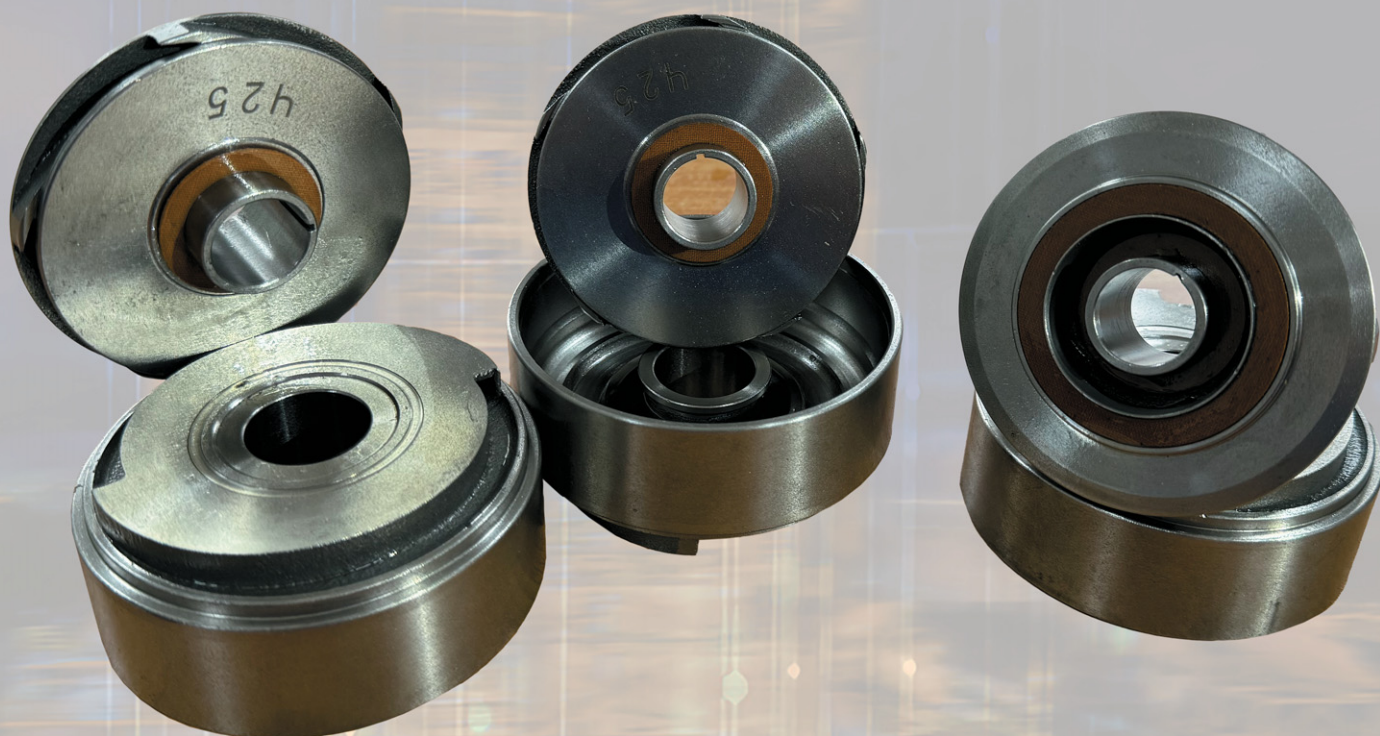
ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА | КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА | ОРГАНИЗАЦИЯ ДЕЛОВЫХ ВСТРЕЧ

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

ТЕЛ.: +7 (812) 240 40 40, ДОБ. 2622, 2245
GKN@EXPOFORUM.RU, GKN.EXPOFORUM.RU
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
О ПРОЕКТЕ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!
@ZHKNRUSSIA

18+





ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ МАЛОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ «НИЗКОДЕБИТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

Сегодня доля трудноизвлекаемых запасов в добыче существенна. Эксплуатация скважин на подобных месторождениях сопряжена с определёнными трудностями, часть скважин простаивает, что влияет на показатели экономической эффективности деятельности компаний.

Среди ТРИЗ отдельно можно выделить скважины низкодебитного фонда, эксплуатация которых затруднена осложненными термодинамическими условиями и проблемами трибологического характера.

Используемое в настоящее время на низкодебитных скважинах оборудование и технологии (штанговые глубинные, винтовые насосы, эксплуатация ЭЦН средней производительности в периодическом режиме и др.) имеет свои сложности и ограничения в применении ввиду конструктивных особенностей.

Специалисты компании «Низкодебитные технологии» более десяти лет занимаются разработкой ЭЦН малой производительности. И сконструировали аппарат, способный стабильно работать в постоянном режиме эксплуатации в скважинах низкодебитного фонда.

Результатом проделанной работы стал выпуск линейки малопроизводительных ЭЦН производительностью 10, 13, 25 м³/сутки.

Все ЭЦН данной линейки успешно прошли опытно-промышленные испытания на месторождениях Западной Сибири. Максимальная наработка ЭЦН5-10 (рабочий диапазон 7-14 м³/сутки) превысила 700 суток, установки находятся в работе. Максимальная наработка ЭЦН5-13 (рабочий диапазон 8-16 м³/сутки) превысила 1000 суток.

ЭЦН5-25 более 12 лет широко применяются в Западной Сибири благодаря широкому рабочему диапазону 13-33 м³/сутки и примененной конструктивной особенности – увеличенной высоте проточных каналов, что способствует борьбе с процессами солеотложений и продлевает срок службы оборудования.

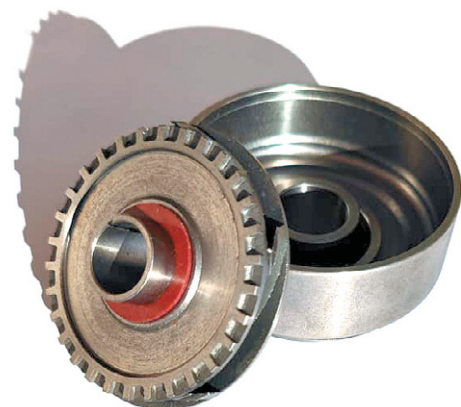
Эксплуатация ЭЦН малой производительности позволила перевести все испытываемые низкодебитные скважины из режима кратковременной периодической эксплуатации (КПЭ) в постоянный режим, что, в свою очередь, повлияло на увеличение отбора жидкости из пласта.

Выгодным преимуществом разработанных компанией «Низкодебитные технологии» ЭЦН малой производительности перед российскими аналогами является их стандартная конструкция, использование с обычными асинхронными ПЭД, стандартной станцией управления, что влечет отсутствие дополнительных затрат на сложное, дорогостоящее оборудование и значительно упрощает процесс обслуживания и ремонта оборудования.

Для потенциальных заказчиков, имеющих заинтересованность в оценке эффекта применения ЭЦН малой производительности на скважинах низкодебитного фонда, компания «Низкодебитные технологии» готова предоставить оборудование для проведения опытно-промышленных испытаний, осуществить поставку для серийного применения, а также оказать сервисные услуги по подбору и эксплуатации оборудования.

www.ndebit.ru

Ступень рабочая ЭЦН 5-10



Ступень рабочая ЭЦН 5-25





ПЕРЕЗАПУСК АНТИВЕНЕСУЭЛЬСКОГО ЭМБАРГО ЗАВЕДОМО ОПАСЕН

НОВЫЙ ВИТОК САНКЦИЙ НА НЕФТЬ С ОРИНОКО НЕ ДОБАВИТ ПЛЮСОВ
НИ КАРАКАСУ, НИ ВАШИНГТОНУ ПЕРЕД ВЫБОРАМИ В ОБЕИХ СТРАНАХ

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ

Кандидат политических наук

26 января 2024 года был оставлен в силе один из вердиктов Верховного Суда Боливарианской Республики. Отмечено, что Мария Корина Мачадо, эта выдвиженка античавистской (т.е. проамериканской) оппозиции, не может баллотироваться на пост президента Венесуэлы в ходе кампании 2024-го. Рассерженно реагируя на констатацию действующего приговора, Белый дом сразу же объявил о предстоящем (видимо, начиная с 18 апреля с. г.) восстановлении режима санкций против топливно-сырьевого и горнодобывающего секторов экономики этой южноамериканской страны.

В Карибы возвращается эмбарго?

В переводе на простонародный язык улицы, давно уставшей от всплесков «враждебности с севера», реакция США означает следующее: мстительный «трампизм» на венесуэльском направлении по-прежнему живет и здравствует. Дуэль правящих на Потомаке демократов с воинственным миллиардером от геополитики может продолжаться сколько угодно, но внесенный именно «неутомимым Дональдом» в 2019 году вклад в усиление жандармской миссии Америки на южном берегу Карибского моря остается, увы, востребованным.

Вспомним: Трамп ввел в эпоху своего президентства эмбарго на экспорт венесуэльской нефти. Он стал наказывать не только отечественных трейдеров за нарушения этого декрета. Щупальца вашингтонских репрессий дотянулись и до далеких швейцарских дилеров. Пригрозили тем из них, кто на этой ниве сотрудничал, скажем, с «Роснефтью», имеющей на Ориноко пять совместных апстрим-проектов. Мало того. Трамп сорвал встречные поставки в Венесуэлу, шедшие в обмен на уже буксующий экспорт черного золота от каракасской госмонополии PDVSA. Оборвалась адресованная ей передача технологий, запчастей, растворителей – всего того, что требуется углеводородному ТЭК страны, защищающей свой суверенитет.

Позже, в ноябре 2022-го, Соединенные Штаты, столкнувшись с тяжестью энергодефицитов на коллективном Западе из-за антироссийских санкций и прямых диверсий, а также пассивности ближневосточных партнеров и других факторов, решили отчасти исправиться. Байден позволил-таки компании Chevron оживить заблокированный венесуэльский нефтеэкспорт, как и ремонтно-техническое обеспечение тамошнего апстрима. К дозированно-частичному восстановлению былого «трансатлантического моста» с Каракасом оперативно подключились европейцы (Eni, Repsol и др.). Так что в целом минувший год прошел в этом смысле позитивно. Прошел на подъеме, тем более что и сама-то добыча в тропическом поясе тяжелой нефти возросла более чем вдвое – примерно до 800 тыс. баррелей в сутки. Но сейчас, за полгода до объявленных президентом Николасом Мадуро выборов, на горизонте вновь обозначился, как видите, призрак отраслевого тупика.

Золото уже блокировано, хотя до черного золота дело пока не дошло

Следует признать: черное золото Венесуэлы пока еще не возвращено рассерженным «региональным куратором» в сферу убыточных для Каракаса санкций. Этот шаг американцы пригрозили сделать позже – на исходе весны. Однако обычное золото (то, что в слитках) уже запре-

щено властями США к приемке на внешних рынках. Блокирована, иными словами, госмонополия по добыче и обработке драгоценного металла – Minerven (золотодобывающая компания Венесуэлы – прим. Ред.). В общем, симптом тревожен. И он заранее побуждает объективно настроенных обозревателей обратить взоры не только к золотым копиям, но и к залежам углеводородов...

...Да и то сказать: Каракасу и впрямь угрожает мстительный возврат США к зажиму ключевой отрасли венесуэльской экономики. Разворот к нажимному «энерготрампизму» в Карибах, да еще в разгар байденовской конфронтации с Трампом у себя дома, был бы настолько резок, нелогичен и парадоксален, что еще недавно, вплоть до начала 2024-го, его трудно было себе представить. Всеобщее изумление вызвано, пишет Forbes, как раз «очень уж тяжелой дланью», которой США готовы придать своей реакцией все происходящее в двусторонней хронике. То есть «ответить возвратом к нефтяным санкциям (изначально введенным в 2019-м безапелляционным миллиардером во власти – Авт.). Причем особенно удивляет, – продолжает Forbes, – то, что сами же функционеры администрации и обслуживающий ее аналитический центр Капитолия (Congressional Research Service) называли тот антивенесуэльский бойкот (введенный пять лет назад Трампом) уже провалившейся политикой».

Вдумаемся: что такое раскинувшаяся от отрогов Анд до дельты Ориноко Венесуэла, обладательница крупнейшего в мире нефтяного потенциала недр (308 млрд баррелей, включая 235 млрд баррелей нетрадиционной – тяжелой и сверхтяжелой нефти); и кто такая – в сравнении с этим природно-смысловым массивом – не допущенная к выдвижению г-жа Мачадо?! Сопоставимы ли эти понятия для тех, кто оценил намерение США наказать кабинет Мадуро за судьбу «многострадальной» политической активистки?

В разгар оттепели грех жаловаться на мороз

Будучи женщиной не обделенной прозорливостью, Мария Корина Мачадо и сама-то не ожидала поблажек от Верховного Суда Венесуэлы. Более того, она, как отмечает комментатор Элиас Феррер Бреда, вначале даже отказалась опротестовывать свою дисквалификацию на выборах. «Пострадавшая» знала: в целом власти уже не в долгу перед лагерем своих противников. Ведь правительство выполнило свое главное обещание: выпустить на свободу десятки недругов режима. В их числе – задержанные американцы, проникшие в Венесуэлу с диверсионно-шпионскими целями. Словом, на фоне этой оттепели было бы грехом жаловаться на якобы полное равнодушие Мадуро к призывам и внутренних оппонентов, и Вашингтона...

...Да, шансов на апелляцию у яростной «антисоциалистки», отстраненной от президентской гонки, было мало. Эксперты по региональной политике хорошо себе представляют оппозиционную биографию любимцы заморских элит. Да, знают – и осознают, что обоснованные претензии революционных властей к г-же Мачадо остаются прежними. Вопреки позитивным (в целом) итогам диалога между боливарианцами и оппозицией, состоявшегося недавно на Барбадосе, всем ясно: воинственный имидж ведущей противницы правительства Мадуро никаким коррективом не поддается.

Г-жа Мачадо – не просто идейный антипод популярной в стране программы социализма XXI века, завещанной стране ушедшим 11 лет назад команданте Уго Чавесом, ярким представителем революционно настроенного офицерства из небогатых слоев. С тех пор отвергающая чавизм оппозиционерка не раз обвинялась отечественной Фемидой за конкретные правонарушения, не позволяющие выдвигаться на высшие государственные посты. Что же, интересно, имеется здесь в виду в первую очередь?

Отомстить боливарианцам – так уж отомстить!

Во-первых, эта венесуэлка (видимо, чтобы не оставаться на какое-то время без трудоустройства) поработала эмиссаром Панамы в вашингтонской штаб-квартире Организации американских государств (ОАГ). А ведь Панама – это, как-никак, совсем другая страна, и отстаивание ее интересов не имеет ничего общего с защитой суверенитета Венесуэлы. Ну а во-вторых, она призывала к экономическим санкциям и даже к интервенции против своей республики. Не правда ли, уже этот набор невыдуманных прегрешений вполне достаточен для отказа в праве на регистрацию с целью участия в президентской гонке?

...Однако оппозиция и ее кураторы так не считают. С одной стороны, они, честно говоря, ожидали констатацию судебного «статус-кво» против сеньоры Мачадо. А с другой – ломали головы: как бы использовать информационный повод по максимуму. Спорили о том, как бы сделать реакцию Вашингтона, так сказать, зубодробительной. Отсюда и появление прямой угрозы из США: вновь подмять рестрикциями едва ожившую нефтянку Венесуэлы.

Даже если после нынешней ссоры экспорт углеводородов по дозволенным, то есть специально лицензированным, каналам Chevron, Eni, Repsol, Shell и Maurel et Prom, как и встречные поставки строго оговоренной номенклатуры товаров и услуг, не исчезнут как таковые, то фанфары не прогремят. Ибо в целом пакет трамповских санкций, отмененных год назад вашингтонским декретом GL44, будет снова брошен американцами на ринг – слов-

но дуэльная перчатка. Едва проявится новый, пусть даже поэтапно обостряемый рецидив нефтяного эмбарго, как развитие республики замедлится более чем вдвое.

Так на что же рассчитывает сеньора Мачадо?

...Друзья Венесуэлы, наблюдающие из-за рубежа за ее эволюцией, задаются одним вопросом. Чем объяснить, спрашивают они, престиж г-жи Мачадо, ощутимый в немалой части общества? Между тем ответ не так уж сложен. Эта одаренная активистка, победившая, кстати, на недавних праймериз в оппозиционной партии, если и предстает кое-где в негативном свете, то не для всех. Тысячам белых и голубых воротничков она даже импонирует. Да и не кажется изменницей, обслуживающей чуждые и потому спорные цели.

Наоборот, электорат этой оппонентки революционного чавизма, а именно тоскующие по прошлому средние слои, как и связанный с США сегмент технической и творческой интеллигенции, часть университетской молодежи и остатки рабочей аристократии, открыто симпатизируют этой женщине. Они уверены, что Мачадо всемерно защищает экспортные позиции венесуэльской нефти от... алчности американских кредиторов! Да, и впрямь защищает. Но лишь затем, чтобы к моменту вожделенной победы над Мадуро и его командой (на что, собственно, и рассчитывает эта деятельница) прозапад-ные силы республики все еще распоряжались изрядной долей капиталов, отложенных прежними хозяевами Венесуэлы чуть ли не по всему белу свету.

16 апреля с. г. истекает срок правовой протекции, предоставленной Белым домом иностранному филиалу венесуэльской энергетики – даунстрим-компании Citgo Petroleum со штаб-квартирой в Хьюстоне, штат Техас. Эта корпорация, располагающая заправочной сетью в Соединенных Штатах и перерабатывающими заводами от США и острова Кюрасао (Нидерландские Антилы) до Евросоюза, – лакомый кусок пирога. Да и соблазнительная приманка для всех, кто считает себя ограбленным боливарианским режимом со дня национализации по декрету Чавеса на кладовых Ориноко в 2007 году.

«Руки прочь от Citgo» или тактическое лукавство?

Считается, что владелец транснациональной Citgo, то есть каракасская структура PDV Holding и управляющая ею госмонополия PDVSA (как и аффилированные с ними по всей Венесуэле предприятия), довел за период революционной ломки задолженность перед деловым сообществом США до 21,3 млрд долл. Но взыскать ее было невозможно. И вот теперь, в апреле, должен завершиться

обещанный Вашингтоном период моратория на доступ кредиторов к имуществу Citgo. Как только это произойдет, покинувшие Венесуэлу (в обиду на невозврат долгов) инвесторы проведут аукцион и присвоят себе по частям подвисшие зарубежные активы венесуэльского ТЭК.

Поживиться хотят, в частности, Rusoro Mining, Koch Industries и еще 16 желающих. Пожалуй, крупнейшим претендентом стал в феврале с. г. один из американских мейджоров – ConocoPhillips. Итак, заждавшиеся кредиторы уже начали было потирать руки от приятных предчувствий. Но из Каракаса послышался тревожный голос: «Не спешите с распродажей!» Представьте себе, в данном случае это был не голос чавистов или сплоченных с ними коммунистов. Нет, протест был озвучен Марией Кориной Мачадо! Надеюсь, сказала она, что Минфин США продлит «юридическую протекцию Citgo. Это как раз то, чего мы ждем. Думаю, что такой подход служит всем вовлеченным в спор сторонам, а не только Венесуэле, – уверенно продолжала г-жа Мачадо. – Терпение принесет выгоды и кредиторам, и властям Соединенных Штатов. Ведь рыночная капитализация компаний могла бы значительно возрасти, если в нашей республике начнется демократический транзит».

Итак, все более или менее ясно. Оппозиция добивается отмены (или хотя бы переноса) аукциона для того, чтобы номинальным контролером ситуации вокруг Citgo оставался пока «эмигрантский парламент». Речь о том блоке депутатов Национальной Ассамблеи, который враждует с официальным Каракасом, и поэтому давно разъехался (по частям) в дальние города и веси на берегах Атлантики – от Нью-Йорка до Мадрида. Но рядовые сторонники г-жи Мачадо в самой Венесуэле, конечно, не задумываются об эмигрантской географии расселения оппозиционных законодателей. Они наперебой судачат о «патриотке, не дающей пойти с молотка алмазу национального достояния».

Бизнес может не ладить с чавистами, но даже он – против блокады

Впрочем, одно дело – судьба Citgo, а другое – опасения «санкционного топора» из США. Цели новых санкций, если они будут введены, уже осудил экономист и основатель консалтинга Eсоanalitica Асдрубаль Оливерос. «Влияние угрожающих нам рестрикций, – говорит он, – очевидно заранее. Без масштабных инвестиций, как и без роста нефтеэкспорта, мы будем сжаты рамками тесного рынка. Кроме того, снова придется страдать из-за слишком жестких правовых условий (overcompliance) при ведении бизнеса. Трудности будут у нас и с поставщиками, клиентами, банками... А для зарубежных партнеров Венесуэлы грядут репутационные риски, ведь им придется вести дела с республикой, подвергнутой санк-



циям». Уже прогнозируется, как сетует Оливерос, что ВВП вырастет в 2024-м всего на 4% вместо намеченных 9,6%. В равной мере рост платежного спроса на товары и услуги пришлось бы переместить вниз с планки 15% до 4%. А доходы госбюджета страны увеличились бы всего до 19 млрд долл вместо обещанных 25 млрд».

Госдепартамент, Минэнерго и Минфин США, видимо, полагают (наравне с иными ведомствами и службами), что ужесточение подхода к Каракасу (да еще перед выборами в Венесуэле) бьет в основном по госаппарату, правящей партии левосоциалистического толка. Это ошибка. Главный ущерб понесут деловые круги южноамериканского государства – его предпринимательское сословие. Почему? Потому что речь ныне идет уже не о тех ставленниках олигархата, латифундистов и «опереточного генералитета», которые все еще задавали тон на своем фланге политики в самом начале XXI века. Времена-то меняются – сменяют друг друга и поколения большого и среднего бизнеса, желающего заработать в новой, пусть даже идейно расколотой Венесуэле.

Ныне «усредненный» бизнесмен этой страны, как правило, не бунтует против реалий. Да и не занимался он хозяйственной деятельностью до Чавеса – в эпоху т. н. Apertura Petrolera, то есть «нефтяной лихорадки», привнесенной заморскими игроками. В большую жизнь новое поколение бизнесменов вступило недавно – в нелегкие времена навязанных с севера блокадных лимитов на все что угодно – и поэтому крутилось как могло. Иной, глянцево-



границы рыночных отношений эти типичные представители новой эры почти не знают и не ведают; но они опасаются обрыва нынешнего НЭПа даже при всей скромности его плюсов. Четко создается, что возможной причиной завтрашнего безутешного финала может стать лишь одно. Это мстительная атака США на нефть Венесуэлы. Вот это и впрямь стало бы кошмаром для всех!

