

ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕГАЗОВАЯ

СЕРГЕЙ ГУСТОВ

100% российское: газификацию регионов реализуем на отечественных материалах и оборудовании





В 2022 г. выйдут 12 номеров журнала

Печатная годовая версия (12 номеров)	41 004 ₺
Электронная годовая версия (12 номеров)	41 004 ₺
Печатная версия 1-е полугодие (6 номеров)	20 502 ₺
Электронная версия 1-е полугодие (6 номеров)	20 502 ₺
Печатная версия 2-е полугодие (6 номеров)	20 502 ₺
Электронная версия 2-е полугодие (6 номеров)	20 502 ₺

Подписаться можно:

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

по каталогу ПРЕССА РОССИИ
индекс 45380
через агентство КНИГА-СЕРВИС
www.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

ЖУРНАЛ • НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ • ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



№ 6 (499)
Июнь 2022

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

СОБЫТИЕ

«Оператор ГТС Украины» с **11 мая прекратил** прием газа из России на ГИС «Сохрановка», через которую проходит треть транзита российского газа в ЕС.

ЦЕНА

Цены на СУГ в России упали до **7,5 тыс. рублей за тонну**, что является минимальным показателем с периода пандемии. С начала 2022 года стоимость снизилась в четыре раза, а с момента начала конфликта в Украине – более чем в два раза.

ПРОГНОЗ

Россия в текущем году может получить рекордные доходы от экспорта газа в ЕС за счет роста цен – в размере **\$100 млрд**, что почти в два раза больше, чем в 2021 году, считают аналитики банка Citi.

ЦИТАТА

«Зачем производить и экспортировать товаров больше, чем это необходимо для динамичного экономического роста и повышения текущего благосостояния? Для обеспечения будущего? Но, по мне, более рационально сохранить для будущего потреблению неизвлеченные запасы сырья и создать инфраструктурные заделы, чем накапливать сомнительные долговые обязательства, которые, к тому же, ежегодно обесцениваются в силу не контролируемой тобой девальвации», – написал вице-президент ЛУКОЙЛа **Леонид Федун** в статье для РБК.



ЦИФРА

\$40 млрд потеряли иностранные нефтегазовые компании в первом квартале 2022 года из-за обесценивания активов в России, подсчитали аналитики Wood Mackenzie.

ПЕРСОНА НОМЕРА

- 7 **Сергей ГУСТОВ:**
«100% российское: газификацию регионов реализуем на отечественных материалах и оборудовании»



ТЕМА НОМЕРА

- 14 **Никогда такого не было – и вот опять.**
Размышления о новой версии Энергостратегии периода СВО
Константин Симонов
- 20 **Энергопереход:**
достижение целей
любым путем?
Сергей Белобородов, Евгений Гашо



- 32 **Артем БОЕВ:**
«Российский водород, безусловно, обладает определенными конкурентными Преимуществами на глобальном рынке»

ТЭКО

- 37 **Только спокойствие**
«Нефтегазовая Вертикаль»
- 42 **Нефть на разных скоростях:**
какие страны могут быстро нарастить добычу?
Кирилл Родионов
- 48 **Veni, vidi, vici**
Дмитрий Серегин



АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 54 **Крис Кук:**
«Россия и Иран имеют возможности для того, чтобы стать соучредителями глобального рынка природного газа»
- 58 Размышления на тему антироссийских санкций в ТЭК и возможностей их преодоления
Андрей Конопляник
- 70 Экономика проектов геологического захоронения CO₂ с целью повышения нефтеотдачи
Кирилл Овчинников
- 82 ТАПИ: переступить афганский порог
Владимир Мишин



В МИРЕ

- 88 Роль, которая Африке пока не по силам. Кладовые Черного континента активированы Западом. Не поздно ли?
Павел Богомолов



КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 98 Пазл с нефтепроводом не складывается
Юрий Банько

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 104 Кратковременные геодинамические факторы самовосстановления нефтегазовых залежей
Сибгатулин В.Г., Кабанов А.А., Кругляков А.С.
- 110 Что происходит с профилями притока горизонтальных скважин после освоения
Ипатов А.И., Малявко Е.А.