Опасения – самые мрачные

«Да, черное золото является единственным локомотивом нашей страны, – напомнил аудитории ЕС инвестиционный банкир и основатель Venezuelan Private Capital Association Родриго Наранхо Эсковар. – Около 30 млн жителей и все частные компании прямо или косвенно зависят от нефтеэкспортных доходов».

Дабы его слова были поняты европейской аудиторией, получающей вести чаще с задымленного Днепра, чем с Ориноко, тот же сеньор Наранхо пояснил свою мысль так: «Всего за пару лет (имеется в виду истекший период СВО – Авт.) экономика Украины рухнула на 35%. А венесуэльская экономика (ускорившая, увы, свое падение после кончины Чавеса и усиления ряда блокадных факторов – Авт.) страдала от сокращений ВВП гораздо дольше. И упала в период между 2013 и 2021 годами на целых 75%. Причина главным образом – в потере нефтяных доходов. В итоге людские страдания у нас беспрецедентны. Тысячи фирм исчезли, а оставшиеся заняты тем, что пытаются выжить». «Мы будем по-прежнему настаивать на смягчении санкций», – заявил на пресс-конференции Адан Селис, президент крупнейшей в республике федерации деловых кругов – Fedecamaras. Несмотря на охлаждение диалога с Соединенными Штатами после судебного поражения г-жи Мачадо в правах, предприниматели все равно «ждут в 2024 году достижения политических договоренностей,

чтобы продвинуться вперед, – подчеркнул в телефонном интервью бывший глава Fedecamaras Хорхе Ботти. – Ведь по сей день мы сталкиваемся с проблемами в открытии счетов за рубежом, у нас нет доступа к иностранным кредитам... И это относится не только к нефтяному бизнесу. Минимальная определенность для видения будущего... нужна и в целом нашей экономике, если она желает вернуться к росту», – логично заключил собеседник.

«Будучи венесуэльцем, причем даже не говоря о том, что я еще и бизнесмен, я обязан выступить против санкций хотя бы из-за колоссального ущерба, уже нанесенного ими нашему народу и экономике», – словно отрезал в одной из бесед президент Каракасской фондовой биржи Горацио Велутини.

Однако и Америке тоже станет хуже

В то же время, как ни странно это звучит на первый взгляд, от мстительно-необдуманного ренессанса трамповских санкций проиграли бы и сами Соединенные Штаты. Прежде всего, ожерелье нефтеперерабатывающих заводов Техаса и Луизианы было давным-давно технологически заточено именно на тяжелую нефть венесуэльских марок. Но даже если ручеек этого оринокского сырья по-прежнему будет течь из тропиков на север, а другие репрессии против Каракаса (в смежных секторах) все-таки вступят с апреля с.г. в силу, то Америку опять же не будет ждать ничего хорошего. Обиженный Николас Мадуро вполне сможет обострить конфликт с соседней Гайаной из-за спорной нефтегазоносной территории Эссекибо, где ExxonMobil объявила 8 февраля с.г. о предстоящем бурении еще двух глубоководных скважин.

После декабрьского референдума в Венесуэле, приведшего к объявлению Эссекибо еще одним венесуэльским штатом, Мадуро все же пообещал воздержаться от силовых мер с целью захвата этого богатого сырьем региона. Но венесуэльцы – парни горячие! И кто знает, что именно они предпримут, если американский флот придвинется к их берегам в русле пресловутой дипломатии канонерок¹. Как сообщила 10 февраля с.г. нью-йоркская The Wall Street Journal, боливарианцы уже стянули к рубежам Гайаны, Эссекибо, «легкие танки, бронетранспортеры и оснащенные ракетами патрульные катера». Что, между прочим, подтверждалось и спутниковыми снимками.

Да, налицо – бряцание оружием, барабанный бой и колышющиеся на ветру полковые знамена. Недаром на передний план в истории Эссекибо ставится нынче фигура венесуэльского генерала Доминго Антонио Сифонтеса. Он бился в XIX веке против англоязычных колонистов из Британской Гвианы. И вот теперь прах отнюдь не забытого потомками военачальника торжественно перенесен

¹ Военно-политический курс, при осуществлении которого используется демонстративная проекция силы с применением военно-морского флота.

властями Каракаса в Национальный пантеон. Но для гайанцев (нации гораздо более скромной в демографическом и оборонном смыслах) такие ритуалы выглядят угрожающе. Ибо «остры несоответствия между дипломатическими и, с другой стороны, военными шагами Боливарианской Республики», – отозвался министр иностранных дел Гайаны Хью Тодд.

Аппетит к макроинтригам

На столь тревожном фоне Белому дому хотелось бы поспорить Каракас еще и с южноамериканским гигантом – находящейся тоже по соседству Бразилией. Что ж, обеспокоенным бразильцам и впрямь ни к чему переделы границ, особенно между нефтегазоносными странами материка. То, что в отличие от Венесуэлы ведущее государство континента не входит в состав своеобразных экспортных альянсов типа ОПЕК и ОПЕК+, вроде бы хорошо укладывается в рамки «внеопековского фронта» крупных нефтедобытчиков, куда входят не только сами Соединенные Штаты и Канада, но и Бразилия, а также Гайана.

К тому же и глобальный миллиардер номер один, мексиканец Карлос Слим, скупает в Хьюстоне доли американских апстрим-компаний, показывая тем самым, что внеопековская страна ацтеков тоже входит в неформальную группу поставщиков углеводородов из обеих Америк. Кстати, сырая нефть определенных сортов вышла в 2023-м на первое место в экспорте из США в Мексику, и наоборот, готовые мексиканские нефтепродукты теперь лидируют во встречном списке товаров, импортируемых Соединенными Штатами. В этих условиях на Потомаке, видимо, вспомнили, что и в целом ТЭК к югу от Рио-Гранде уже обретает, мол, проамериканский геополитический каркас. Причем вокруг него можно, как говорится, и поинтриговать.

Так, вашингтонские СМИ, словно по команде, аплодируют отправке войск Бразилии на стык венесуэльской, гайанской и бразильской границ, дабы отрезвить президента Мадуро и умерить его претензии на Эссекибо. Но в США не учли при этом одного фактора. Внешняя политика бразильца Луиса Инасио Лула да Силва, экс-забастовщика и профсоюзного вожака, а ныне главы огромного государства прогрессивной ориентации, – понятие вовсе не одномерное. Оно не доступно манипуляциям. Даже если Лула и критикует экспансивный натиск Каракаса на англоязычный Джорджтаун (столица Гайаны – прим.Ред.), то предстать перед миром в малопривлекательном обличье регионального полицейского всего с одним-единственным подозреваемым президент Бразилии не хочет.

Да, Бразилия – субъект не одномерный

Осторожная умеренность Лулы объяснима тем более, что в нынешнем году ему так или иначе предстоит побы-

вать в Казани на саммите БРИКС, где Россия, надо думать, достойно отчитается о выполнении председательской роли в этом авторитетном объединении сторонников полицентричного мира. С другой стороны, еще до этого в Москве хочет побывать Мадуро, который постарается донести до Кремля свое видение событий вокруг Эссекибо. Другое дело – прозвучат ли со стопроцентной убедительностью его доводы...

...Так или иначе, Бразилия приняла единственно верное решение. Наперекор фанатам демаршей против Каракаса, региональная держава поступила умно. Она назвала отправку своих войск не отпором экспансивному Мадуро, а разверстанным на 9 тысяч миль обеспечением безопасности границ по всей Амазонии! Как заявил для Reuters командующий военным округом генерал Рикардо Кошта Невес, речь – о досрочном наращивании региональных сил на 10%. Иными словами, бразильские батальоны будут густо расквартированы не только на рубежах Эссекибо. Они встанут заслонами и на маршрутах вновь активизировавшихся колумбийских мятежников FARC, и на тропах нелегальных старателей и рубщиков леса из Перу, и у схронов боливийских «наркотрафикантес», и на гористых подступах к Эквадору, где преступность не то что процветает, а бросает наглый вызов государству как таковому.

Итог широчайшей рокировки бразильских вооруженных формирований, можно сказать, будет феноменальным. Американцы-то надеялись перекрыть руками Лулы планы враждебной им Венесуэлы. А вместо этого в перекрестии прицелов окажутся пределы территориальной юрисдикции еще и многих из тех режимов, которые считаются в Вашингтоне вполне лояльными!

Но никто, конечно, не забыл о геологии и о коммерции

Предположим, однако, на миг, что вопреки надеждам людей доброй воли в Эссекибо, а затем и вокруг этого ареала, все же начнутся боевые действия. Неужели в Соединенных Штатах не понимают, что после этого чуть ли не каждый латинский нелегал, пытающийся пересечь рубежи Калифорнии, Нью-Мексико или Техаса, со слезами на глазах назовет себя беглецом не от нищеты, а от военного пожара? На кону окажется исход многих, даже очень многих политических процессов в самом Вашингтоне, причем баталии в конгрессе США это заведомо доказывают. Нет, что ни говори, а региональное обострение нанесет ущерб долгосрочным интересам и Венесуэлы, и США...

...В то же время не станем отрицать, что аналитики большой нефти, в отличие от политиков и военспецов, спорят из-за дуэли за Эссекибо по-своему. Вероятно, по их мнению, в Каракасе не столько репетируют поход, сколько завидуют и удачливым бенефициарам бума на

шельфе Гайаны. По этой версии, венесуэльцы завидуют Гайане не только потому, что в ее апстрим-проекты вкладываются те отраслевые гиганты, которые покинули Боливарианскую Республику полтора десятилетия назад, как, например, ExxonMobil. Дело тут еще и в том, что на территории Эссекибо гораздо легче и дешевле добывать сырье и практически мгновенно перекачивать его на танкеры, чем в глубине континента, имея в виду хотя бы пояс Ориноко.

Ведь там, имея дело с густой «пластилиновой» субстанцией, добытчики лишены возможности сразу подавать ее на НПЗ. Трубы и цистерны должны выдерживать сильное давление, а иначе эту черную массу не протолкнешь! Чтобы довести вязкое сырье до минимальных товарных характеристик, приходится сначала с трудом отправлять его на апгрейдеры – промежуточные комплексы стоимостью до 10 млрд долларов каждый! А вот на пляжах, в болотах и на мелководье Эссекибо без апгрейдеров можно обойтись. Тем более что партии сырья легко перекачиваются на танкеры силами тех же самых FPSO (специализированных плавучих платформ по бурению, хранению и отгрузке нефти), которые как раз и добывают черное золото со дна. Но и если со временем придется строить на гайанском берегу отгрузочные терминалы, то делать это можно будет на Атлантике опять же дешево, рядом со скважинами.

В переработке содействует... Тегеран

Конфликт в Эссекибо (а он даже не в горячей, а в пассивно-тлеющей фазе раздражает администрацию США) – не последняя карта в колоде растущих для Вашингтона неприятностей. Ведь Мадуро еще и распахнул в Карибах (шире, чем прежде) двери для... исламского Ирана. До сих пор речь шла об инвестиционном диалоге с ним и о ставших достоянием гласности чартерных перебросках в Тегеран венесуэльского золотого запаса в уплату за помощь в авральном закрытии товарных дефицитов в подвергнутом эмбарго Каракасе. Но ныне американский нефтебизнес на бумирующем шельфе Эссекибо, судя по всему, опасается любого появления иранских советников (к западу от ставшей беспокойной границы) для своих гайанских апстрим-проектов...

...Сейчас ExxonMobil покидает в далеком Ираке одно из крупнейших наземных месторождений черного золота на Земле – «Западную Курну-1». Если не полностью, то отчасти это связывается с соседством Ирана. Со времен ввода войск иракского лидера Саддама Хуссейна в Кувейт (в 1990-м) по тем краям прокатилось уже как минимум три войны; так можно ли теперь исключать четвертую? И вот самые мнительные аналитики уже проецируют тамошнюю ситуацию на события за тридевять земель – в дельту Ориноко. Что если чави-

сты ударят с подачи иранцев по Эссекибо – опасается, быть может, и компания ExxonMobil, работающая в Гайане?.. В таком случае Пентагону пришлось бы защищать американского нефтепроизводителя номер один, не так ли? И ведь это – в год и без того крайне нервных выборов в США!

Хотелось бы, конечно, уповать на здравый смысл всех вовлеченных в этот сюжет сторон. И надеяться, что в ближайшее время отраслевой прессе надо будет освещать разве что мирные грани иранского фактора в Венесуэле. А это не столько геологоразведка и добыча, сколько переработка, где помощь от Тегерана нужна Каракасу больше всего. В этой сфере...

...20-дневный период техобслуживания завершился на венесуэльском НПЗ El Palito, что расположен на карибском побережье в центральной части южноамериканского государства. На первый взгляд, в рутинном мероприятии не было ничего особенного, тем более что речь идет о наименее мощном объекте национального апстрима. Действительно, этот довольно небольшой НПЗ способен перерабатывать всего по 146 тыс. баррелей в сутки. А ведь совокупная мощность всего отраслевого даунстрима, находящегося под контролем госмонополии PDVSA, – 1,3 млн баррелей в день. Это, между прочим, намного больше, чем добывается сегодня в Венесуэле.

И все же модернизация El Palito стала знаменательным событием. Страна с радостью увидела с самого начала: работы были заранее обеспечены всеми запчастями, узлами и комплектами оборудования для замены изношенных участков цикла. Подготовленности такого уровня могли бы позавидовать амортизированные в равной мере НПЗ даже в благополучных, не сдавленных рестрикциями странах континента. За счет чего, интересно, на El Palito был создан столь безупречный плацдарм для всеобъемлющего техобслуживания и перезапуска? Ответ спрессован в одном слове: Иран. Партнерство с ним тем более ценно, что и блокированный недругами «режим мулл» тоже нередко сталкивается в поддержании своей нефтянки на плаву с теми же проблемами, которые обременительны для Венесуэлы. Словом, типичные для нее узкие места на большинстве НПЗ известны и на берегах Персидского залива.

Встретившись со своим иранским коллегой, министр нефти Венесуэлы Педро Тельчеа договорился с ним еще и о модернизации несравненно более крупного предприятия по переработке углеводородов. Имеется в виду НПЗ Paraguaná на одноименном полуострове, способный пропускать через свои установки каталитического крекинга по 955 тыс. баррелей в сутки! Правда, как отмечает Reuters, итоговый контракт по этому проекту еще не подписан. И не случайно Педро Тельчеа воздерживается в ходе контактов с прессой от сколь-либо подробных ком-

ментариев. Но нет сомнений: амбициозные планы приведения даунстрима в соответствие с современными стандартами после долгих лет блокады и ремонтно-технического застоя хорошо восприняты не только в Каракасе, но и в Тегеране. А это значит, что, наряду с El Palito и Paraguana, о которых сказано выше, у обоих партнеров должны со временем дойти руки и до третьего НПЗ Боливарианской Республики – Puerto La Cruz.

Иранцев не отталкивают, а благодарят

Не грех, между прочим, вспомнить, что к появлению иранского бизнеса, да и политического влияния Тегерана в Карибском бассейне причастны и... сами же Соединенные Штаты! Так, опасавшийся вашингтонских происков Чавес вел с президентом Исламской Республики Ахмадинежадом диалог не только о вхождении компании NIOC (в пик хлопнувшим дверью буровикам из США) к проектам на Ориноко, но и о сотрудничестве в сфере

«обороны от общего врага». Обсуждался шанс на доставку Боливарианским вооруженным силам иранских ракет. Правда, эта взрывоопасная часть повестки не сбылась, но... В 2019-м, когда Дональд Трамп «запер» Венесуэлу своим эмбарго, туда пошли сквозь частоккол эсминцев Пентагона авральные поставки иранской, а также российской и нигерийской легкой нефти, необходимой Каракасу для смешивания с сернистыми сортами при выпуске бензина на местных НПЗ.

«Переживая к тому же тяжелый гуманитарный кризис (причем не только продовольственного характера – Авт.), Венесуэла с отчаянием ждала каждый очередной танкер из Ирана», – говорит президент ассоциации нефтебизнеса республики (PETROPYM) Рейнальдо Кинтеро. Многоопытному эксперту, как и его информированности, можно доверять вполне. Бывший глава Нефтяной палаты (Camara Petrolera), он и сегодня – в гуще событий. Руководит, например, консалтингом Argos Energy Services. Избран вместе с тем и вице-президентом авторитетного фонда VERICA по развитию бизнеса.



«Нефтевозы из Ирана, – продолжает Кинтеро в беседе с Forbes, – стали в ту пору мишенями для команды Трампа. Тем временем даже в Каракасе иные обыватели ерничали: как же это можно – оставить нефтеносную страну без горючего?! Однако в действительности партии легкого иранского сырья для нас становились спасением. Иначе мы застряли бы в своей тяжелой нефти, которая сама по себе бесполезна» при отсутствии растворителей... «Ну а в последние два года, когда санкционная война бушует уже не только против венесуэльцев, но и против россиян, да и против иранцев, ситуация вообще отдает за версту энергетическим хаосом», – невесело заключил собеседник.

В общем, неясность в вопросе, кому и что продать, пояснил он под занавес, «в значительной степени сделала всех нас не взаимодополняющими звеньями, а соперниками. Ибо у каждого производителя имеются нефть и газ, которые приходится реализовывать неизвестно как».

Узел затягивается все туже

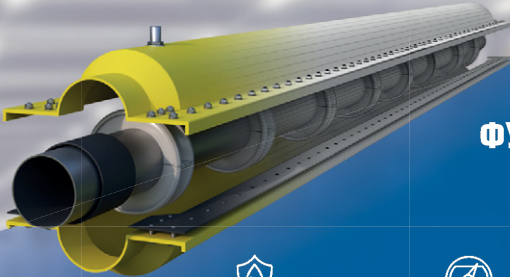
В 1999-м, когда в Каракасе вышли первые указы Чавеса, многие эксперты по глобальному ТЭК рассуждали о происходящем сдержанно. Налицо, мол, типично латиноамериканский феномен – и точка! То есть происходит, мол, поворот громкого, но все же ограниченного звучания. Помимо Венесуэлы он, возможно, затронет союзную ей Кубу – обернется солидарными потоками дешевых энергоресурсов для кумира боливарианцев Фиделя Кастро. Но прошло несколько лет – и в ход событий были как бы внедрены еще и другие крупные игроки. Так, в оринокскую оценочную программу Magna Reserva, призванную доказать, что богатства недр республики – это

все-таки не битум, а нефть, была вовлечена Россия с ее геологическими возможностями. А очень скоро выяснилось, что Пекин и вовсе предоставил Каракасу, главным образом по заявкам углеводородного ТЭК, 60-миллиардные кредиты и займы!

А вот пример несколько иного рода и другой географической привязки. Кто полагал на рубеже веков, что отнюдь не дружественный Западу шиитский (и вместе с тем нефтегазоносный) Иран размножит плацдармы своего военно-политического присутствия по всему Ближнему Востоку, а затем и по другим континентам? Аналитики на берегах Атлантики писали просто: если однажды придется всерьез ударить по «режиму мулл», то надо будет бить по самому Ирану и не иначе. Но вот неувязка: с годами выявилось, что сначала приходится наносить натовские «удары возмездия» по большим территориям за пределами бывшего Персидского царства – в Ираке, Сирии, Ливане, Йемене... А теперь проясняется, что у форпоста самого воинственного антиамериканизма появились серьезные позиции и в Западном полушарии.

И вот ведь что характерно: повсюду в эпицентрах грозных событий была и остается Ее Величество Нефть. Эксперты отраслевого прогнозирования могут сколько угодно снабжать нас своей противоречивой цифирью о календарном приближении или, наоборот, об отдалении углеводородного пика. Но большинству землян самой тревожной темой представляется вызревание большого конфликта не из-за соотношений между традиционной и альтернативной энергетикой, а из-за геополитического контроля над сегодняшним миром – главным образом над глобальным Югом. И Венесуэла в этом смысле – еще одно зримое подтверждение сказанного. ■





**ПРОИЗВОДСТВО
ЗАЩИТНЫХ КОМПОЗИТНЫХ
ФУТЛЯРОВ ДЛЯ ГАЗОПРОВОДА**

Сертификация ГАЗСЕРТ



Не требует
электрохимической защиты
от подземной коррозии



Отвод газа
и контроль его утечки



Монтаж
на действующем
газопроводе



Защита трубопровода
от повреждений
и грунтовых вод



 +7 (495) 989-48-42

 safit@safit.su

 www.safit.su



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!



СКОЛЬКО УГЛЕРОДА В РОССИЙСКИХ БЕНЗИНАХ И АВИАТОПЛИВАХ?

России нужна корректировка коэффициентов, показывающих количество выбросов при сжигании жидкого топлива. Авторы предлагают отечественный метод, основанный на оценке возможностей национальных НПЗ.

МИХАИЛ ЕРШОВ

Д.т.н., генеральный директор
ООО «ЦМНТ», профессор
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина

ВСЕВОЛОД САВЕЛЕНКО

Руководитель R&D
ООО «ЦМНТ»

АНТОН ЛЯДОВ

К.х.н., заведующий
сектором
ИНХС РАН

УЛЬЯНА МАХОВА

Шеф-редактор
FUELS Digest

ВЛАДИМИР КАПУСТИН

Д.т.н., профессор, заведующий
кафедрой технологии
переработки нефти РГУ нефти
и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

ВЕРОНИКА ГИНЗБУРГ

К.г.н., заместитель
директора
ФГБУ «ИГКЭ»

ВЛАДИСЛАВ ЛЫТОВ

Научный
сотрудник
ФГБУ «ИГКЭ»

МАРИЯ ЗЕЛЕНОВА

Ведущий научный
сотрудник
ФГБУ «ИГКЭ»

ЕГОР САФРОНОВ

Советник
генерального
директора ФГБУ «РЭА»
Минэнерго России

Современное состояние нефтеперерабатывающей отрасли диктует новые правила, касающиеся учета влияния антропогенного воздействия на окружающую среду. В 2021 году в России вклад сектора «Энергетика» в совокупные выбросы парниковых газов составил 77,9% [1], при этом основная доля выбросов сектора приходится на категории, связанные со сжиганием ископаемого топлива. Преобладающее значение в составе выбросов приходится на диоксид углерода (CO_2) – 89,4% всех выбросов по сектору.

На данный момент инвентаризация выбросов парниковых газов, образуемых при сжигании топлив, проводится с использованием коэффициентов по умолчанию, приведенных в Руководящих принципах Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), опубликованных в 2006 году [2] и разработанных на основе исследований конца 20 века. Документ отражает характеристики топлив, используемых в США или Европейских странах. Топлива, производимые в РФ, обладают собственной спецификой, а технологии их получения и предъявляемые требования значительно меняются с течением времени.

В период с 2010 по 2021 годы нефтеперерабатывающая промышленность демонстрировала тенденцию к улучшению качества топлив, что наиболее явно проявлялось в увеличении среднего октанового числа бензина с 90,6 до 93,2 единиц (см. рис. 1).

Объем производства реактивных топлив с 2010 по 2021 г. вырос на 34%, а многие НПЗ модернизировали технологии производства в связи с ухудшающимися ха-

рактеристиками нефти (рост содержания серы и меркаптанов) и требованиями по углублению её переработки (расширение мощностей гидрокрекинга).

Таким образом, нефтеперерабатывающая отрасль в РФ активно развивается, что влияет как на общие объемы производства нефтепродуктов, так и на технологии их получения. Свойства получаемых топлив, напрямую зависящие от уровня технологической оснащенности заводов, также подвержены изменениям во времени, поэтому уточнение коэффициентов, характеризующих количество выбросов при сжигании жидкого топлива, является актуальной задачей для сектора «Энергетика» Национального кадастра РФ.

Во многих странах (например, Германия [3], Китай [4], Великобритания [5], ЮАР [6]) для уточнения коэффициентов выбросов от сжигания жидких топлив, выполняют экспериментальную работу по испытаниям некой репрезентативной выборки образцов топлив с получением среднего значения и оценкой на основании данной выборки неопределенности. В России предложен полностью расчетный метод, основанный на модели предсказания компонентного состава и свойства топлив на основе мощностей первичных и вторичных процессов на НПЗ.

Инновационность предлагаемого метода состоит в отсутствии необходимости ежегодного проведения крупномасштабного исследования образцов топлив со всех российских НПЗ и определении свойств нефтепродуктов, основываясь только на их компонентном составе.

В статье описан метод оценки содержания углерода в жидких топливах на примере автобензина и реактивно-

Рис. 1. Производство автомобильных бензинов различных марок с 2010 по 2021 гг.

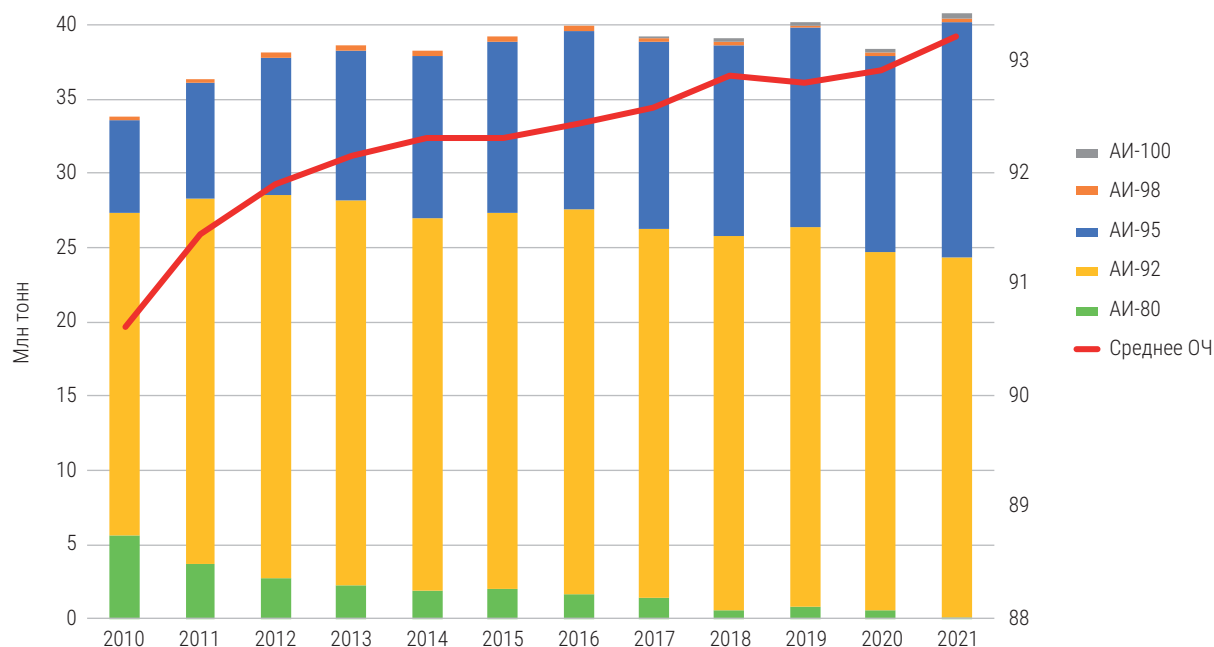
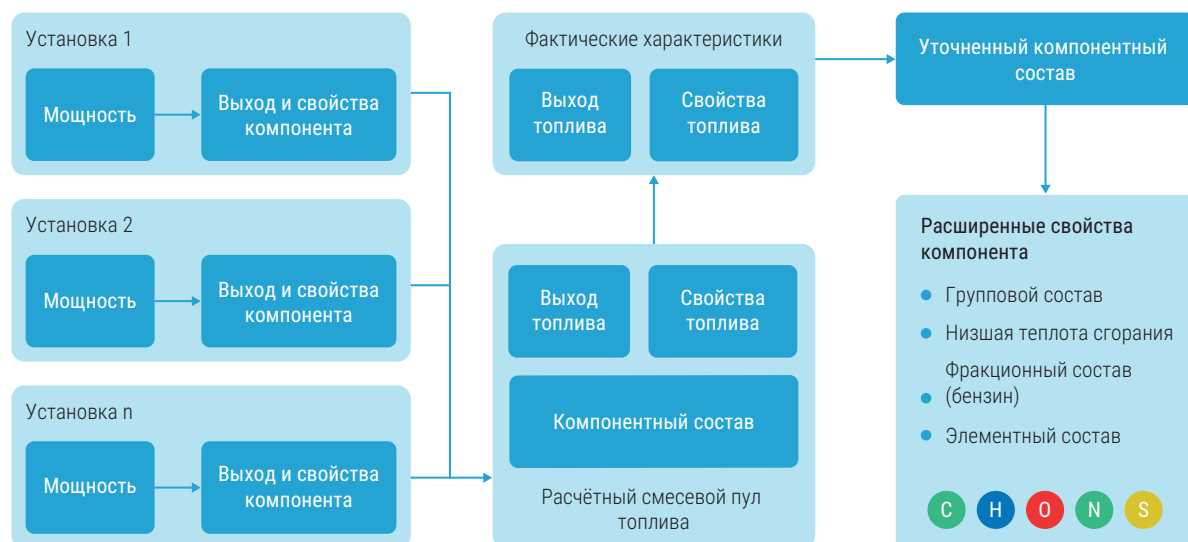


Рис. 2. Принципиальная схема функционирования расчетной модели



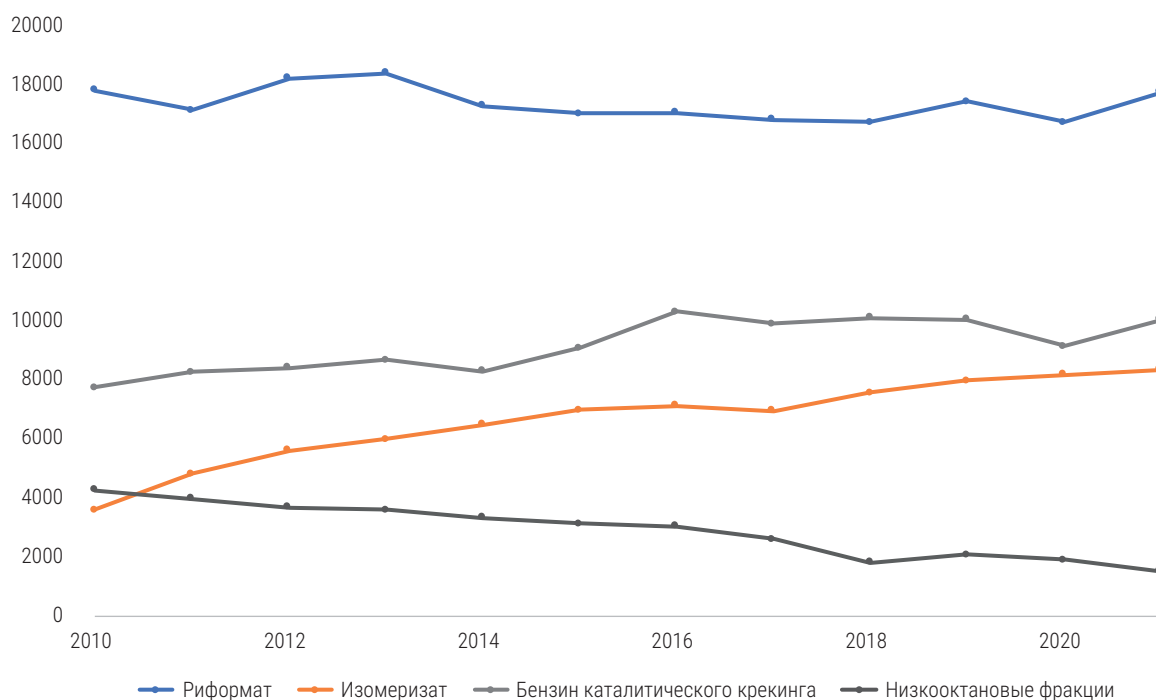
го топлива и даны предложения по разработке климатических проектов для нефтяных компаний на основе проведенных расчетов.

Принцип работы расчетной модели

Расчетная модель разработана по схеме: процесс – компонент – компонентный пул – характеристика топли-

ва, принципиальная схема работы которой представлена на рисунке 2. Помимо данных о загрузке установок важнейшим элементом модели является набор коэффициентов, отражающий выход компонентов топлив на данных установках [7-11], а также базовые свойства, используемые для подбора компонентного состава (например, октановое число и содержание ароматики для автобензинов). Данный набор коэффициентов в первом прибли-

Рис. 3. Выход ключевых по объему выработки компонентов бензинового пула, тыс. т/год



жении основывался на литературных данных о типичных показателях процессов и характеристиках компонентов. Далее происходило уточнение коэффициентов в индивидуальном порядке для каждого НПЗ с целью снижения величины расхождения расчетных параметров топливных пулов и фактических данных.

Для уточнения коэффициентов была использована информация как из открытых источников, так и результаты экспериментальных работ по определению содержания углерода в образцах топлив и компонентов с различных НПЗ. Подход последовательного уточнения коэффициентов позволил для каждого отдельного НПЗ достичь целевой ошибки прогнозирования выхода топлив менее 5%, что в национальном масштабе обеспечивает расхождение модели на уровне не более 1-2%.

После достижения целевой точности модели на основании рассчитанных компонентных пулов топлив и дополнительного набора исходных данных о свойствах компонентов производилась оценка искомых свойств топлив, а именно содержания углерода и низшей теплоты сгорания.

Результаты анализа состава и свойств топлив с помощью предсказательной модели

Компонентный состав и важнейшие свойства автомобильного бензина

Предсказание элементного состава модель осуществляет через составление компонентного пула бензинов, ко-

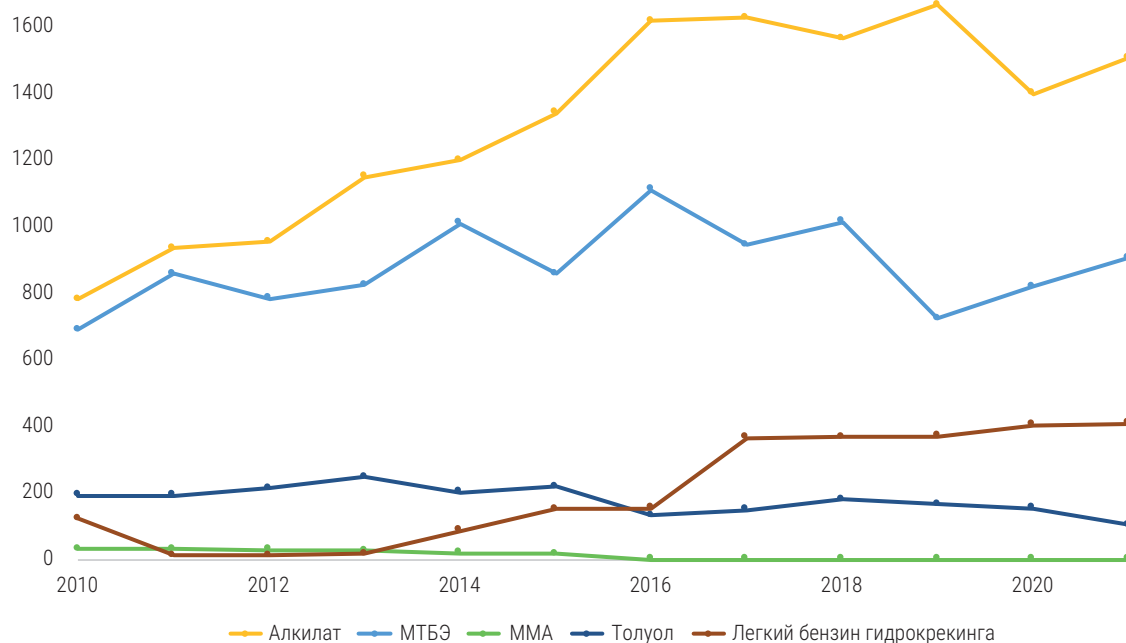
торый был детально оценен для каждого НПЗ РФ по каждой марке топлива в рассматриваемый период. На рисунках 3 и 4 для примера приведена обобщенная динамика изменения производительности по основным бензиновым компонентам на НПЗ РФ.

На основании проведенного анализ компонентного состава произведен расчет среднего элементного состава автобензинов по маркам и в совокупности всех марок, включая АИ-80. Динамика изменения содержания углерода в различных марках автобензинов показана на рисунке 5.

Содержание углерода в марках АИ-92 и АИ-95 находятся очень близко друг к другу, в особенности в конце исследованного периода. Среднее значение между топливами также находится рядом с АИ-92 и АИ-95 из доминирования этих марок в объеме общего производства. При этом стоит отметить высокую стабильность содержания углерода в АИ-95, что связано с более устоявшимися рецептурами его производства и более широким использованием изомеризата в начале исследованного периода. В то же время содержание углерода в АИ-92 подвержено более сильным изменениям, что как раз связано с внедрением в его состав легкого изопарафинового компонента – изомеризата.

По сравнению с другими марками и средним значением сильно выделяется АИ-98+, имеющий в среднем на 1% меньше углерода, что в первую очередь связано со значительно более высоким содержанием кислорода в нем – на 1,0-1,5% больше среднего значения.

Рис. 4. Выход малотоннажных по объему выработки компонентов бензинового пула, тыс. т/год



Компонентный состав и важнейшие свойства авиационного керосина

Производство топлив для реактивных двигателей на российских НПЗ осуществляется в соответствии с технологиями промышленного производства, разрабатываемыми после проведения квалификационных испытаний опытно-промышленных образцов топлив и подтверждения их качества. Для топлив ТС-1 и РТ, наиболее выпускаемых марок реактивного топлива в России, нормативный документ, в соответствии с которым определяют качество реактивного топлива, – ГОСТ 10227-86 [13]. С 1986 года в ГОСТ были внесены шесть изменений.

По сравнению с наиболее используемой в мире маркой авиакеросина Jet A-1 российские топлива ТС-1 и РТ отличаются более легким фракционным составом и соответствующими ему особенностями физико-химических и эксплуатационных свойств: более низкая температура вспышки, более жесткие требования к температуре начала кристаллизации, отсутствие верхнего лимита по плотности и т.д. Для спецификации топлива Jet A-1 в Российской Федерации существует два нормативных документа, один из которых представляет собой национальный стандарт ГОСТ Р 52050-2006 [14], второй – межгосударственный ГОСТ 32595-2013 [15].

В соответствии со сказанным выше, всего можно выделить три марки реактивного топлива ТС-1, РТ и Jet A-1. Традиционно считается, что топливо ТС-1 содержит в своем составе только прямогонные компоненты, а топливо РТ полностью гидрогенизационное. Однако не су-

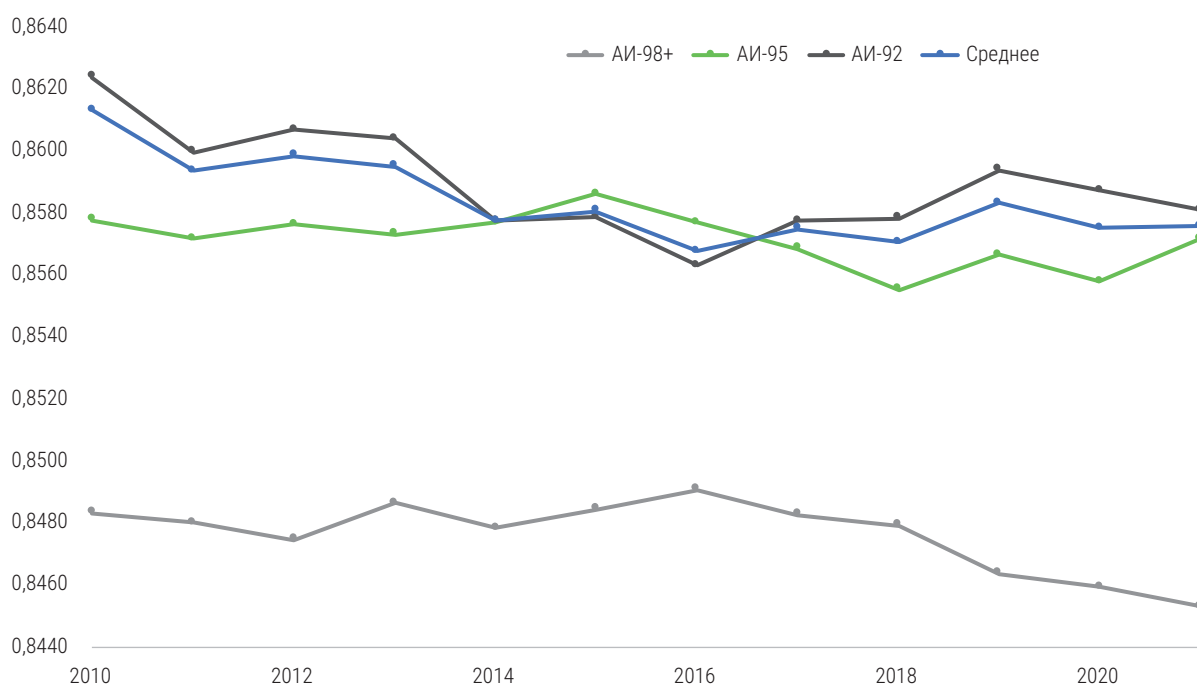
ществует задокументированных требований к тому, какой процент содержания гидрообработанного компонента в топливе делает необходимым его допуск как топлива РТ, поэтому некоторые производители выпускают полностью гидрогенизационное топливо также под маркой ТС-1. В связи со всем вышесказанным при проведении анализа реактивных топлив в контексте данной работы было принято решение не дифференцировать их на различные марки.

Элементный состав реактивного топлива определяется на основе оценки структуры компонентного пула авиатоплива, поэтому в первую очередь необходимо провести анализ технологий и загрузки основных процессов производства керосина на НПЗ за 2010-2021 гг. На рисунке 6 представлены результаты соответствующего анализа.

По анализу видно, что производство реактивного топлива за 2010-2021 гг. выросло на 34%, при этом за этот же промежуток времени увеличились мощности по гидрокрекингу и по гидроочистке. Это подтверждает тезис о нецелевом продукте – керосиновой фракции – в указанных процессах, который не всегда поступает в итоговый пул авиатоплива.

Поскольку загрузки установок не в полной мере отражают ситуацию с компонентным составом, на основе технологий производства и паспортов качества товарных топлив отдельных НПЗ были сформированы компонентные пулы керосинов на всех НПЗ, которые затем были усреднены в общероссийском формате. Результаты данного анализа за 2010-2021 гг. представлены на рисунке 7.

Рис. 5. Динамика изменения углерода в бензинах различных марок



Как и следовало ожидать из анализа объемов производства, доля процессов гидрокрекинга и гидроочистки в производстве реактивного топлива растет. Однако при этом в абсолютных значениях разрыв не такой существенный: производство прямогонного топлива также увеличилось с 2010 г., но в меньшей степени, чем гидрообработанных компонентов.

На основании проведенного анализ компонентного состава можно произвести расчет среднего элементного состава реактивных топлив. В таблице 1 представлены результаты расчета содержания углерода, водорода и серы за период 2010-2021 гг.

Снижение содержания углерода за исследованный период происходило соразмерно росту содержания водорода, что связано с увеличением доли гидрообработанных компонентов в пуле реактивного топлива. При этом в целом разница между изначальным содержанием С и Н с конечным относительно мала – 0,00016 (С) и 0,00018 (Н).

Сравнение результатов расчета с данными МГЭИК

Для всех топлив на временном ряду замечена тенденция к снижению содержанию углерода и роста доли водорода за счет внедрения менее ароматичных компонентов (изомеризат и алкилат для бензина, дистилляты гидрокрекинга для и РТ).

Полученные данные можно сравнить со значениями коэффициентов выбросов из национального кадастра (см.

Таблица 1. Содержание углерода, водорода и серы в авиатопливах

Год анализа	С	Н	С
2010	0,8589	0,1409	0,0002
2011	0,8589	0,1410	0,0002
2012	0,8587	0,1411	0,0002
2013	0,8585	0,1413	0,0002
2014	0,8585	0,1413	0,0002
2015	0,8584	0,1414	0,0002
2016	0,8583	0,1415	0,0002
2017	0,8584	0,1414	0,0002
2018	0,8586	0,1413	0,0002
2019	0,8584	0,1414	0,0002
2020	0,8584	0,1414	0,0002
2021	0,8583	0,1415	0,0002

таблица 1). В МГЭИК результаты представлены в виде коэффициентов выбросов, которые являются производной от двух величин – содержания углерода и теплоты сгорания. В рамках проведенного исследования при известном элементном составе можно с высокой точностью определить теплоту сгорания топлив по формуле Д.И. Менделеева или её аналогам [12]. Среднее значение для бензинов составило 43,0 МДж/кг и 43,4 МДж/кг для керосинов.