Редакционный совет

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

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Наталья Субботина snp@ngv.ru

РЕДАКЦИЯ

Шеф-редактор

Ульяна Ольховская oua@ngv.ru

Заместитель генерального директора

Иван Мишин mio@ngv.ru

Корректоры

Елена Трохова information20@yandex.ru
Мария Самохина kleimora@mail.ru

Отдел рекламы

Ирина Васина iv@ngv.ru
Ольга Родионова ro@ngv.ru

Отдел подписки

podpiska@ngv.ru

Отдел информационного партнерства

reklama@ngv.ru

Администратор сайта www.ngv.ru

Дмитрий Ананьев adg@ngv.ru

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

Заявленный тираж: 15 000 экз.

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

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Нефтегазовая Вертикаль» обязательна

Объединенный каталог «Пресса России» том 145380

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

Фактический адрес:

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

Тел./факс: +7 (495) 720-48-18

Электронная почта: office@ngv.ru

Почтовый адрес:

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

ДАЙТЕ РОССИИ 20 ЛЕТ...

Председатель редакционного совета журнала «Нефтегазовая Вертикаль» Кирилл Молодцов о приоритетах проектируемой Энергетической стратегии РФ до 2050 года



14 апреля Президент Российской Федерации дал поручение компетентным федеральным органам власти актуализировать Энергетическую стратегию РФ до 2050 года. Обычному человеку и профессионалу понятно, почему такое поручение возникло сейчас, и почему такие поручения возникли в отношении сырьевой базы, промышленного развития и вообще текущего момента развития страны.

Необходимо отметить, что ранее разрабатывавшиеся документы можно считать интересными, можно считать перспективными, но у них всегда был изъян. Во-первых, они ставились «на полку» на второй день после того, как утверждались. И во-вторых, они полностью ориентировались на развитие потенциала крупного бизнеса в России, направленного на создание больших, глобальных, системных, вызывающих для внешнего мира проектов, но при этом слабо учитывали направление точечного, адресного, персонального развития энергетики для каждого гражданина Российской Федерации. Именно поэтому в основе Энергетической стратегии РФ до 2050 года должна лежать цель создания условий для повышения качества жизни каждого россиянина, а не только амбициозные цифры мегапроектов.

Истинный патриот своего Отечества, академик Д.С. Лихачев справедливо отмечал, что любовь к Родине «не должна быть безотчетной, она должна быть умной». То есть желание блага и счастья должно быть сопряжено

с умением замечать недостатки, бороться с недостатками, отделять необходимое от пустого и ложного. Это означает, что нам необходимо раз и навсегда отказаться от порочной и губительной практики «показухи», красивой картинки.

Например, в предыдущих энергостратегиях ставились амбициозные цели быть мировыми лидерами по нефтедобыче. Но зачем нам нужно это первенство? Что оно нам, всем россиянам, принесет? Из года в год, за исключением кризисного 2020-го, нефтедобыча в нашей стране уверенно растет. Например, в 2017 году добывалось 546,8 млн т, в 2018 – 555,8 млн т. Рост добычи наблюдался и в 2021 году. Однако всего лишь чуть больше половины приведенных объемов уходило на внутренний рынок – переработку в нефтепродукты, топочный мазут, гудрон и т.п. Конечно, кто-то может резонно заметить, что успешное достижение статуса «энергетической сверхдержавы» пока обеспечивает относительную стабильность нашей экономики в условиях санкционной войны с Западом. Но как долго это будет продолжаться, если, с другой стороны, ставка на нефтегазовый экспорт привела к хроническому недофинансированию промышленного сектора и странной дорогой цене на энергию внутри страны, а значит – и к огромной зависимости от импорта?