Коэффициент выбросов для бензинов, указанный в руководящих принципах МГЭИК 2006 и основанный на мате-

Рис. 6. Выход реактивного топлива и загрузки установок, тыс. т/год

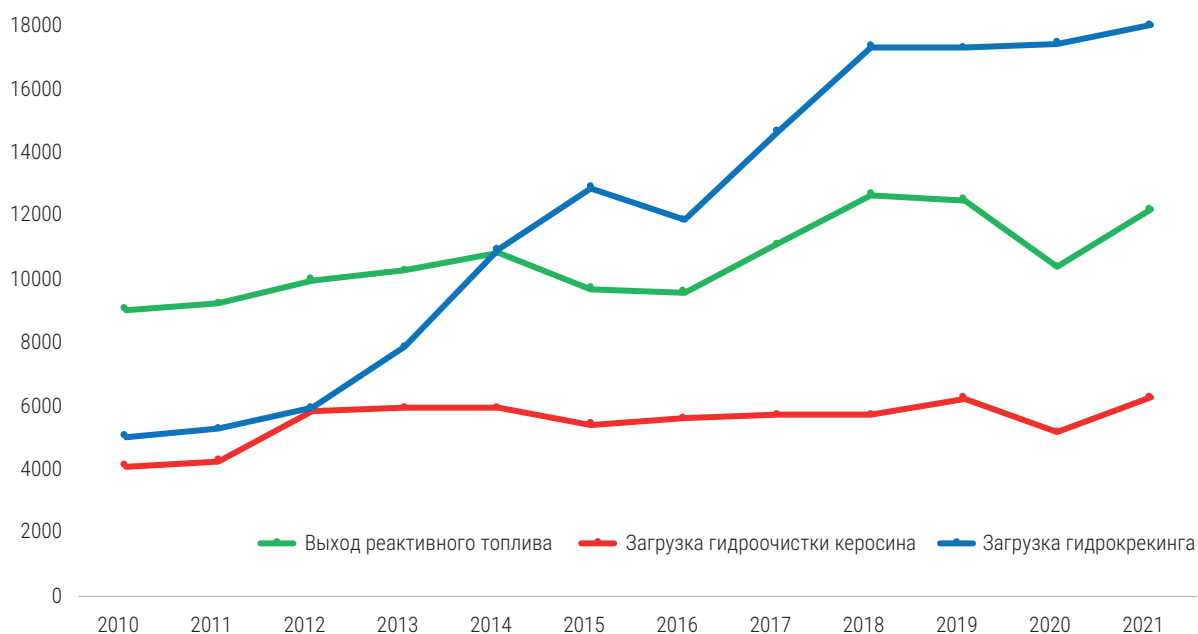


Таблица 2. Сравнение полученных коэффициентов выбросов со значениями из национального кадастра

Топливо	МГЭИК, 2006, кгСО ₂ /ТДж	Расчетное значение, кгСО ₂ /ТДж	Отклонение, %
Бензин	69300	73130	5,5
Авиационный керосин	71500	72444	1,3

риалах семинара за 1989 год, кажется неоправданно заниженным и не соответствует действительности. Для доказательства данного предположения можно привести расчетное значение коэффициента выбросов для одного из наиболее легких и низкоароматичных компонентов топлив – алкилата – 69610 кгСО₂/ТДж, что превышает значение, указанное в Руководящих принципах для бензина (МГЭИК, 2006). Анализ других экспериментальных исследований низкоароматичных компонентов товарных бензинов также не дает значений, близких к значению по умолчанию из Руководств 2006 года. Можно заключить, что данный коэффициент недостижим при расчете выбросов через низшую теплоту сгорания, так как даже в 1989 году не использовали бензин с настолько низким содержанием ароматики. Предположим, что данное значение получено с использованием высшей теплоты сгорания, и, принимая разницу между данными параметрами в 5%, получаем, что коэффициент выбросов составляет ~72765 кг СО₂/ТДж в пересчете на НТС, что гораздо ближе к полученным расчетным и экспериментальным значениям предварительных коэффициентов.

Для реактивного топлива ICAO (Международная организация гражданской авиации) оценивает выбросы на стадии сгорания примерно в 73800 кг СО₂/ТДж, что на 3,2% выше значения МГЭИК. Учитывая экспертность ICAO в данном вопросе, стоит скорее считать оценку МГЭИК заниженной, что подтверждается также более высокими выбросами для российского керосина относительно легкости его состава.

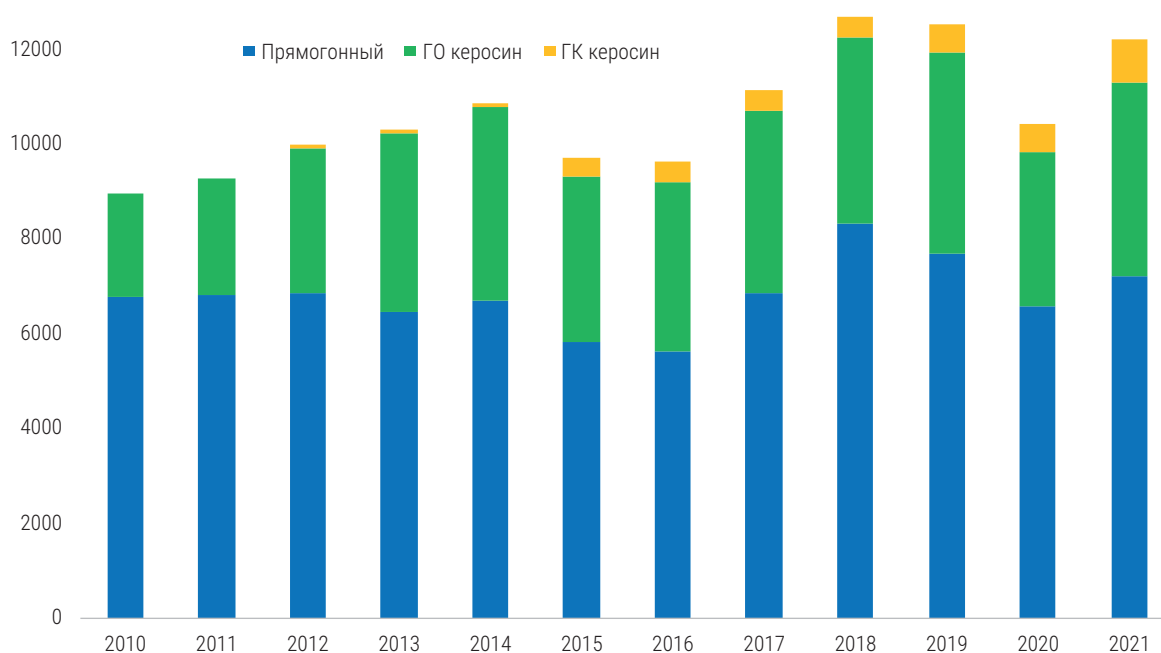
Потенциал климатических проектов для отечественной нефтепереработки

Рассчитанные в рамках проведенной работы коэффициенты выбросов характеризуют средние значения по России, однако точность и подробность расчета модели позволяет оценить и разброс результатов относительно среднего, а также выделить наиболее и наименее эффективные схемы производства топлив в контексте содержания в них углерода.

На рисунке 8 представлено распределение НПЗ различных компаний по интенсивности выбросов произведенного автомобильного бензина. Из него видно, что, хотя большая часть бензина находится возле среднего значения, существуют отдельные НПЗ, бензиновая схема которых позволяет уже сейчас получать более низкоуглеродные топлива.

Из рисунка 9, где объединены топливные композиции пяти наилучших и наихудших по интенсивности выбросов бензинов, видно, что наименьшие прямые выбросы диок-

Рис. 7. Компонентный пул реактивного топлива, % масс.



сида углерода соответствуют бензинам с увеличенной долей бензина каталитического крекинга, алкилата и оксигенатов, а наибольшие – топливным композициям на основе riformата с минимальной долей изомеризата и прочих компонентов.

Таким образом, ряд отечественных НПЗ с учетом существующих схем производства могут заявлять о менее углеродоемкой продукции, а другие могут рассмотреть вариант реформулирования компонентного пула бензинов с целью снижения выбросов. Для среднего НПЗ с объемом выработки бензинов от 500 тыс. т до 1 млн т в год и реформулированной компонентной базой средний объем снижения количества выбросов CO_2 составляет 10-25 тыс. т, что при работающем рынке углеродных единиц и ценах на уровне 80€ за тонну CO_2 эквивалентно 80-200 млн рублей в год без учета затрат на оформление, валидацию и верификацию климатического проекта.

Что касается реактивных топлив, с 2027 года вступает в обязательную фазу система компенсации и сокращения выбросов от авиации – CORSIA, в соответствии с которой топливо должно обладать пониженным на 10% углеродным следом относительно стандартного уровня в 89,0 г- CO_2 -экв/МДж.

Помимо устойчивого авиационного керосина, смешиваемого в определенном соотношении с нефтяным, добиться снижения углеродоемкости можно также с помощью получения LCAF, топлива с пониженным углеродным следом. Такое топливо в отличие от SAF имеет полностью нефтяное происхождение, а снижение выбросов достига-

ется за счет их уменьшения по всему жизненному циклу топлива. Интенсивность выбросов на НПЗ при производстве керосина с использованием различных технологий (П означает простой НПЗ, С – сложный, на котором применяются технологии глубокой переработки остатков) по оценке ICAO [16] представлена на рисунке 10.

Гидрокрекинг вносит наибольший вклад в углеродоемкость реактивного топлива, в два раза больший, чем гидроочистка. При этом наименьшим вкладом в углеродный след является, очевидно, получение топлива путем атмосферной перегонки без использования дополнительных процессов. Рассмотрим каждый этап жизненного цикла и возможность сокращения выбросов на них (см. Рис 11). Наибольший разброс реальных значений приходится на добычу нефти и сокращение выбросов ПНГ и метана на промыслах. Фактически климатический проект по полезному использованию попутного нефтяного газа может оказать влияние на углеродоемкость топлива, что в дальнейшем позволит его сертифицировать как LCAF. Проекты на НПЗ могут быть связаны с повышением энергоэффективности установок гидроочистки и гидрокрекинга, а итоговое количество выбросов от сжигания топлива будет зависеть от содержания углерода в нём и теплоты сгорания, т.е. напрямую от фракционного состава.

В целом российские топлива легче индикатора Jet A-1, что может позволить с меньшим количеством усилий провести их сертификацию как LCAF.

Внедрение низкоуглеродных видов авиационного топлива мировой тренд, затрагивающий практически все ве-

Рис. 8. Различия в интенсивности выбросов при производстве бензинов на различных НПЗ

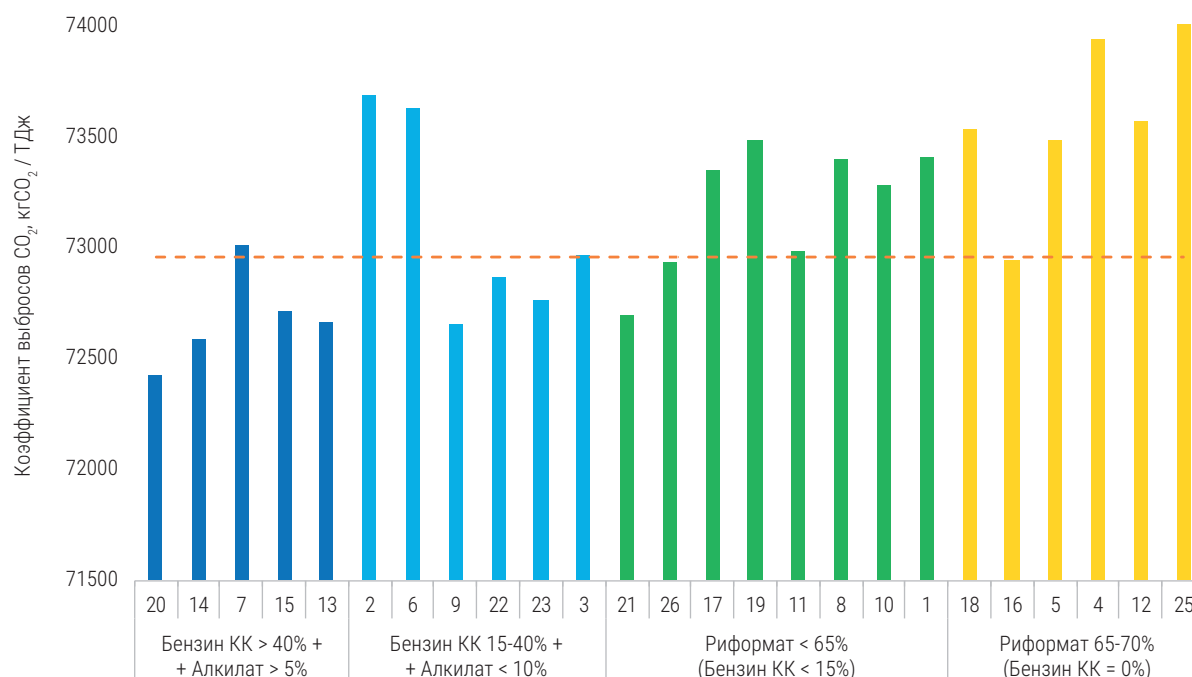
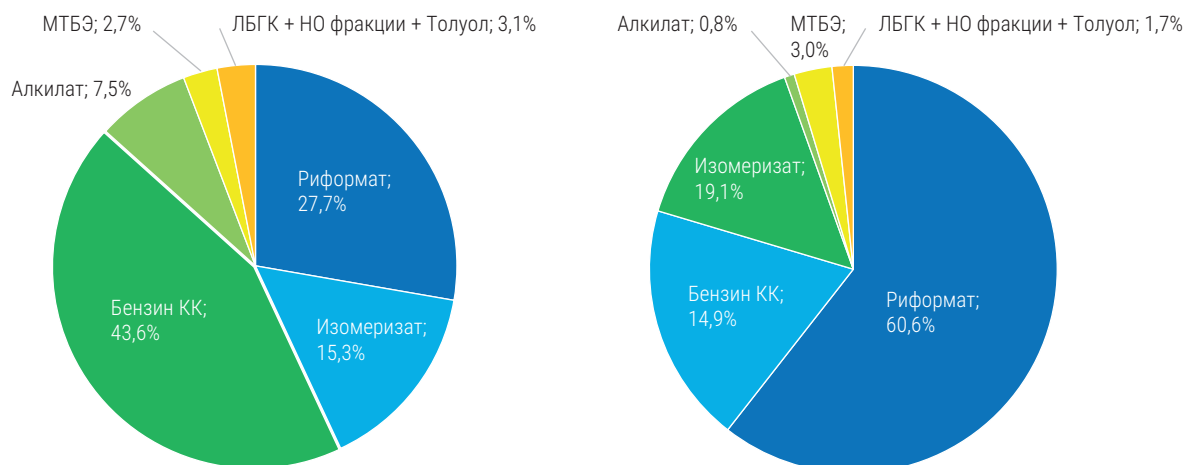


Рис. 9. Состав бензинов с наименьшей (слева) и наибольшей (справа) интенсивностью выбросов



дущие страны мира. Наша страна не исключение, и сегодня ведущие нефтяные компании страны прорабатывают технологии получения низкоуглеродного авиационного керосина LCAF (Low Carbon Aviation Fuel) и SAF (Sustainable Aviation Fuel). Внедрение новых видов топлива должно сопровождаться разработкой соответствующей нормативной документации, а также комплексной оценкой их эксплуатационных свойств, валидации и верификации углеродного следа.

В качестве такого центра предлагается создать Консорциум на базе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина с методологическим сопровождением ФГБУ «ИГКЭ» с точки зрения экспертизы соответствия (международным) стандартам оценки углеродного следа и выбросов

парниковых газов. В Консорциум будут включены экспертные организации авиационной отрасли, отвечающие за разработку технологий авиакеросинов, допуск в военной и гражданской технике, испытания на двигателях и совместимость с материалами.

Выводы

1. Показан методологический подход к расчету содержания углерода в жидких топливах через их компонентный состав на основе данных о фактических нагрузках технологических процессов на НПЗ.
2. Установлены отличия полученных в данной работе значений от данных МГЭИК, что, вероятно, связано

Рис. 10. Интенсивность выбросов парниковых газов на НПЗ при производстве керосина

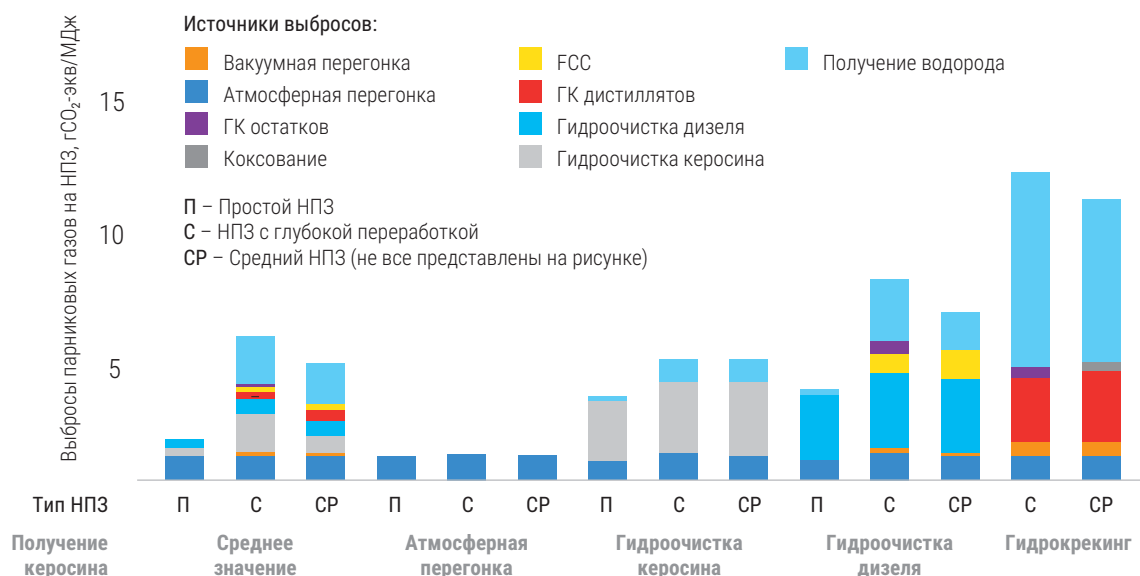
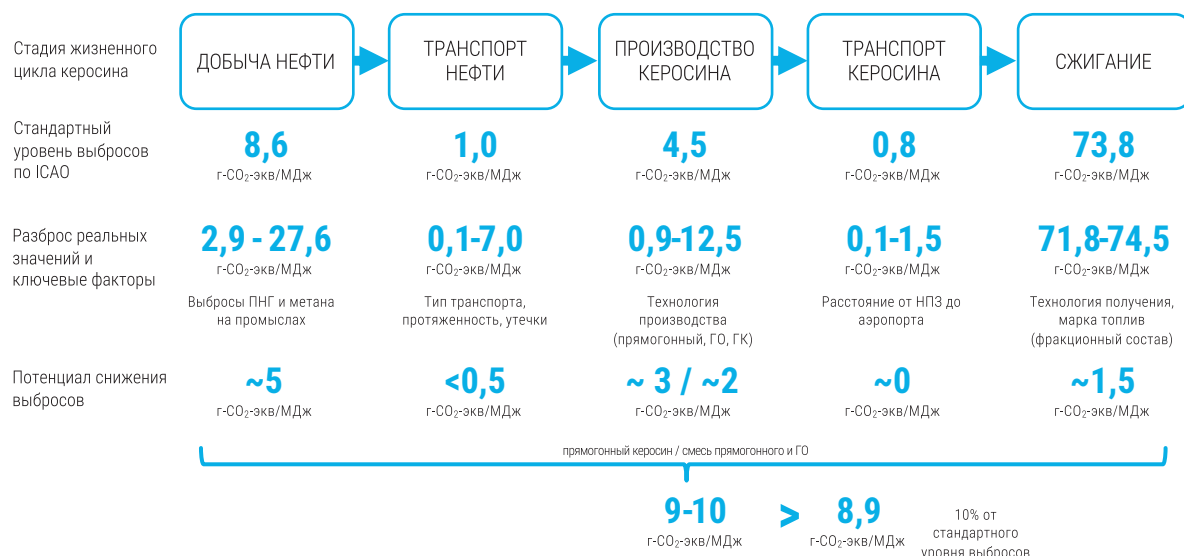


Рис. 11. Потенциал сокращения выбросов на этапах жизненного цикла авиатоплива



с расчётом коэффициента выбросов через высшую теплоту сгорания вместо низшей.

3. На основе результатов определения содержания углерода предложен подход к разработке климатических проектов выпуска низкоуглеродных бензинов путем реформулирования компонентного пула.
4. Показан потенциал сертификации российского топлива ТС-1 отдельных производителей как LCAF, который может быть реализован силами Консорциума на базе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина с методологическим сопровождением ФГБУ «ИГКЭ».

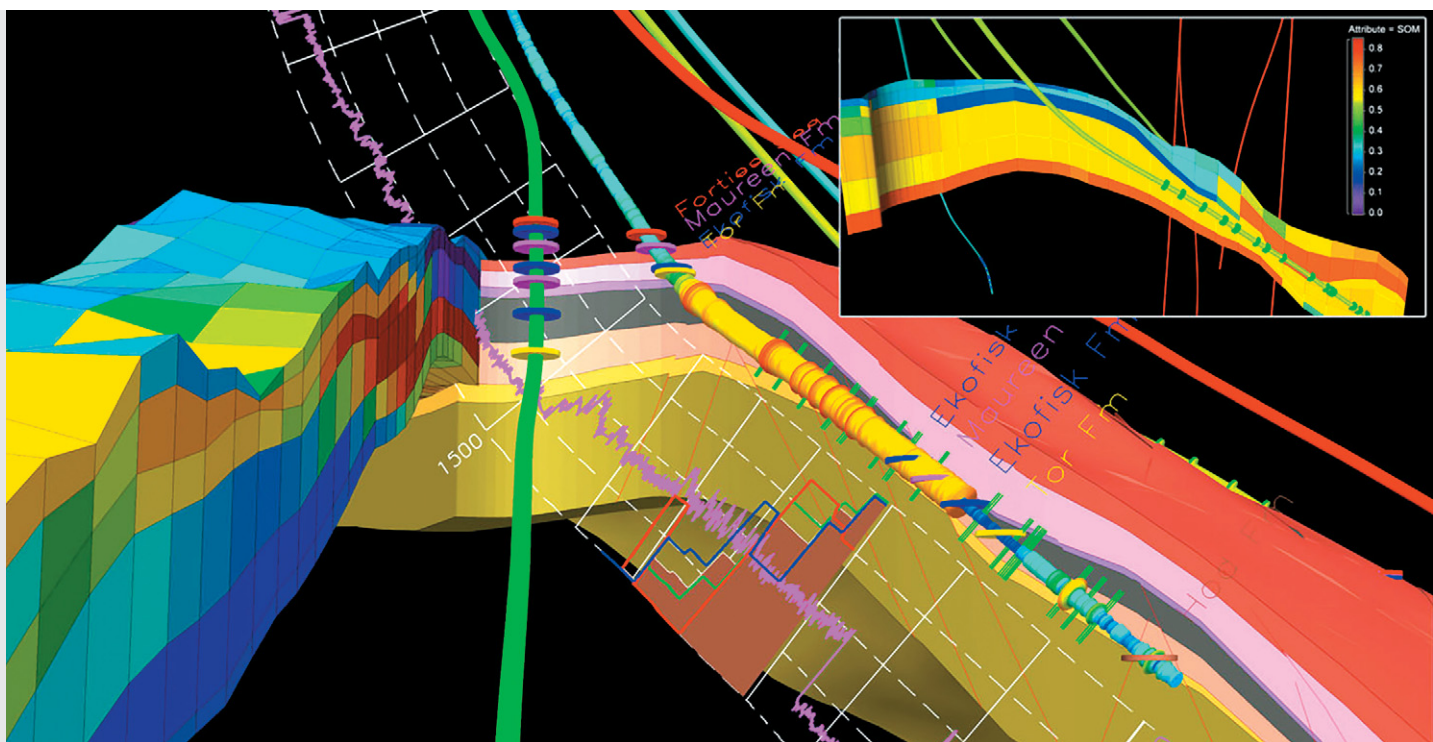
P.S. Исследование выполнено в рамках Распоряжения Правительства Российской Федерации от 29.10.2022 г. №3240-р «Об утверждении инновационного проекта «Единая национальная система мониторинга климатически активных веществ», в ходе реализации научно-исследовательской работы по теме «Проведение исследования компонентного состава приоритетных видов жидкого топлива».

Список литературы

1. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2021 гг. в 2 томах. – М.: 2023. – 479 с.
2. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/index.html>
3. Kristina Juhlich. CO₂ Emission Factors for Fossil Fuels. – Dessau-Roßlau, 2022. – p. 54.
4. Y. Shan, Q. Huang, D. Guan etc. China CO₂ emission accounts 2016-2017. – Scientific Data, 2020. – V.7(1), – p. 9.
5. Tsagatakis, I., Richardson, J., Evangelides, C., Pizzolato, M., Richmond, B., Hows, S-M., Pearson, B., Passant, N., Pom-

mier, M. & Otto, A. (2023) UK Spatial Emissions Methodology: A report of the National Atmospheric Emission Inventory 2021.

6. Kornelius G., Forbes P., Fischer T., Govender M. Determination of country-specific greenhouse gas emission factors for South African liquid and gaseous fuels. – Journal of Energy in Southern Africa, 2022. – V.33(3), – p.1-11
7. Капустин В.М., Гуреев А. А. Технология переработки нефти. В 4-х частях. Часть вторая. Физико-химические процессы. – М.: Химия, 2015. – 400 с.
8. Капустин В.М. Технология производства автомобильных бензинов. – М.: Химия, 2015. – 256 с.
9. Капустин В.М. и др. Оксигенаты в автомобильных бензинах. – М.: КолосС, 2011. – 336 с.
10. Емельянов В.Е. Автомобильный бензин и другие виды топлива: свойства, ассортимент, применение. – М.: Астрель: АСТ: Профиздат, 2005. – 207 с.
11. Ахметов А.С., Сериков Т.П., Кузеев И.Р., Баязитов М.И. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. – СПб: Недра, 2006. – 868 с.
12. Boie, W. Vom Brennstoff zum Rauchgas. Feuerungstechnisches Rechnen mit Brennstoffkenngrößen und seine Vereinfachung mit Mitteln der Statistik/Werner Boie. – Leipzig: published by B. G. Teubner, 1957. – 101 p.
13. ГОСТ 10227-86. Топлива для реактивных двигателей. Технические условия. – М.: Стандартиформ, 1987. – 34 с.
14. ГОСТ Р 52050-2020. Топливо авиационное для газотурбинных двигателей ДЖЕТ А-1 (Jet A-1). – М.: Стандартиформ, 2020. – 47 с.
15. ГОСТ 32595-2013. Топливо авиационное для газотурбинных двигателей Джет А-1 (JET A-1). – М.: Стандартиформ, 2014. – 16 с.
16. Lower Carbon Aviation Fuels Technology Update. ICAO Committee on Aviation Environmental Protection, 2023. – 21 p.



АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ГЕОНАВИГАЦИИ ПО ДАННЫМ ГИС В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

ВЛАДИМИР АРТАМОНОВ
ООО «ННТЦ»

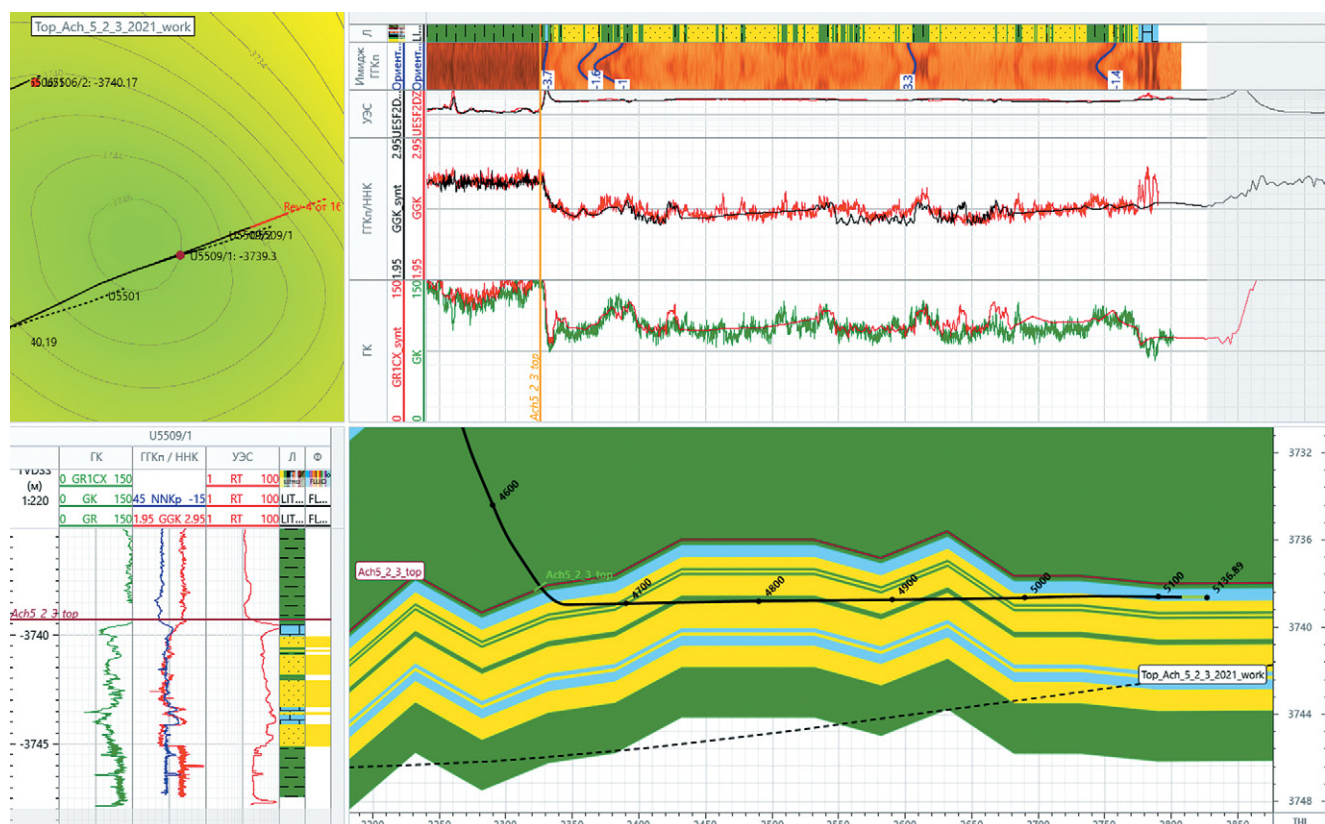
Геонавигацией скважин недавно занимались только транснациональные компании. Сегодня технологии создаются и в России. Процесс набирает обороты. Сегодня геонавигация скважин может строиться не только вручную, но и автоматически. Подобный метод уже используется на ряде месторождений.

Бурение горизонтальных скважин – повсеместное решение, применяемое при разработке месторождений. Средняя длина горизонтальных участков составляет в среднем от 500 до 2000 метров. Однако такой подход требует высокой точности при планировании и проведении бурения, что затруднительно при использовании сейсмологических моделей, которые используются для первоначального планирования траектории, – такие модели не обладают точ-

ностью, они достаточны для бурения горизонтальной скважины без корректировки профиля в процессе бурения.

В связи с необходимостью корректировки траекторий бурения применяется геонавигация (см. рис. 1) – процесс, направленный на максимизацию проходки по коллектору и, следовательно, на максимизацию дебита флюида из пробуренной скважины. Процесс геонавигации представляет собой анализ данных ГИС, поступающих в процессе

Рис. 1. Пример модели геонавигации, построенной в программе Darcy



бурения, определение относительного положения скважины в геологическом разрезе и корректировку профиля скважины.

Одним из основных методов геонавигации на текущий момент является метод двухмерного синтетического каротажа. Суть метода заключается в построении двухмерной геологической модели вдоль траектории скважины и наполнении ее комплексом данных ГИС одной из опорных скважин. На основании построенной модели строится синтетический каротаж вдоль траектории буримой скважины. В процессе бурения горизонтальной скважины углы залегания пласта в модели корректируются с целью достижения максимальной сходимости фактических данных каротажа скважины и синтетического каротажа, полученного из модели.

Построение модели геонавигации занимает значительное время, в связи с чем было принято решение о разработке автоматизированного инструмента настройки модели для целей геонавигации. Такой инструмент позволяет сократить время, требуемое на настройку, что в условиях непрерывных работ по бурению является одним из важнейших факторов. В данной работе описан инструмент, созданный для модуля ПО Darcy, позволяющий строить модель геонавигации в автоматическом режиме.

Методы редактирования модели

При проведении работ рассматриваемый разрез делится на секции (см. рис. 2), в пределах которых происходит изменение параметров залегания (углов падения). Эти операции осуществляются посредством применения следующих инструментов:

- изменение угла в пределах секции – влечет за собой изменение значений синтетического каротажа на всем простирании от границы секции до забоя скважины;
- вертикальный сдвиг границы секции – изменяет углы залегания в пределах двух соседних секций, поэтому и изменение каротажа происходит в их пределах;
- горизонтальный сдвиг границы секции – преобразование модели не несет изменений углов залегания, однако отражается на значениях синтетического каротажа на простирании от границы левее редактируемой до забоя скважины.

Сдвиг секции относительно предыдущей. Такое преобразование характеризует наличие разрывного нарушения и влияет на значения синтетического каротажа на простирании от точки нарушения до забоя скважины. Однако в отличие от первого случая изменения угла залегания может не быть.

Рис. 2. Модель геонавигации в режиме редактирования. Синими вертикальными линиями указаны границы секций, с помощью которых происходит изменение модели



При создании алгоритма упор был сделан на первые три инструмента в качестве первого шага на пути к созданию полноценного метода, работающего со всеми указанными инструментами. Такой алгоритм позволяет редактировать модели разрезов, не осложненных разрывными нарушениями.

Для расчета требуется как минимум две парных кривых – одна фактическая и одна синтетическая. Однако в целом количество используемых методов не ограничено – важно лишь, чтобы каждая пара кривых имела общий тип. При тестировании прежде всего использовались данные интегрального гамма-каротажа, а предварительная обработка данных заключалась в их нормировке и приведении их к одним единицам измерений.

Алгоритм построения модели основан на поиске оптимального решения среди возможных вариантов геологического строения и выполнен на языке Python. Поиск такого решения происходит в несколько этапов, каждый из которых представляет собой циклический подпроцесс.

Исходная геологическая модель, построенная в плоскости разреза вдоль фактической траектории скважины, разделяется на сегменты, в пределах которых параметры залегания могут изменяться с помощью двух инструментов – изменения угла внутри секции либо вертикального сдвига границы секции. Размеры сегментов могут зада-

ваться пользователем. В ходе тестирования алгоритма использовалось стартовое расстояние между секциями в 200 метров (по шкале TNL). Затем это расстояние уменьшается по мере детализации модели и перехода от этапа к этапу. Минимальное расстояние также указывается пользователем, в ходе тестирования оно было определено как 15 м.

При регулировке угла в пределах одной секции происходит изменение синтетической кривой по всему разрезу, начиная от границы секции и заканчивая пределом траектории. По этой причине данный метод подходит только для грубой оценки модели – как в ручном режиме моделирования, так и в автоматическом. В ходе работы алгоритма инструмент изменения угла используется лишь на начальном этапе. Таким образом, первый этап работы алгоритма – общая оценка углов залегания в пределах разреза с большой погрешностью и низкой детализацией модели. Оптимизация производится путем полного перебора (brute force) до достижения глобального минимума ошибки.

В ходе первого этапа запускается цикл, количество итераций которого равно количеству секций в модели. По мере его работы определяются оптимальные углы залегания для каждой из секций по отдельности, для чего запускается внутренний цикл, каждая итерация такого цикла включает в себя следующие шаги:

- изменение угла в заданных пределах и с заданным шагом;
- расчет ошибки между фактической кривой от актуальной скважины и синтетической кривой, основанной на данных от опорной скважины;
- установка угла, отвечающего минимальной ошибке.

В ходе работы цикла сравнивается только изменяемый участок каротажа. В данном случае рассматривается сигнал от границы секции до конечной точки траектории.

После определения оптимального угла на каждой из существующих в модели секций происходит переход к последующим этапам работы алгоритма. Количество этих этапов зависит от максимального и минимального размера секций, указанных пользователем. Первый шаг в каждом таком этапе – добавление новых секций таким образом, чтобы каждая имеющаяся секция была разделена пополам. Таким образом, количество секций увеличено в два раза, расстояние между ними – уменьшено в два раза.

Далее запускается циклический процесс, схожий с ранее описанным, с той разницей, что в данных циклах используется инструмент сдвига границы секции. При такой настройке модели синтетический сигнал изменяется только в пределах секций, имеющих данную границу в качестве общей. Таким образом, сравниваются лишь участки фактического и синтетического каротажа в пределах границ двух соседних сегментов. Кроме того, данный этап характеризуется также использованием функции минимизации на основе метода Нелдера-Мида.

Определение разности между синтетическим и фактическим сигналами осуществляется по изменяемым участкам каротажа несколькими способами. Самый простой и быстрый – определение невязки. В каждой точке THL считается разность между значениями сигналов:

$$R_i = (fact_i - synt_i),$$

где $fact$ – фактический сигнал, $synt$ – синтетический сигнал, i – индекс, отвечающий отметке глубины, R – искомое значение невязки.

Разница считается на каждой отметке глубины в пределах рассматриваемого фрагмента каротажа, сохраняются все параметры залегания, а также значение ошибки. Данный способ расчета является самым быстрым, однако он чувствителен к наличию шума, из-за чего требуются дополнительные методы определения ошибки.

Второй метод расчета, используемый в данном алгоритме, связан с расчетом коэффициента детерминации (R^2):

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST},$$

где SSE – сумма квадратов остатков регрессии (sum square of errors), SST – полная сумма квадратов отклонений точек данных от среднего значения (sum square total).

Помимо описанных выше методов определения разницы между синтетическим и фактическим сигналами, в алгоритме используется также метод определения ошибки с использованием вейвлет-преобразований. Такое преобразование представляет собой свертку вейвлет-функции с имеющимся сигналом. При этом размер модельного вейвлет-сигнала может быть определен в достаточно широком диапазоне, что позволяет получить набор сверток, чувствительных к разномасштабным изменениям сигналов. Так, свертка сигнала с мелкомасштабной вейвлет-функцией будет значительным образом реагировать на наличие шума и точечных пиков, в то время как свертка сигнала с крупномасштабной вейвлет-функцией, наоборот, не будет чувствительна к наличию шума и будет отражать наличие в сигнале значительных пиков и паттернов.

Существует большой набор вейвлет-функций, среди которых для данной работы были выбраны вейвлет Хаара, модифицированный вейвлет Хаара, а также вейвлет «Мексиканская шляпа» (см. рис. 3).

Вейвлет Хаара описывается следующим образом:

$$\psi(x) = \begin{cases} 1, & \text{при } -1 \leq x < 0; \\ -1, & \text{при } 0 \leq x \leq 1; \\ 0, & \text{при } x \notin (-1, 1). \end{cases}$$

Модифицированный вейвлет Хаара – чуть более сложный и описывается следующим образом:

$$\psi(x) = \begin{cases} -1, & \text{при } -1 \leq x < -1/2; \\ 1, & \text{при } -1/2 \leq x < 1/2; \\ -1, & \text{при } 1/2 \leq x \leq 1; \\ 0, & \text{при } x \notin (-1, 1). \end{cases}$$

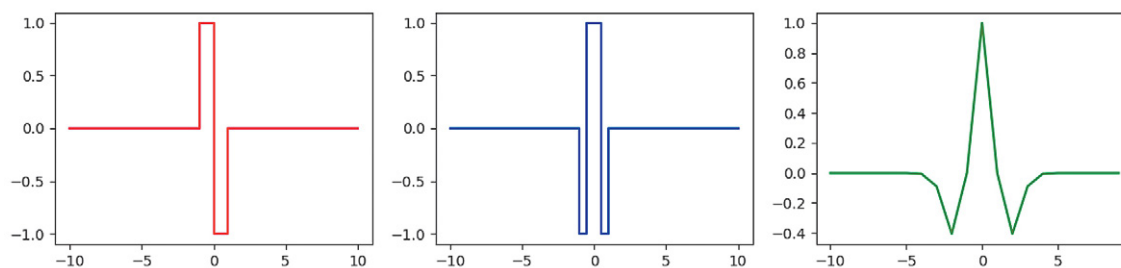
Вейвлет «Мексиканская шляпа» формируется двукратным дифференцированием функции Гаусса и описывается уравнением:

$$\psi(x) = (1 - x^2) * e^{-x^2/2}.$$

Результатом применения вейвлет-преобразования является двумерная матрица, отражающая набор спектральных образов. Размер модельного сигнала изменялся в пределах от 1 до 150 точек. После получения вейвлет-образов фактической и синтетической кривых происходит вычитание матриц. Из полученной разности берется среднее значение – чем оно ближе к 0, тем большую сходимость показывают вейвлет-образы.

После расчёта ошибок всеми описанными методами формируется набор возможных параметров модели геологического строения, среди которых с применением определения невязки выбирается оптимальное решение. Затем алгоритм переходит к подбору параметров

Рис. 3. Графическое отображение типов используемых вейвлет функций: вейвлет Хаара (А), модифицированный вейвлет Хаара (Б) и вейвлет «мексиканская шляпа» (В)



залегания на следующей секции разреза вплоть до крайней секции.

При необходимости и возможности модель может делиться на меньшие сегменты, как было описано ранее. Это деление осуществляется после каждого цикла по набору существующих в модели секций, пока их пределы больше либо равны указанному пользователем значению минимального расстояния между границами секции. Результатом работы алгоритма является построенная модель разреза в вертикальной плоскости вдоль траектории скважины (см. рис. 4).

Результаты

Созданный алгоритм позволяет получить модели, не уступающие в точности моделям, построенным человеком. При этом алгоритм значительно сокращает время на настройку: на рисунке 5 изображены примеры настройки модели специалистом вручную и созданным алгоритмом. Стоит отметить, что для данного примера построение вручную специалистом составило около четырех минут, в то время как автоматизированный алгоритм справился за 45 секунд. Таким образом, время, требуемое на на-

стройку модели, сокращается более чем в четыре раза. Кроме того, данный процесс может быть параллельно запущен на нескольких моделях геонавигации, что также позволяет оптимизировать совокупное время, которое специалист тратит на каждую конкретную модель.

Выводы

Разработанный алгоритм позволяет в автоматическом режиме составлять модель геологического строения в плоскости разреза вдоль фактической траектории скважины. Данный алгоритм основан на поиске оптимального набора параметров залегания с использованием различных математических методов.

Разумеется, данный алгоритм не способен на текущий момент обозначить наличие разрывных нарушений и пока не может полностью исключить из рабочего процесса специалиста. Однако он позволяет значительно сократить время на первоначальную настройку и оптимизировать работу геонавигатора.