Здесь нужно сделать важную оговорку. Речь не идет о том, чтобы сдать свои позиции на внешних рынках, полностью отказаться от экспорта в угоду внутреннему рынку. Тот огромный опыт международного сотрудничества,



который накопила Россия, заслуженное реноме надежного производителя и поставщика энергии разбазаривать нельзя. Более того, нужно укреплять связи с теми странами, кто готов с нами сотрудничать. Но к вопросу диверсификации нефтегазового экспорта нужно относиться без шапкозакидательских настроений, и не забывать, что, помимо внешних рынков, российские энерго-ресурсы очень нужны и на внутреннем рынке.

Вместе с тем для блага России и ее граждан не нужно быть самыми добывающими и производить лишнее. И если мы все-таки желаем обустроить свой дом, создать условия для повышения в нем качества жизни, то программа развития отечественной энергетики должна охватывать не только все процессы внутри ТЭК, но и в промышленном секторе. То есть должна быть проведена реальная корреляция с документами развития российской промышленности и сырьевой базы.

Это важно еще и с точки зрения снижения энергоемкости российского ВВП. Сейчас этот показатель выше мирового уровня на 46%. Например, на производство продукции, эквивалентной по стоимости одному доллару ВВП, мы тратим в среднем на 17% больше энергоресурсов, чем Канада или другая страна со схожими климатическими условиями. Это – откровенное расточительство! Сэкономленные энергоресурсы могли бы пойти на расширение внутреннего производства и снижение финансовой нагрузки на налогоплательщиков. Более низкое энергопотребление могло бы также избавить бюджет от дополнительных нагрузок в виде прекращения дотирования тарифов. Отсюда развитие энергоэффективности и ресурсосбережения – это не просто красивые слова в рамках климатических инициатив, но и реальные задачи для обеспечения роста благосостояния граждан, качества их жизни, равно как и национальной экономики в целом. Они должны быть не просто положены в основу новой энергостратегии, но и реализованы в ее рамках.

Говоря об устойчивом социально-экономическом росте России, нельзя забывать, что ее развитие сопряжено с развитием партнеров по Евразийскому пространству. Поэтому новая энергостратегия должна лечь в основу деятельности по формированию единого рынка нефти и газа ЕАЭС, который планируется ввести с 1 января

2025 года. Возможно, эта деятельность активизируется в ближайшие месяцы, и до 1 сентября текущего года будут видны конкретные результаты. В таком случае Энергетическая стратегия до 2050 года должна их отразить, ведь в сегодняшней данности мы больше не можем себе позволить, чтобы обновленный программный документ просто-напросто «лег на полку» из-за несоответствия условиям развития экономики и энергетики России, ее партнеров и мира в целом.

При этом качественная реализация задач данного программного документа невозможна без определения четких контрольных цифр, предельно ясных и проверяемых не только профессионалом, но и рядовым гражданином. И если мы ставим цель создать условия для повышения качества жизни в России, то реализация и выполнение Энергетической стратегии до 2050 года должны коррелировать с показателями роста численности населения страны, роста жилищных условий, расширения географии населенных пунктов, развития мобильности в стране и т.п.

Но показатели эти, равно как и задачи, должны определяться не чиновниками, порой оторванными бюрократическими процедурами от реального положения дел, а общественниками и профессионалами. То есть теми, кто ежедневно сталкивается с нуждами и чаяниями простых людей, кто старается решать их проблемы здесь и сейчас. Отсюда следует, что за ними же, общественными организациями, должен оставаться и контроль за реализацией поставленных задач и целей. Только так возможно понять, что нужно для достижения блага простым людям, и доказать не в абстрактных, удобных цифрах и понятиях, а на деле, что у нас организована достойная жизнь для каждого россиянина.