Развитие данного проекта планируется путем использования инверсии данных электромагнитного каротажа, интерпретации имиджей, а также осуществления геона-

Рис. 4. Результат работы алгоритма автоматической геонавигации. Фактическая кривая обозначена зеленым цветом, синтетическая – красным

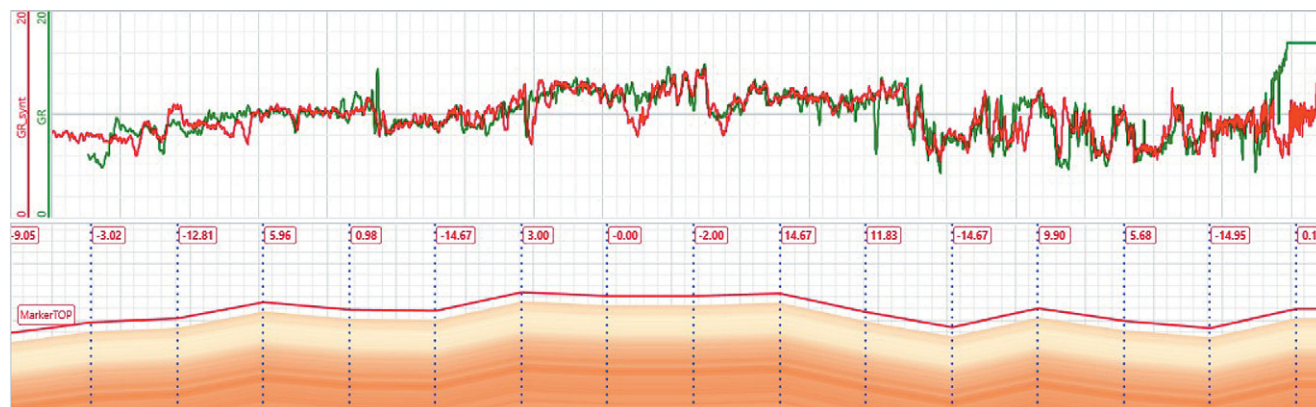
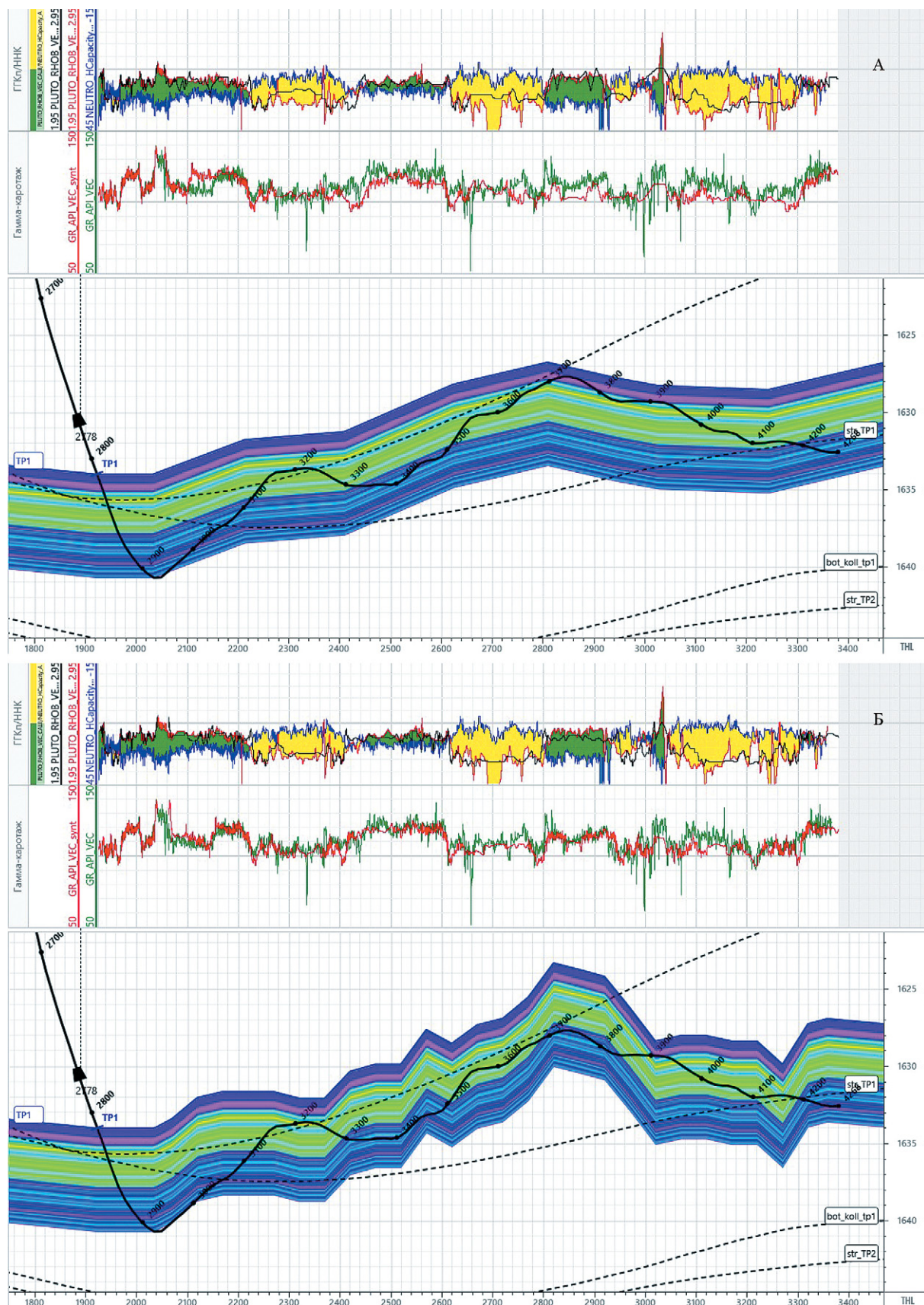


Рис. 5. Примеры построения модели специалистом (А) и алгоритмом (Б)



вигации не только модельным, но и стратиграфическим методом. Также возможно развитие алгоритма путем добавления инструмента моделирования разрывных нарушений. Кроме того, качество получаемой модели может быть улучшено за счет использования синтетического каротажа, полученного по 2D-разрезу, построенному по данным от нескольких опорных скважин – это одна из новых функций доработки инструмента. Все это позволит в дальнейшем проводить полноценную автоматическую геонавигацию с возможностью принятия решений по планированию бурения. 

Список литературы

1. Витязев В.В. Вейвлет-анализ временных рядов. – Издательство Санкт-Петербургского государственного университета, 2001. – С. 11. – 58 с.
2. Дэвис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – 319 с.
3. Каюров Н.К. Программная реализация для проведения интегрированных расчетов при сопровождении бурения / Н.К. Каюров и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 4. – С. 44–47.
4. Левочкин, А.А., Новокрещина, А.А., Ульянов, В.Н., Каюров, Н. К. Автоматизация идентификации объектов геологического разреза по данным ГИС. Интерэкспо Гео-Сибирь. – №3. – 2019. – С. 253-261.
5. Шестаков Д.А., Галиев М.М., Овчинников К.Н., Малявко Е.А. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин. Территория Нефтегаз – 2019. – №6 – С. 64-71.
6. Овчинников К.Н., 2019. Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин. Нефть. Газ. Новации. – №2, – 2019. – С. 71-77.
7. Смоленцев Н.К. Введение в теорию вейвлетов. – Ижевск: РХД, 2010. – 292 с.
8. Чуи К. Введение в вэйвлеты. – М.: Мир, 2001. – 412 с.
9. Haar A. Zur Theorie der orthogonalen Functionensysteme, Dissertation (Gottingen, 1909); Math. Ann., 69 (1910), 331-371, 71 (1912), 33-53.





24-26
АПРЕЛЯ 2024

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

26-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

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

ДЕМОНСТРАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕМАТИКАМ:

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

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

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

**РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ,
ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ»**

ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

PRIMATEK
coating innovation

18+



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (доб. 2207)
www.corrosion.expoforum.ru



УСЛОВИЯ СЕДИМЕНТАЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

О.В. ГУТИНА, Н.В. ПРИЦАН, В.С. ПАРАСЫНА¹

С карбонатными коллекторами связано от 40 до 60% мировых запасов углеводородного сырья. Описанное исследование помогает уточнить ресурсную базу месторождений Сибири. Какие же перспективы имеют углеводородные залежи Красноярского края?

¹ Авторы являются сотрудниками Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, Москва

Выявление условий седиментации отложений при изучении нефтегазоносности территории является важнейшей и необходимой задачей, от эффективного решения которой зависит оценка перспективности района исследований в целом.

Формирование региональных нефтегазоносных комплексов происходит в различных седиментационных и фациальных условиях. В зависимости от этого они сложены в одном случае терригенными, а в другом карбонатными породами. Среди них встречаются образования морского, прибрежного, лагунного и даже континентального генезисов. Общей объединяющей диагностической особенностью комплексов, как показывает мировая практика, является накопление в субаквальной среде с восстановительной или слабо восстановительной (анаэробной) геохимической обстановкой. Комплексы, представленные преимущественно континентальными осадками, образовавшимися в аэробной (окислительной) геохимической обстановке, регионально непродуктивны. Лишь местами они могут содержать небольшие локальные залежи углеводородов эпигенетического происхождения.

Несмотря на то что большая часть карбонатных пород обладает низкой пористостью, с карбонатными коллекторами связано от 40 до 60% мировых запасов углеводородного сырья. Это определяет необходимость детального изучения строения и генезиса порового пространства известняков и доломитов, способных аккумулировать нефтяные и газовые флюиды. В карбонатных продуктивных отложениях повсеместно по всему миру фиксируется развитие сложно построенных и неоднородных по своим фильтрационным и емкостным свойствам (ФЗС) типов коллекторов. Не исключение и карбонатный рифейский продуктивный резервуар.

Начиная с открытия (1973 г.) первых месторождений нефти и газа в рифейских карбонатных комплексах Байкитской нефтегазоносной области (НГО) Красноярского края идет изучение, исследование и дискуссии об условиях их формирования, коллекторских свойствах и связи этих процессов, оказывающих существенное влияние на перспективность территории.

Детальное изучение литологического состава, текстурно-структурных особенностей пород, фациальных коэффициентов рифейского периода в различных точках юго-западной части Сибирской платформы позволяет авторам составить модель седиментации и воссоздать условия их формирования на обширной территории, охватывающей большую часть обрамления Сибирской платформы и ее внутренних районов, – от Туруханского фациального района на крайнем севере до Енисейского, Куюмбинского и Катангско-Чадобецкого, а также частично Присаяно-Енисейскую часть на крайнем юге и юго-западе (см. рис. 1).

Территория наших исследований карбонатных комплексов рифея охватывает междуречье Нижней, Подкаменной Тунгусок и реки Ангара, где отложения рифея зафиксированы в естественных обнажениях и вскрыты глубокими скважинами на нефтегазопоисковых площадях (см. рис. 1). Основной интерес к карбонатным рифейским комплексам западной окраины Сибирской платформы проявляется в связи с их продуктивностью на ряде открытых месторождений нефти и газа.

В статье рассмотрены условия карбонатной седиментации и типы коллекторов отдельных стратиграфических уровней, которые могут представлять нефтегазопоисковый интерес недропользователей в пределах Красноярского края.

Результаты работ

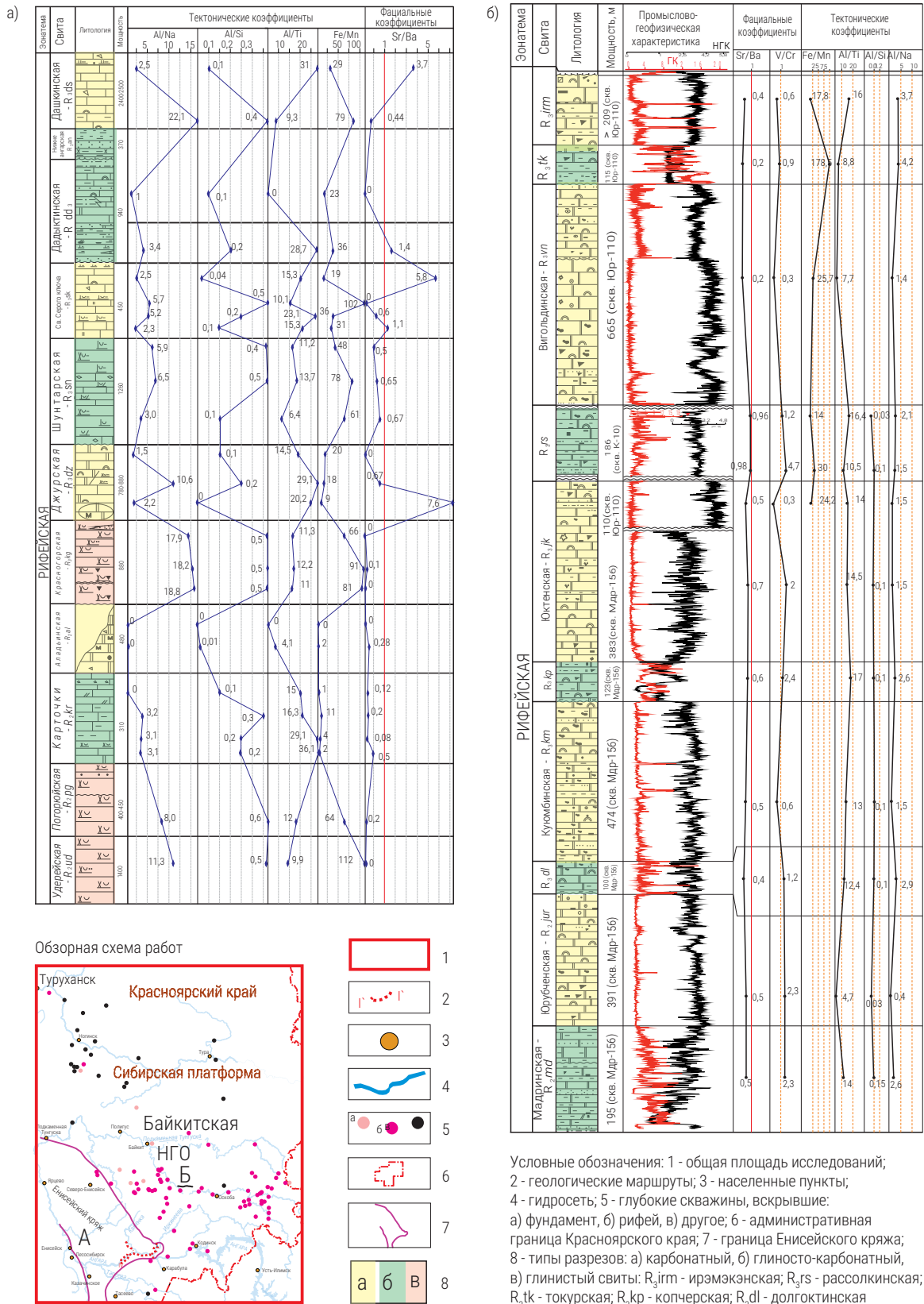
Рифейское карбонатонакопление охватывает стратиграфический диапазон от средней части среднего рифея до верхнего рифея включительно (см. рис. 1). Максимальная мощность карбонатных осадков фиксируется в Туруханском (до 3 км), Енисейском (до 4,5 км) и Куюмбинском (до 2,4 км) фациальных районах.

Литологический состав и геохимические особенности рифея

Литологический состав рифейских пород можно назвать скудным. В них присутствуют преимущественно доломиты, реже известняки. В разрезах отмечаются породы смешанного типа – карбонатно-терригенно-глинистого состава.

Для воссоздания седиментационных и фациальных условий карбонатных рифейских осадков наряду с текстурно-структурными характеристиками использовались фациальные и тектонические коэффициенты, а также различные химические элементы, которые с высокой степенью надежности позволяют определить условия осадконакопления (см. рис. 1). Восстановить палеосоленость бассейна можно по содержанию в породах В, Li, F. Анализ распределения Sr и Ba по разрезу свидетельствует об изменении фациальных условий бассейна от преимущественно морских к континентальным (пресноводным). Отношение Sr/Ba служит показателем сульфатности и дает возможность различить нормальные морские (больше 1) и пресноводные (меньше 1) условия седиментации. Распределение содержаний химических элементов в горных породах зависит от климата и тектонической обстановки. Окислительно-восстановительные условия среды определяются по отношению V/Cr. Повышенное содержание V характерно для кислой среды. Тектонические обстановки можно изучать с помощью коэффициентов Fe/Mn, Ti/Al, Al/Si, Al/Na и др. Коэффициент Fe/Mn отражает опреснение и обмеление бас-

Рис. 1. Сводные разрезы рифейских отложений Енисейского (А) и Куюмбинского (Б) геологических районов с результатами литогеохимических и палеогеографических исследований



сейна седиментации, и его значения при этом увеличиваются. Породы областей сноса отражаются в отношении Ti/Al . Отношение Al/Si характеризует степень дифференциации материала, поступающего в бассейн осадконакопления, и увеличение значений соответствует увеличению степени дифференциации. Количественные значения отношений Al/Si и Ti/Al возрастают при переходе из аридной в гумидную зоны, а в пределах последней по мере движения из пелагических к прибрежно-морским, а затем к континентальным фациям. Отношение Al/Na является коэффициентом, отражающим зрелость осадков. Низкие значения соответствуют геосинклинальным осадкам и увеличению доли обломочного материала.

Седиментация карбонатных, в том числе и продуктивных отложений рифея, происходила в различных восстановительно-окислительных условиях. Отложения юрубченской свиты отлагались в бассейне, где существовали восстановительные условия среды, на что указывают значения коэффициента V/Cr , которые имеют показатель 2,3 усл.ед. Вариация кривой окислительно-восстановительных условий наглядно демонстрирует изменения этих условий во времени по осадкам рифейского комплекса в Куюмбинском районе (см. рис. 1 Б, Гутин, 2000 (2)).

Значения фациальных коэффициентов Sr/Ba меньше 1 усл.ед. в осадках Енисейского и Куюмбинского фациальных районов свидетельствуют о формировании их преимущественно в условиях мелководного шельфа с теплой, прозрачной водной средой, с постоянным опреснением морского бассейна (см. рис. 1). И только в джурское время зафиксированы максимальные значения этого показателя (до 7,6), указывающие на существенное увеличение глубины морского бассейна.

В разрезах присутствуют породы смешанного типа – карбонатно-глинистые, терригенно-карбонатно-глинистые, терригенно-глинистые. Большая часть этих отложений приходится на Енисейский и Катангско-Чадобецкий фациальные районы. Их присутствие в разрезе является свидетельством активной тектонической деятельности в области сноса и в целом на всей площади. Наибольшую тектоническую активизацию территория исследования испытывала в начальный этап верхнего рифея (красногорская и джурская свиты). Осадки этого времени отличаются присутствием наибольшего количества терригенного и глинистого материала. Для них характерны резкие вариации от максимальных до минимальных значений тектонических коэффициентов, указывающих на тектоническую активность и привнос механогенных осадков. Именно для осадков красногорской свиты фиксируются максимальные значения коэффициентов Fe/Mn (до 91 усл. ед), Al/Na (до 18 усл. ед) (см. рис. 1 А). Значения тектонического коэффициента Fe/Mn изменяются от 66 до 91, что указывает на резкое

изменение глубины бассейна седиментации от глубоководного, ему соответствуют меньшие показания (60 усл. ед.) до мелководного (90 усл. ед). Увеличение в осадках красногорской свиты значений коэффициента Al/Si свидетельствует о хорошей дифференциации обломочного материала, поступающего в бассейн.

Седиментационные условия формирования пород рифея

При скудности литологического состава, как было сказано выше, в осадках выделяются и присутствуют разнообразные группы фации. Это породы органогенного, органогенно-обломочного, обломочного, биохемогенного и хемогенного генезиса, которые переслаиваются между собой, от нескольких мм до сотни метров, периодически сменяя друг друга по разрезу и по площади (см. рис. 2).

В каждый период времени карбонатообразование имело свои характерные черты и особенности.

Начало карбонатообразования связано с появлением первых хемогенных карбонатных осадков в средней части среднерифейского времени (свиты линок, карточки, мадринская) (см. рис. 1). На всех площадях в осадках этого времени преобладают глинисто-карбонатные фации и фации хемогенных известняков и мергелей.

Завершается среднерифейский период появлением первых органогенных карбонатных водорослевых (пластово-строматолитовых) осадков и первых рифопостроителей, формирующих первые отдельные биостромные и биогермные постройки и массивы (сухотунгусская, аладьинская, юрубченская свиты) (см. рис. 2, 3). С рифейским биостромным массивом юрубченской свиты связано уникальное Юрубченское нефтегазоконденсатное месторождение.

Такие массивы не фиксируются методом сейсморазведки. Рифейский бассейн седиментации этого времени располагался в экваториальных широтах.

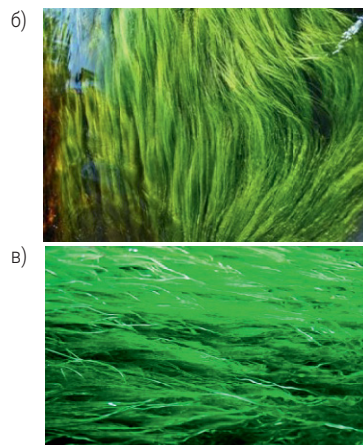
В верхнерифейское время продолжается расцвет органогенных строматолитовых образований. Их строение усложняется, в осадках начинают преобладать биогермы различных типов и формы – столбчатой, ветвящейся, конусообразной (см. рис. 2).

Биогермные массивы деревнинской и джурской свит образовали Джурско-Деревнинский барьерный риф, протянувшийся в меридиональном направлении от Туруханского до Енисейского фациального района (см. рис. 4). Этот риф отделял глубоководную часть бассейна на западе и северо-западе от мелководной на востоке. По своему строению Джурско-Деревнинский барьерный риф имеет определенные черты сходства с современным Большим барьерным рифом Австралии. Прежде всего по своей протяженности, которая достигает более одной тысячи км.

Рис. 2. Фации карбонатных пород



Органогенные фации. Фрагмент биостромы, сухотунгусская свита (а), средний рифей, современные сине-зеленые водоросли (б, в). Литораль, верхняя сублитораль.



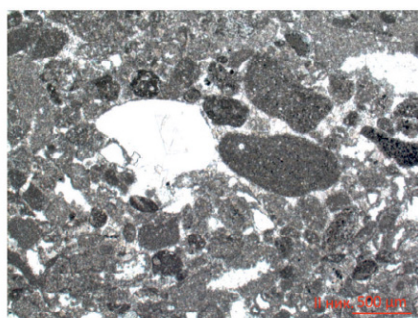
Тип органогенных построек, по Н.Н. Предтеченскому



0,5-1 м и более



Десятки, сотни метров

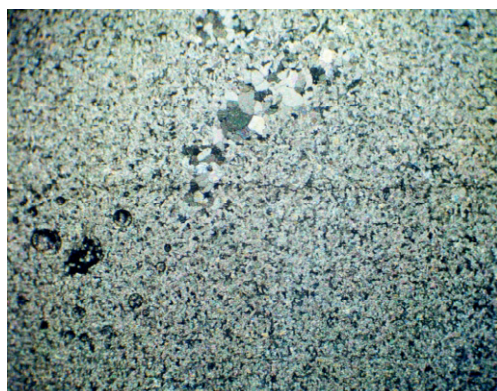
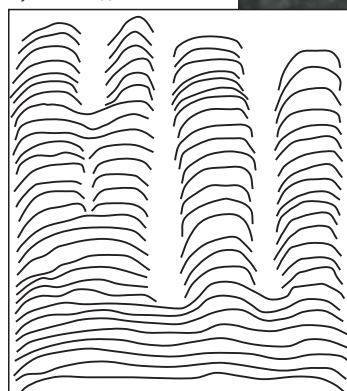


Шлиф, николи //

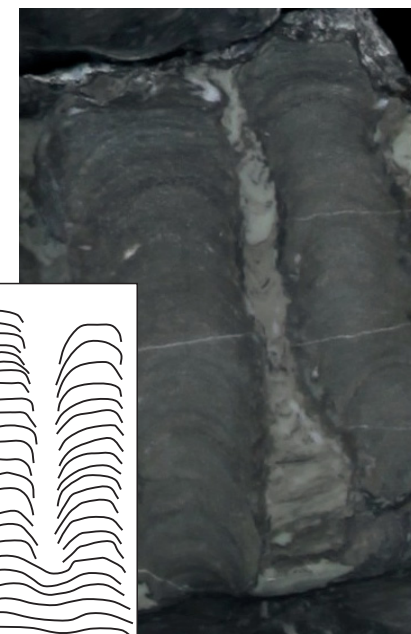
Керн

Органо-обломочная фация. Доломит органо-обломочный (сгустково-комковатый, строматолитовый). Сква. Таимбинская - 2, гл. 3399,8 м. Приливоно-отливная равнина, литораль

Куссиеллиды

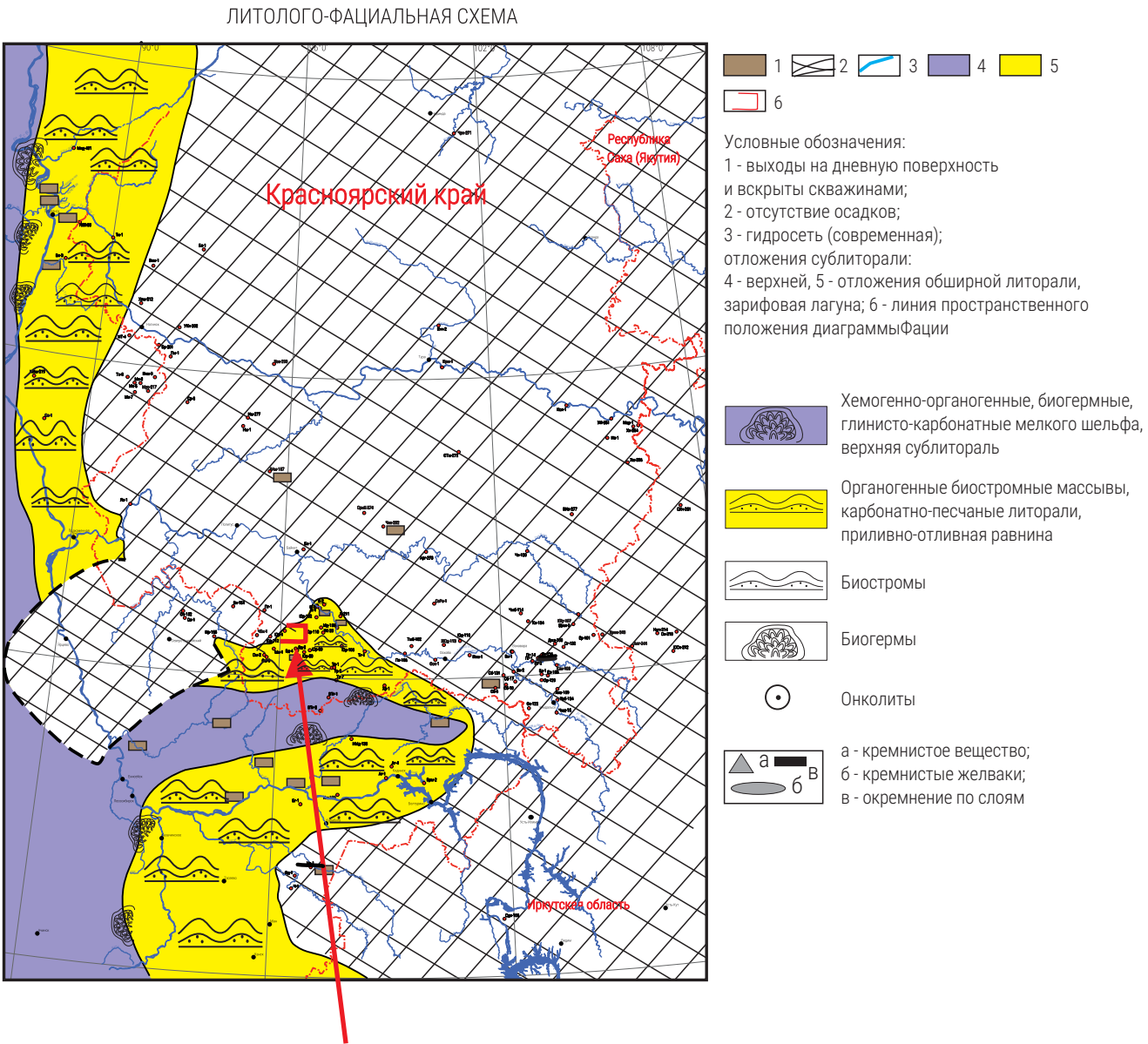


Фация хемогенных доломитов. Доломит хемогенный. В микрозернистом хемогенном доломите каверны выщелачивания выполнены средне-мелкозернистым доломитом. Стилолит мелкобугорчатый заполнен глинисто-органическим веществом. Нижняя сублитораль. Сква. Юрубченская - 108. Гл. 2496.9 м. Шлиф. Увел. 25, николи +

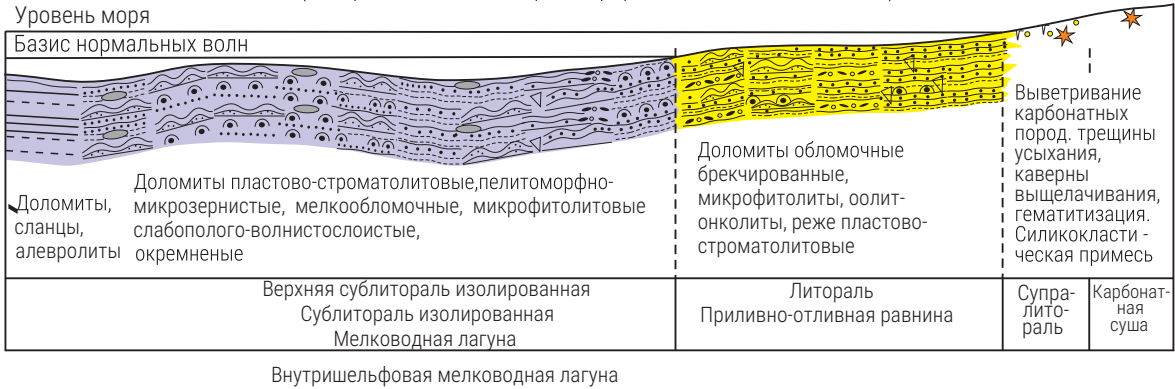


Фация строматолитовых, ветвящихся доломитов известняков. Тип построек-биогерма. Верхняя сублитораль. Керн сква. Чункинской-282, гл. 3993.4 м

Рис. 3. Седиментационная модель аладьинской, юрубченской,чуктуконской свит



Принципиальная модель осадконакопления юрубченского и чуктуконского времени (завершающий этап перед перерывом осадконакопления)



НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ, №3/2024



В период формирования шунтарской свиты верхнего рифея отлагались осадки доманикоиды (см. рис. 5 А) наряду с небольшими биогермными массивами, которые формировали вдоль береговые или окаймляющие рифы. К последним приурочено Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Завершающие отложения верхов верхнего рифея (шорихинская, дашкинская, вингольдинская и др. свиты) представлены карбонатами обломочного и органогенно-обломочного генезиса и являются типичными перетолженными осадками органогенных массивов, которые, вероятнее всего, отлагались в условиях карбонатных банок. Они имеют огромные мощности, которые накапливались при устойчивом региональном погружении в «геосинклиналях или перикратонных впадинах», с сохранением необходимых условий для органогенного карбонатонакопления (теплые, прозрачные воды). К таким структурным формам можно отнести на исследуемой территории Дашкинский синклинорий, заполненный рифейскими карбонатными органогенно-обломочными отложениями дашкинской свиты или Мадринский прогиб, выполненный аналогичными осадками юктэнской, вингольдинской и ирэмэкэнской свит.

Глубина бассейна седиментации карбонатных комплексов рифея варьирует от первых метров (литораль) до 200 м (глубокий шельф, нижняя сублитораль) с редкими, единичными периодами, когда глубина бассейна увеличивалась более чем на 200 м и осадки отлагались в пределах континентального склона (см. рис. 5 Б). В зависимости от положения осадков на шельфе или литорали менялся и гидродинамический режим бассейна седиментации. Тонкозернистые до иловых, осадки нижней сублиторали с тонкой неясной параллельной слоистостью формировались ниже базиса штормовых волн, в спокойной гидродинамической среде. Они характерны преимущественно для Енисейского фациального района (см. рис. 1 А). Осадки верхней сублиторали мелководного шельфа и литорали разнозернистые по структуре и с обломочными, строма-толитовыми, оолитовыми, онколитовыми текстурами отлагались в областях с повышенной гидродинамической активностью водной среды.

Карбонатные осадки отлагались преимущественно в пределах шельфа от глубоководной нижней сублиторали до верхней мелководной зоны верхней сублиторали, с периодами седиментации в зоне литорали и даже супралиторали. В редкие, единичные моменты времени бассейн седиментации опускался в зону континентального склона. Типы шельфа – рамп, открытый, или изолированный.

Область сноса в каждое время имела различную площадь и очертания. В начальный период (среднерифейское время) область сноса занимала большую часть исследуемой территории и только на крайнем западе и се-

веро-западе существовал морской бассейн (см. рис. 3). Начиная со среднерифейского времени суша начинает дробиться, происходит обмеление морского бассейна, появляются острова, между которыми существовало осадконакопление в пределах мелководного шельфа (см. рис. 4).

Роль перерывов в осадконакоплении и их длительность в карбонатных комплексах сложно недооценить. В предверхнерифейский (предтунгусский) наряду с предвендским перерывом сформировались высокеемкие коллекторы в Юрубченском биостромном массиве, с которым связано Юрубченское месторождение.

Коллекторы Куюмбинского месторождения формировались еще в рифейское время в предослянский перерыв в осадконакоплении. В осадках фиксируются многочисленные локальные перерывы в осадконакоплении, которые так же внесли свой вклад в формирование рифейских коллекторов.

Особенности коллекторов рифейского карбонатного комплекса

Изучение природы и особенностей строения коллекторов рифейских отложений проводилось по наиболее изученным глубоким бурением территориям Юрубченского, Куюмбинского, Терского, Омринского, Салаирского месторождений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления и естественным обнажениям, породы которых являются аналогами продуктивных свит.

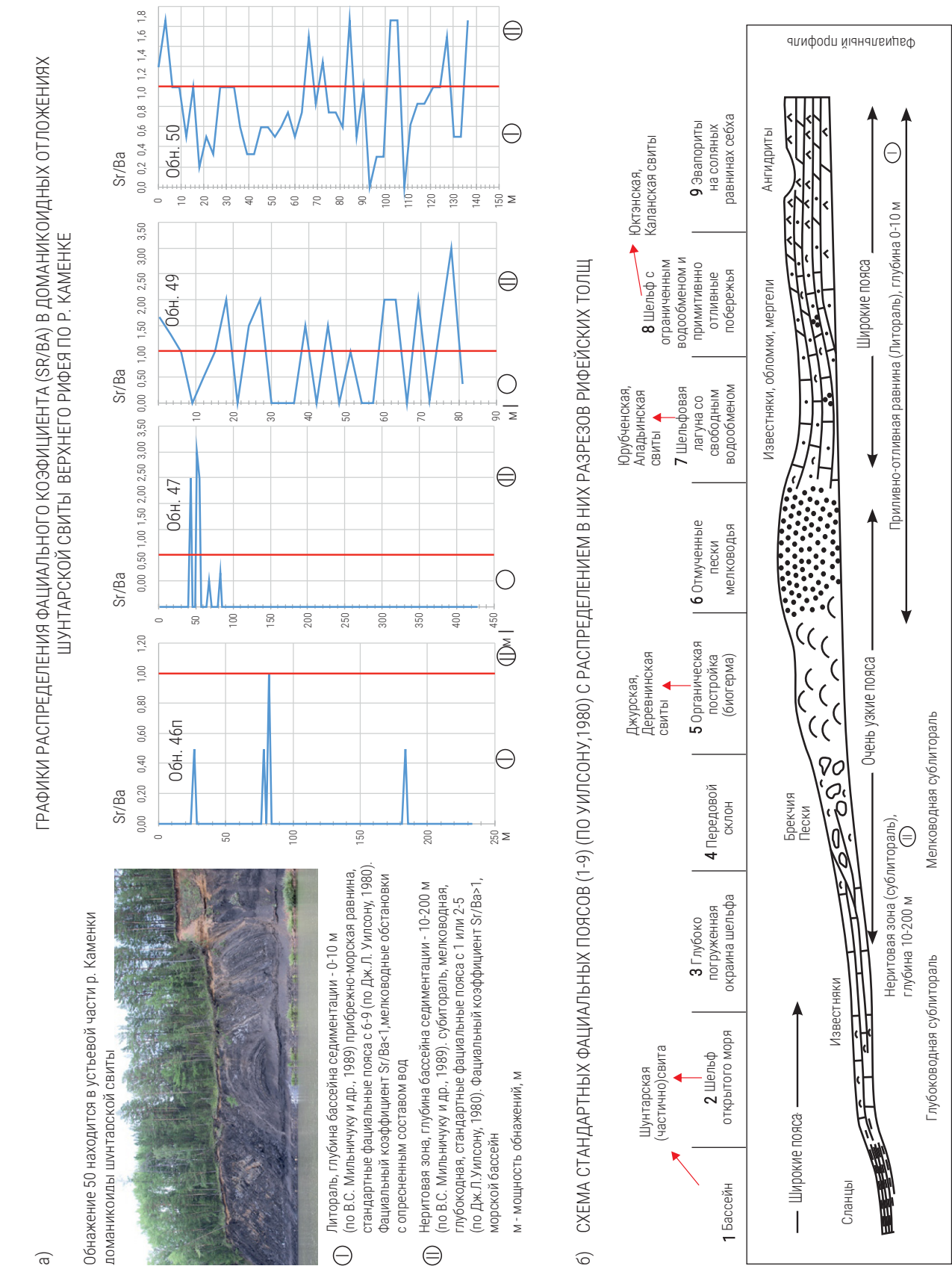
Формирование коллекторов этих уникальных с геологической точки зрения месторождений происходило под влиянием различных факторов в течение длительного геологического времени. Влияние большинства факторов было комплексным и в зависимости одного от другого. В результате сформировался своеобразный, специфический по некоторым особенностям тип коллектора, характеризующийся резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу.

По классификации И.А. Конюхова (1964) для карбонатных пород, коллекторы рифейского резервуара по лабораторным данным относятся к группе В (классы малой емкости). Коэффициент трещинной проницаемости гораздо больше коэффициента межзерновой проницаемости ($K_{тр} > K_{мз}$).

Типы коллекторов

Исходя из структуры и генезиса пустот и факторов, влияющих на емкостные и фильтрующие свойства в разрезе рифейского резервуара, можно выделить две группы коллекторов: межагрегатные и смешанные (Калинко, 1983). В межагрегатных коллекторах выделяются поро-во-каверновые и трещинные коллекторы.

Рис. 5. Карбонатные доманикоидные породы (А) и седиментационные (Б) условия осадконакопления свит рифея



Поровые коллекторы в рифейских отложениях встречаются в единичных скважинах (см. рис. 6).

К каверновым коллекторам с высокой первичной пористостью в рифейских отложениях можно отнести органогенно-обломочные, строматолитовые и фитогенные разности доломитов. Они характеризуются большим разнообразием форм пустот, связанных с формой породообразующих организмов, водорослей, упаковкой зерен, что в дальнейшем способствует благоприятному для формирования коллекторов течению вторичных процессов (выщелачиванию, перекристаллизации) (Гутина, 2002).

Этот тип коллекторов характерен для фаций органогенных биостромных и биогермных массивов, или органогенно-обломочных пород, сформированных в верхней сублиторали или литорали, в нашем случае, или фаций органогенного рифа по Дж. Л. Уилсону (1980, см. рис. 5 Б) (верхние части юрубченской, юктэнской и вингольдинской свит, джурская и деревнинская свиты).

Среди трещинных коллекторов в рифейских отложениях фиксируется несколько основных типов – эндоклазовые, лептоклазовые, диаклазовые и по стилолитовым швам.

Эндоклазовые типы коллекторов возникают при физико-химических процессах в стадии диагенеза и эпигенеза (см. рис. 6).

Обычно они фиксируются по слоистости в глинистых разностях доломитов, известняков и имеют небольшую протяженность. Данный тип коллектора широко развит в фациях карбонатного мелководного шельфа в верхней сублиторальной зоне или в фациях с ограниченной циркуляцией вод (по Дж. Л. Уилсон, 1980), которыми сложены нижняя и средняя части юктэнской свиты, ее аналог каланская свита, а также рассолкинская, долгоктинская свиты.

Лептоклазовые типы коллекторов возникают благодаря процессам выветривания и выщелачивания. Коллекторам присуща различная емкость и проницаемость. Оба эти параметра могут резко изменяться по разрезу и по площади. Этот тип коллектора может развиваться во всех отложениях, выходящих под эрозионную поверхность. Но наилучшие коллекторы будут образовываться в породах с неоднородной структурой. Ярким примером лептоклазовых коллекторов являются коллекторы в отложениях верхней части юрубченской свиты (см. рис. 6). К таким коллекторам относятся и карстовые явления, которые зафиксированы на всех площадях бурения на эрозионной поверхности рифея и не только, в виде полостей (до 0,5 м), выполненных терригенными вендскими отложениями.

Диаклазовые типы коллекторов формируются трещинами, возникающими при разрывных нарушениях.

Это самый распространенный тип коллектора в породах как рифея, так и фундамента (см. рис. 6). Исследованиями установлено три генерации тектонических трещин. Наибольшее распространение в рифейских отложениях имеют трещины второй генерации, «образующиеся под воздействием тектонических подвижек как остаточной реакции породы на различные типы напряжений» (Дорофеева, 1986). Трещины крутонаклонные, протяженные в различной степени их поверхности инкрустированы вторичными минералами и выщелочены. Коллекторы такого типа имеют небольшую емкость и самую различную проницаемость (см. рис. 6.). Этот тип коллектора характерен преимущественно для хемогенных доломитов каланской, юктэнской и др. свит.

Наличие коллекторов диаклазового типа выявлено в породах фундамента, в ряде скважин Юрубченского месторождения. В скважине Юрубченской 67 из этого коллектора получен приток газа.

Представленная в статье классификация коллекторов позволила выявить закономерности формирования, понять развитие по площади, уточнить их положение в разрезе. По сути, весь вскрытый рифейский разрез мощностью 3-4 км является продуктивным и образует рифейский природный мегарезервуар с различными типами коллекторов.

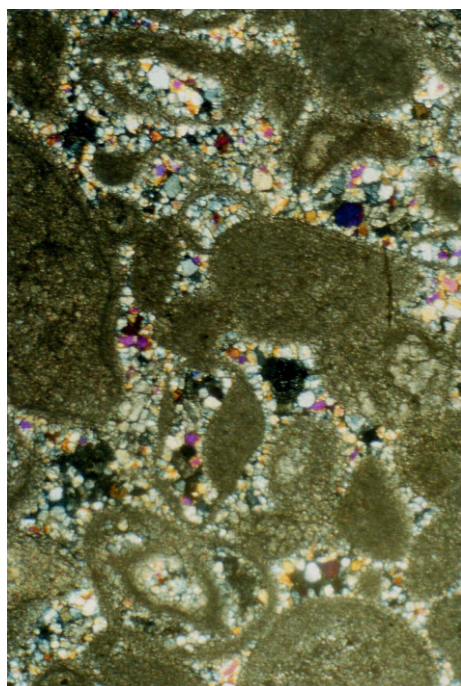
Основные выводы, которые можно сделать по типам коллекторов в рифейском резервуаре сводятся к следующему. В разной степени в нем присутствуют все выше рассмотренные типы. Наиболее часто встречаемый – это смешанный тип, когда на гипергенный или эндогенный факторы накладывается тектонический фактор. Лептоклазовый тип имеет самую высокую емкостную характеристику, и в комплексе с диаклазовым типом, который формирует протяженные каналы фильтрации, образуются высокеемкие и проницаемые коллекторы, из которых и получают самые высоко дебитные притоки нефти и газа. Для смешанного типа коллектора характерно формирование пещерных объектов. На Юрубченском месторождении, в резервуаре, сложенном биостромным массивом юрубченской свиты, это самый распространенный тип коллектора. На Куюмбинском месторождении такие коллекторы характерны для вингольдинской свиты (вингольдинский резервуар).

Диаклизовый тип совместно с эндоклазовым распространен в глинисто-терригенно-карбонатных отложениях каланской, долгоктинской, рассолкинской и токурской свит.

Не менее важным фактором при формировании типов коллекторов является фациальные условия формирования отложений и литогенетический состав пород, выходящих на эрозионную поверхность.

Принципиальная модель коллекторов в рифее была впервые представлена в государственную комиссию по

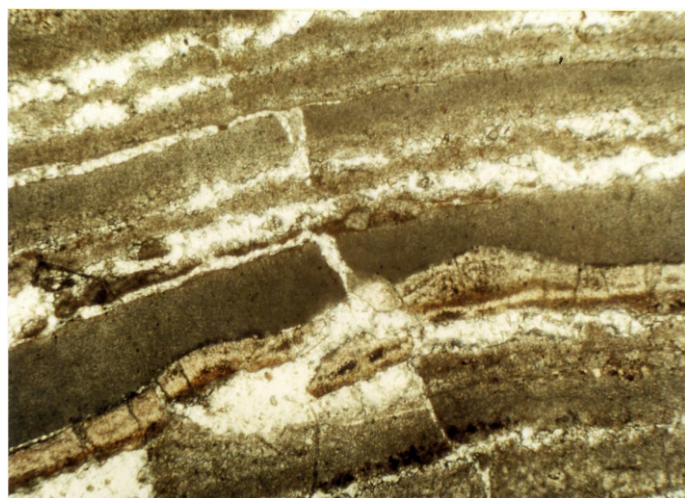
Рис. 6. Типы коллекторов в рифейских отложениях



Поровый тип коллектора Сква. Юрубченская-106. Глубина 2682 м
Шлиф, николи + Кпор=11 % (по лабораторным данным)



Каверновый тип коллектора. Фрагмент керна
рифейских отложений по скв. Платоновской-1 (инт. 2876-2896 м)



Смешанный тип коллектора Сква.Куломбинская-203. Глубина 2416,4 м.
Шлиф. Увел. 25, николи II. Интенсивное послойное выщелачивание привело
к образованию многочисленных раздувов по трещинам с образованием каверн.
Ктр=127 мдарси; мтр=1,2%; Ккав=1% (параметры микротрещиноватости
по большим шлифам)

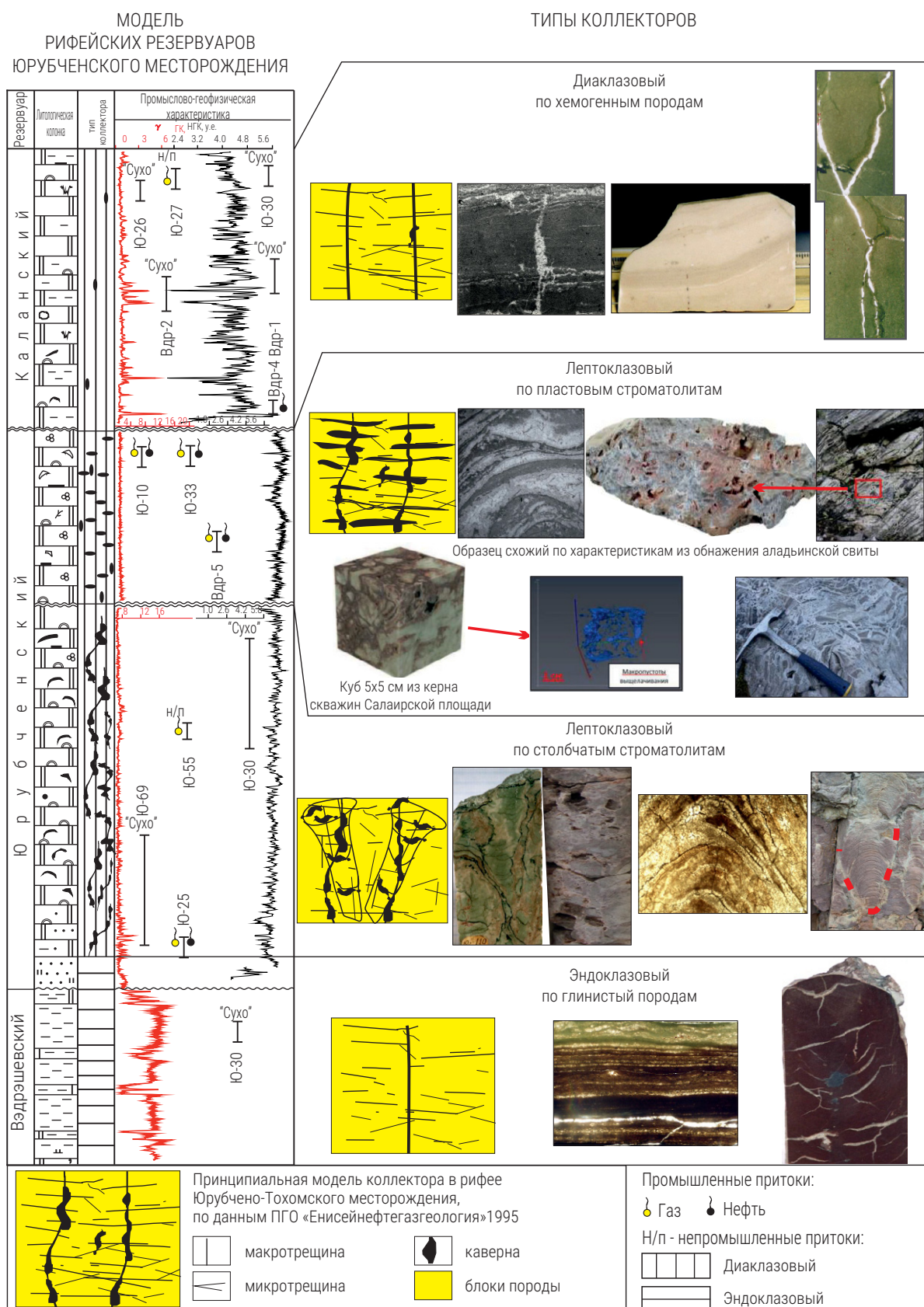


Диаклазовый тип коллектора Сква. Юрубченская-110,
Глубина 3114 м. Шлиф, николи II Ктр=18,7 мдарси; мтр=0,2%



Диаклазовый тип коллектора. Сква.Юрубченская-39
Глубина 2428,6 м. Шлиф, николи II. Ктр=4,6 мдарси; мтр=0,05%
Трещина заполнена нефтью (желтый цвет)

Рис. 7. Уточненная модель коллекторов Юрубченского месторождения, по данным О.В. Гутиной, 2020 г.