Сегодня наша страна переживает поистине исторический момент. И чтобы предельно ясно понимать, куда нам теперь идти, куда стремиться, нужно вспомнить замечательные слова академика Д.С. Лихачева: «А в чем самая большая цель жизни? Я думаю: увеличивать добро в окружающем нас. А добро – это, прежде всего, счастье всех людей». Вот об этом мы все должны заботиться, в том числе в рамках разработки новой энергостратегии России. ❗





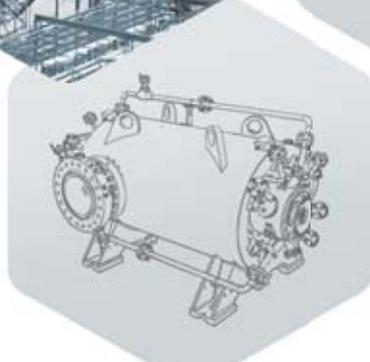
НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

- Насосы и насосные станции
- Компрессорные установки, газоперекачивающие агрегаты и компрессорные станции
- Установки комплексной подготовки нефти, газа и воды
- Блочно-модульное технологическое оборудование
- Теплообменное и колонное оборудование

ИНЖИНИРИНГ

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

реклама





СЕРГЕЙ ГУСОВ: «100% РОССИЙСКОЕ: ГАЗИФИКАЦИЮ РЕГИОНОВ РЕАЛИЗУЕМ НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МАТЕРИАЛАХ И ОБОРУДОВАНИИ»

На вопросы «Нефтегазовой Вертикали» о реализации Программы газификации в России ответил генеральный директор «Газпром межрегионгаз» Сергей Гусов.

НГВ: Сергей Вадимович, Вы возглавляете компанию, которая была определена Единым оператором газификации и фактически отвечает за реализацию программ развития газификации в регионах и за догазификацию. Давайте начнем по порядку. Как оцениваете успехи газификации в регионах?

С.Гусов: В реализации Программ развития газоснабжения и газификации регионов РФ на 2021-2025 годы мы идем строго по плану, без сбоев.

Напомню, «Газпром» проводит последовательную работу по газификации начиная с 2005 года. В соответствии с поручением Президента Российской Федерации Владимира Владимировича Путина наша цель к 2030 году – достичь уровня газификации регионов Российской Федерации 82,9%, что является 100%-ной технически возможной сетевой газификацией страны.

На основании запросов от регионов в 2020 году Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Борисович

Миллер подписал с главами 67 субъектов РФ новые пятилетние программы, а в сентябре 2021 года к ним добавилась еще одна – в Иркутской области. И мы, как дочерняя компания «Газпрома», приступили к выполнению всех 68 программ.

Планы на 2021 год нами выполнены: построено 163 газопровода, обеспечены условия для доступа к сетевому газу более 83,6 тыс. домовладений и квартир и 285 котельных в 342 населенных пунктах.

НГВ: *А зачем тогда потребовалось создавать Единый оператор газификации?*

С.Густов: В апреле 2021 года, после обращения Президента РФ Владимира Владимировича Путина к Федеральному Собранию, был разработан план мероприятий («дорожная карта») по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов Российской Федерации – фактически ключевой элемент исполнения поручений Президента России по ускоренной газификации и догазификации домовладений.

Так начался переход к новой модели газификации, в основе которой – утверждение субъектами РФ топливно-энергетических балансов, совершенствование законодательства, введение института единого оператора газификации, – и все для того, чтобы сделать услуги более доступными для населения и ускорить газификацию страны.

В июле 2021 года был создан Единый оператор газификации – ООО «Газпром газификация», который отвечает за строительство всей необходимой инфраструктуры до границ земельных участков потребителей. Раньше часть ответственности лежала на бюджетах региональных и районных администраций и потребителе.

НГВ: *Многое пришлось поменять? Какие изменения были внесены в законодательную базу?*

С.Густов: У нас стояла задача ускорения темпов газификации регионов, оптимизации процесса подключения новых потребителей к сетям газораспределения, а также обеспечения стабильной работы комплекса газораспределения Российской Федерации.

Для этого нужны были изменения в федеральном законодательстве. В прошлом году был принят ряд важнейших законов и нормативных актов, определивших новый порядок и механизмы газификации.

Группа «Газпром» тесно работала с Федеральным Собранием, Государственной Думой, Правительством Российской Федерации, отраслевыми министерствами и ведомствами. Изменения коснулись Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 № 69-ФЗ, в кратчайшие сроки были приняты все необходимые документы, определившие порядок догазификации.

По действовавшей до 2021 года модели газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации в зоне ответственности Группы «Газпром» находилось строительство магистральных газопроводов, газопроводов-отводов и газораспределительных станций, а также межпоселковых газопроводов. Строительство внутрипоселковых газопроводов осуществлялось за счет администрации региона. Потребитель отвечал за строительство сетей до границ участка, внутри земельного участка, а также за приобретение и установку внутридомового газового оборудования.

В соответствии с новой моделью, как я уже сказал, Единый оператор газификации отвечает за строительство газопроводов-отводов и газораспределительных станций, межпоселковых газопроводов, внутрипоселковых газопроводов и газопроводы «последней» мили до границы земельного участка потребителя.

Строительство сети газопотребления внутри границ земельного участка, приобретение и установка внутридомового газоиспользующего оборудования по-прежнему осуществляется потребителем.

НГВ: *Что в новой модели остается регионам?*

С.Густов: С одной стороны, по-прежнему – и это крайне важный момент – определение потребности в газовой инфраструктуре остается за субъектом: формирование предложений в программы развития газоснабжения и газификации, разработка топливно-энергетических балансов, которые должны быть основой развития региона, газификация котельных и предприятий коммунально-бытового сектора.

Так, в результате реализации Программы развития газоснабжения и газификации регионов РФ на 2021-2025 годы свыше 538 тыс. домовладений и 3,2 тыс. котельных и промышленных предприятий получают сетевой природный газ. В 35 регионах технически возможная газификация сетевым природным газом достигнет уровня 100%.

С другой стороны, возвращаясь к Вашему вопросу, субъекты РФ играют большую роль в оказании поддержки своим жителям, что особенно важно, если речь идет о догазификации – подведении газа к границам домовладений в уже газифицированных населенных пунктах.

Региональные власти определяют размер субсидий и конкретные меры социальной поддержки различным категориям жителей, желающим провести газ в свой дом. Такие меры сейчас существуют фактически во всех субъектах РФ.

И эта помощь очень нужна, потому что и строительство сети газопотребления внутри границ земельного участка, и приобретение плиты, котла, счетчиков, то есть всего оборудования, которое устанавливается в доме, – осуществляется сейчас за счет собственника домовладения.



НГВ: *И сколько сейчас хотят подключиться к газу?*

С.Густов: Сегодня количество заявителей, желающих подключиться к газу, – более 850 тыс. Их число, равно как и число исполненных договоров по подключению новых потребителей, ежедневно растет.

Как мы и прогнозировали, с приходом весны начался «горячий» сезон: растут темпы подачи заявок, заключения договоров на догазификацию и их исполнения.

Например, в Ростовской области темпы строительства газопроводов до границ земельных участков ускорились почти в три раза: с 120-130 в зимние месяцы до 350 в апреле, а сейчас коллеги уже выходят на цифру в 400 подключений газопроводов ежемесячно. В Ленинградской области в день подключается в шесть раз больше домовладений, чем в прошлом году!

НГВ: *Бывают ли отказы в подключении к газу? По каким причинам?*

С.Густов: Догазификация, или как ее еще называют «социальная газификация» – масштабная программа. Кого-то мы можем подключить к газу, но он не хочет сам, кто-то готов, но не хватает документов. Поэтому мы ведем на федеральном и региональном уровнях разъяснительную работу.

Я и сам часто встречаюсь с людьми, рассказываю простые вещи. Первое, нужен газ – подай заявку. У Единого оператора газификации есть контакт-центр с федеральным номером 8-800-101-00-04. Звонок на «горячую линию» бесплатный, для удобства абонентов реализована функция голосового ассистента с режимом работы 24/7. Это позволяет полностью обеспечить охват поступающих обращений.

Кроме того, на связи наши газораспределительные организации: им можно также позвонить, написать по электронной почте или в соцсетях, в конце концов, прийти лично в клиентские центры и газовые участки, и задать свои вопросы.

Мы внимательно анализируем все обращения. Много вопросов от людей, которые не являются собственниками дома или участка. И в такой ситуации им, конечно, отказывают в возможности подключить газ. Потому что в правилах очень четко прописан список необходимых документов.