подсчету запасов (ГКЗ) при защите запасов Юрубченского месторождения в 1995 году. На тот момент изученности в ней был выделен только один тип коллектора – диаклазовый (см. рис. 7, Парасына, 2023). Каверновая составляющая в этой модели не играла существенной роли и отражалась только как дополнение к вертикальным тектоническим трещинам, пересекающим блок породы. При этом не учитывалась каверновая часть коллектора, создающая основную пустотность и емкость, которая может составлять до 15-20% матрицы породы, которую мы наблюдали в керне скважины Платоновской-1 и в обнажении аладинской свиты (см. рис. 6). В таких разностях пород коэффициент каверновой пористости, по лабораторным исследованиям и ГИС, уже достигает 8-11%. Недочет коллекторов кавернового типа значительно снижает ресурсную базу рифейского резервуара. В этой связи нами предлагается уточненная модель коллекторов на примере Юрубченского месторождения, основанная на определяющей роли генетических типов пород и связанных с ними преобладающими типами коллекторов и фильтрационно-емкостных характеристик (см. рис. 7).

Получение истинных данных о ФЕС карбонатных пород в рифее остается одним из важнейших направлений дальнейших исследований. Одним из наиболее сложных и принципиальных моментов при обосновании модели рифейского коллектора является вопрос о роли каверновой составляющей, которая, по нашему мнению, создает основной объем пустотного пространства в рифейском резервуаре.

Выводы

Изучение литологических, геохимических, седиментационных и фильтрационно-емкостных характеристик рифейских разрезов позволяет утверждать, что они способны аккумулировать в себе углеводороды и формировать крупные и уникальные месторождения нефти и газа. **✶**

Список литературы

1. Гутин О.В. и др. Изучение трещиноватости рифейских пород Куюмбинского и Терско-Камовского блоков Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции (по скважинам К-200, 9, 10, 14, Юр-105): отчет ООО «Кратон». – Красноярск, 2000. – 45 с.
2. Гутин О.В. Реконструкция истории геологического развития юго-западной части Сибирской платформы, районирование её по степени перспективности на нефть и газ для эффективного выбора участков лицензирования: отчет КНИИГиМС. – Красноярск, 2000. – 153 с.
3. Гутин О.В. Разработка методики прогноза развития коллекторов в рифейских отложениях на основе палеомагнитных и сейсмолитостратиграфических исследований: отчет КНИИГиМС. – Красноярск, 2002. – 300 с.
4. Дорофеева Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. Л. Недра, 1986. С. 12-17.
5. Парасына В.С., Рыбальченко В.В., Гутин О.В. и др. «Карбонатные комплексы рифея западной окраины Сибирского кратона». М. ВНИГНИ, 2023. – 560 с.





Российская
Энергетическая
Неделя 2024



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ



РОСКОНГРЕСС

Пространство доверия

26 – 28
сентября, 2024

Москва,
ЦВЗ «Манеж»



rusenergyweek.com

Реклама 6+



ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МАГНИТНОЙ ИНДУКЦИИ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ЭМУЛЬСИЙ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Применение магнитного поля считается перспективным методом для разделения водонефтяных эмульсий и для очистки нефтяных загрязнений. Как далеко продвинулись эксперименты в этом направлении?

**ЕГОР
ПИВЦОВ¹**

*Инженер отдела
подготовки нефти,
управления
подготовки нефти,
газа и поддержания
пластового
давления*

**ИННА
РУКОСУЕВА**

*Инженер
управления
подготовки нефти,
газа и поддержания
пластового
давления*

**БУЛАТ
ХАБИБУЛЛИН**

*Начальник отдела
подготовки нефти,
управления
подготовки нефти,
газа и поддержания
пластового
давления*

**АНАТОЛИЙ
ШЕСТЕРНИН**

*Зам. начальника
управления
подготовки нефти,
газа и поддержания
пластового
давления, главный
инженер*

**АННА
ХАБИБУЛЛИНА**

*Главный специалист
отдела подготовки
нефти, управления
подготовки нефти,
газа и поддержания
пластового
давления*

¹ Все авторы – сотрудники компании ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Промежуточный слой (промслой) – эмульсионная система, состоящая из воды, нефти и твердых механических примесей. Промслой формируется в процессе добычи и транспортировки нефти из-за перемешивания данных компонентов. Эти коллоидные системы представляют собой серьезную проблему для нефтегазовой промышленности, так как приводят к уменьшению эффективности работы трубопроводных систем (ввиду перекачки так называемого балласта), а также к ухудшению процессов подготовки нефти и воды.

Образование промслоя вызвано тем, что при добыче нефтесодержащего флюида вода и механические примеси попадают в турбулентный поток смеси и, перемешиваясь, образуют так называемые устойчивые эмульсии промежуточного слоя (ЭПС). Плотность такой эмульсии ниже воды, но выше нефти, за счет чего и обеспечивается их «промежуточное» нахождение в емкостном оборудовании. Данное явление значительно усложняет процессы подготовки нефти и воды, а также требует специальных технологий для эффективной очистки и обработки нефти.

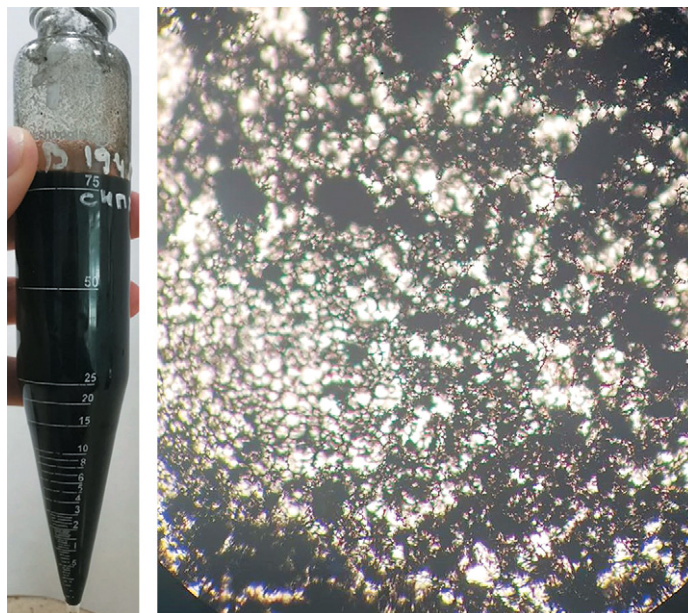
Одной из основных причин образования ЭПС является присутствие естественных эмульгаторов в нефтяном флюиде. Такие вещества, как асфальтены, смолы, сульфиды и оксиды различных металлов, способны стабилизировать эмульсии, удерживая воду и нефть в объеме попутных компонентов, выносимых из скважины (глина, карбонаты металлов и т.п.). Данные составы могут в зависимости от геологических особенностей залегания нефтяного флюида содержать в себе различные твердые частицы, например глины и минералы, которые обладают гидрофильными свойствами, повышающими устойчивость содержащих воду коллоидных систем.

Промежуточные слои, представляющие собой вязкие трудноразделимые эмульсии, являются существенным осложняющим фактором для технологических процессов. Они могут привести к засорению трубопроводов, оборудования, а также к снижению эффективности процессов транспортировки и в особенности подготовки нефти и воды (ЭПС препятствуют процессам обезвоживания и обессоливания).

Борьба с проблемой промежуточных слоев включает в себя применение различных методов разделения, таких как применение химических реагентов и использование тепловой обработки. Также проводятся исследования в области разработки новых технологий, направленных на предотвращение образования ЭПС или снижение степени ее влияния на технологические процессы путем сорбции входящих в их состав эмульгирующих компонентов.

Исследования воздействия магнитного поля на разделение различных водонефтяных эмульсий представляют собой перспективное направление в области нефтегазовой промышленности.

Рис. 1. Множественная эмульсия промежуточного слоя



Одним из ключевых результатов исследований является подтверждение того, что магнитное поле способно оказывать воздействие на механизмы перемещения различных частиц и нефти в эмульсии. Под воздействием магнитного поля частицы с магнитными свойствами начинают двигаться в сторону, определяемую интенсивностью и направлением поля. Это воздействие ускоряет процесс агломерации частиц, что облегчает разделение эмульсии на отдельные водную и нефтяную фазы.

Для исследования применялись неодимовые постоянные магниты с суммарной силой магнитной индукции в 15 Тл. В качестве исследуемого образца была отобрана проба ЭПС объемом в 30 мл

Исследования, проводимые в Казанском национальном исследовательском технологическом университете, показывают, что оптимизация параметров магнитного поля играет важную роль в повышении эффективности процесса разделения. Интенсивность и частота магнитного поля оказывают существенное влияние на скорость и степень разделения эмульсии. Подбор оптимальных значений этих параметров позволяет достичь максимальной эффективности процесса, сокращая время и затраты на разделение [1].

Еще одним важным аспектом исследований является обнаружение способности магнитного поля предотвращать обратную инверсию в эмульгированное состояние

Рис. 2. Контрольный образец



после разделения раствора. Это особенно важно для извлечения разделенных компонентов, что повышает эффективность всего процесса разделения.

Кроме того, результаты испытаний Челябинской государственной агроинженерной академии показывают, что магнитное поле может быть эффективно использовано для улучшения процессов очистки нефтяных загрязнений. Под воздействием магнитного поля частицы загрязнений, обладающие магнитными свойствами, могут быть собраны и удалены из эмульсии, что способствует повышению качества и чистоты разделенных компонентов [2].

Трудноразделимые эмульсии могут привести к засорению трубопроводов, оборудования, а также к снижению эффективности процессов транспортировки и в особенности подготовки нефти и воды

Данные лабораторных тестов, проведенных ООО «Газпром экспо» для оценки влияния магнитного поля на разделение эмульсий, предоставляют ценную информацию о повышении эффективности процесса. Например, магнитное поле интенсивностью 0,5 Тесла для разделения водонефтяных эмульсий показало увеличение скорости разделения на 20% по сравнению с процессом без магнитного поля. Следующие исследования, используя маг-

нитное поле с частотой 30 Гц, показали увеличение эффективности разделения до 95% в сравнении с 75% без магнитного поля [3].

Однако применение магнитного поля для разделения некоторых коллоидных систем может быть не столь эффективным.

Одна из возможных причин малого повышения эффективности может быть связана с недостаточной магнитной восприимчивостью частиц в коллоидной системе. Если частицы обладают низкой магнитной восприимчивостью или вовсе не обладают ею, то магнитное поле не сможет оказать на них значимого воздействия [4].

Другой возможной причиной малой эффективности является неправильный подбор параметров магнитного поля. Интенсивность и частота магнитного поля должны быть оптимизированы для конкретной системы, чтобы достичь максимальной эффективности разделения. В случае неправильного подбора параметров магнитного поля процесс разделения может оказаться недостаточно эффективным.

Для оптимизации процесса можно экспериментировать с изменением интенсивности или частотой магнитного поля

Также стоит отметить, что некоторые коллоидные системы могут обладать слишком высокой вязкостью или стабильностью, что затрудняет их разделение даже при применении магнитного поля. В таких случаях может потребоваться комбинация магнитных методов с другими технологиями разделения для достижения желаемых результатов [5].

Таким образом, результаты исследований позволяют сделать вывод о потенциале магнитного поля для улучшения процессов разделения эмульсионных растворов. Разделение эмульсии под воздействием магнитного поля позволяет предотвращать обратное слияние разделенных фаз, что повышает эффективность всего процесса сепарации и улучшает качество выделенных нефтепродуктов.

В целом результаты исследований влияния магнитного поля на разделение водонефтяных эмульсий подтверждают его потенциал как эффективного метода обработки и очистки нефтяных загрязнений. Дальнейшие исследования и разработки в этой области могут привести к созданию более эффективных и экологически безопасных технологий разделения эмульсий, что имеет большое значение для нефтяной промышленности и экологии.

Так, было выдвинуто предположение, что на повышение эффективности разделения ЭПС в случаях, когда эмульгаторами являются вещества, обладающие магнитными свойствами, может повлиять внешнее магнитное

поле ввиду разрушения «бронирующих» оболочек эмульгаторов. Для исследования применялись неодимовые постоянные магниты с суммарной силой магнитной индукции в 15 Тл. В качестве исследуемого образца была отобрана проба ЭПС объемом в 30 мл.

Исследование проводилось в течение 48 часов, и с периодичностью в четыре часа производилось контрольное сравнение с образцом, который не подвергался воздействию магнитного поля.

Лабораторные испытания в области использования магнитного поля для разрушения ЭПС при 15 Тл выявили небольшой прирост эффективности данного процесса в отношении выделенного объема воды (1 – без применения внешнего магнитного поля, 2 – с применением магнитной обработки):

$$w_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{ЭПС}} \times 100,$$

$$W_{H_2O}^1 = \frac{2}{30} \times 100 = 6,6\%,$$

$$W_{H_2O}^2 = \frac{3,2}{30} \times 100 = 10,7\%.$$

Небольшой прирост выделенной воды (на 3,1%) свидетельствует о необходимости применения различных комбинированных методов для разрушения испытуемой ЭПС, а также дополнительных исследований и оптимизации процесса влияния внешнего магнитного поля. Несмотря на полученные результаты, при текущих параметрах существует ряд перспектив, которые могут сделать этот метод более эффективным.

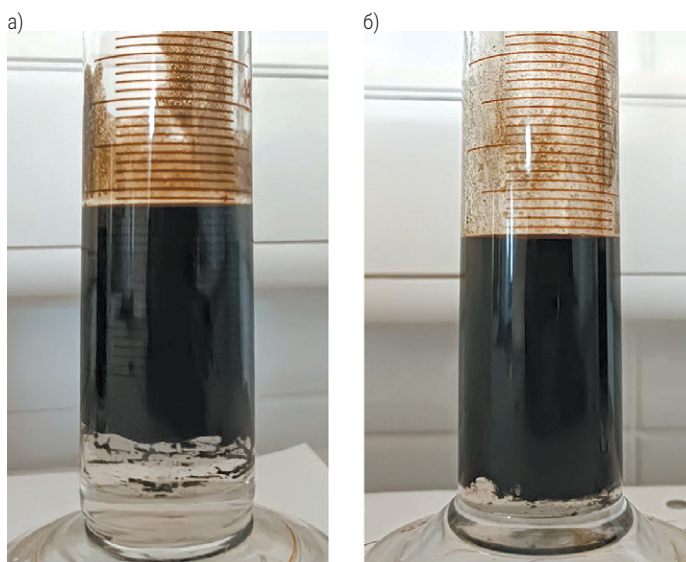
Первым направлением оптимизации является изменение интенсивности магнитного поля. Увеличение или уменьшение данного показателя может существенно влиять на разделение компонентов. Исследование влияния этого параметра обеспечит более высокую эффективность процесса разрушения ЭПС, что является перспективным для дальнейших исследований.

Вторым аспектом является экспериментирование с частотой магнитного поля. Различные частоты могут оказать различное воздействие на магнитные частицы промсла, а оптимизация этого параметра также позволит улучшить эффективность разделения. Не исключено, что комбинация оптимальных значений интенсивности и частоты приведет к синергии, увеличивая общий эффект.

Кроме того, возможно использование нескольких магнитных полей с разными параметрами. Это может повысить точность и эффективность разделения, обеспечивая больший контроль над перемещением твердых магнитных частиц. Технологические инновации в области создания магнитных полей также могут играть решающую роль в достижении оптимальных результатов.

Рис. 3. Результаты испытаний:

а) – испытуемый образец; б) – контрольный образец



Таким образом, использование магнитного поля для разделения эмульсий промежуточного слоя является достаточно перспективным методом на сегодняшний день. Дальнейшие исследования, оптимизация параметров и инновации в технологии могут привести к значительному улучшению эффективности этого метода, сделав его более привлекательным для промышленного применения. ■

Список литературы

1. Еремеев А.М., Елпидинский А.А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий // Вестник Казанского технологического университета. 2013. Т. 16. № 2. С. 170-173.
2. Патент RU № 2508954C1. Способ очистки почвы от углеводородов, радионуклидов, тяжелых металлов и устройство для его осуществления / В.В. Старших, Е.А. Максимов. Опубл. 2014.
3. Пивоварова Н.А. Магнитные технологии добычи и переработки углеводородного сырья : Обз. Информ. – Москва : ООО «Газпром экспо», 2009. – 120 с.
4. Виноградов В.М., Винокуров В.А. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий: Метод. указ. – М.: ФГУП «Нефть и газ», РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2007.-31 с.
5. Вольцов А.А. Интенсификация процесса расслоения водонефтяных эмульсий путем их магнитно-вибрационной обработки. Диссертация кандидата технических наук. УГНТУ. – 2006. – 122 с.
6. Гимазова Г.К., Вахитова А.К., Еремеев А.М., Елпидинский А.А. Изучение влияния магнитного поля на обезвоживание нефтяных эмульсий // Вестник технологического университета. 2015. Т. 18. № 8. С. 107-109.

28-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ

БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА



Минтруд России



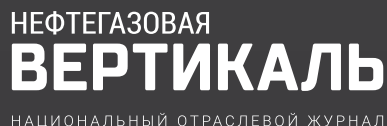
АССОЦИАЦИЯ СИЗ

3-6
декабря

БИОТ

2024

BIOT-EXPO.RU

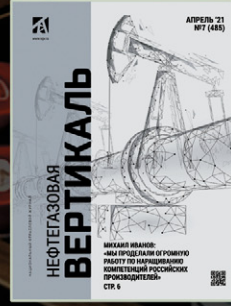
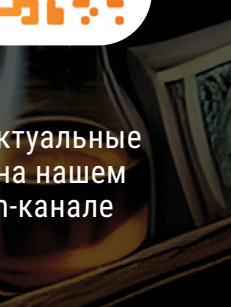
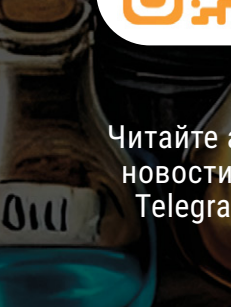
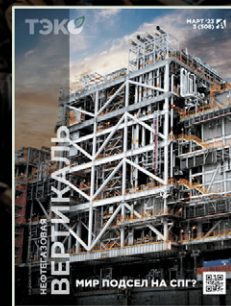
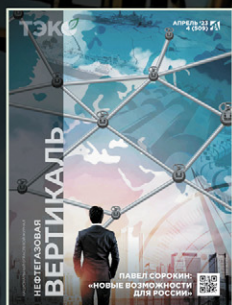


Позиция	Цена, руб./мес.
Баннер № 1 (сквозной с переходом на все страницы)	55 000
Размер, пикс.: десктоп-версия.	1512 x 209
моб. версия	360 x 280
	(с ротацией) 75 000 (без ротации)
Баннер № 2 (на главной с переходом в «Новости»)	
Размер, пикс.: десктоп-версия.	1512 x 209
моб. версия	360 x 280
	25 000
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

The image displays three screenshots of the website 'Нефтегазовая Вертикаль' (Oil & Gas Verticality).

- Top Screenshot:** Shows the website's header with the logo 'ВЕРТИКАЛЬ ТЭК' and navigation links. Below the header is a large banner for the 'Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль»' (National Industry Journal «Oil & Gas Verticality»).
- Middle Screenshot:** Shows the 'Новости' (News) section. It features a large image of an oil rig and a list of news articles with titles like 'Сергей Гурьев: «100% российских нефтегазовых ресурсов...»' and 'Александр Никитин: «Нефтегазовое хозяйство России...»'.
- Bottom Screenshot:** Shows the 'Отраслевой календарь' (Industry Calendar) section. It lists upcoming events, including 'Международная конференция «Нефтегазовое хозяйство России»' and 'Конференция по нефтегазовым технологиям: Сириус-2022'.

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