Всегда обращаюсь к потенциальным потребителям – внимательно проверяйте все документы, когда вы подаете заявку. Оформите собственность, если она у вас еще не оформлена. Помимо копий паспорта и СНИЛС в обязательном порядке у вас попросят копии документов, ко-

торые подтверждают право на владение домом и земельным участком.

НГВ: *Как думаете, планы по догазификации будут выполнены?*

С.Густов: У нас сомнений в этом нет. Как я уже говорил, летом мы выполним основной объем работы, и есть такая уверенность, что максимально программу догазификации завершим в 2022 году.

Социальная газификация в самом разгаре, мы знали, что так будет, мы к этому подготовились. Единый оператор газификации полностью обеспечен и техникой, и оборудованием, и материалами, и финансами, налажен диалог с региональными и федеральными властями для решения всех возникающих вопросов. Более того, сейчас вместе с региональными операторами газификации рассматривается возможность смещения графика по догазификации с ноября-декабря «влево» – на июль-август, – чтобы к наступлению холодов газ появился в как можно большем количестве домов страны.

Так что вновь призыву тех, что еще не подал заявку или не подписал договор на догазификацию: сделайте это как можно быстрее! Мы придем, проведем газ, а вы сможете оценить новый уровень комфорта, который дает наше природное, экологически чистое и экономичное сетевое топливо.

НГВ: *Безопасность газа в быту – насколько Вы прорабатываете этот вопрос?*

С.Густов: Это задача приоритетного уровня, поскольку напрямую касается десятков миллионов жителей нашей страны, использующих газ в быту.

Компанией «Газпром межрегионгаз» предложен ряд мер, в том числе внедрение института «единого договора» о техническом обслуживании и ремонте внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, наделение органов государственного жилищного надзора полномочиями по контролю за безопасностью газового оборудования, введение лицензирования деятельности по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, оснащение газового оборудования устройствами «газ-контроль» и другие. Инициативы были предметом обсуждения Совета Федерации на специальном заседании 1 апреля 2022 года, посвященном вопросам безопасности использования газа, и вошли в итоговый протокол с соответствующими рекомендациями Правительству РФ.

27 мая 2022 года под руководством вице-премьера А.В. Новака состоялось обсуждение вопросов безопасности газа в быту с максимально широким кругом участников, включая руководство Минстроя РФ и Минэнерго РФ, депутатов Государственной думы, представителей ПАО «Газпром» и Группы Газпром межрегионгаз. Прото-

кольными решениями отраслевым министерствам и аппарату Правительства РФ поручено обеспечить скорейшее внесение соответствующих изменений в законы и подзаконные акты.

Ускорение разработки и принятия документов по нашим предложениям позволит значительно усилить контроль за состоянием внутриквартирного и внутридомового газового оборудования. Четкое разграничение зон ответственности госорганов, управляющих компаний и специализированных организаций, а также внедрение передовых технических решений существенно повысят безопасность использования газа в быту.

Отмечу, что по результатам многолетних наблюдений более 70% всех несчастных случаев при эксплуатации бытового газового оборудования связано не с утечками или взрывом газа, а с отравлением граждан угарным газом. Поступление угарного газа в помещение происходит из-за неработающих дымовых и вентиляционных каналов, закрытого шибера в отопительных печах, некачественных дымоотводов и становится причиной гибели граждан.

Дымовые и вентиляционные каналы не входят в состав газового оборудования, проверка их технического состояния, очистка и ремонт также не относятся к деятельности по транспортировке газа или техническому обслуживанию газового оборудования, а являются самостоятельной услугой, которая до 2017 года оказывалась в целях обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений. Для ее осуществления специализированным организациям, осуществляющим этот вид деятельности, требовалось получение лицензии МЧС России.

В настоящее время лицензирование данной деятельности отменено и фактически каких-либо требований к ней не предъявляется, что также приводит к возникновению происшествий.

НГВ: *В чем Вы видите причины проблем, связанных с эксплуатацией газового оборудования?*

С.Густов: В упразднении системы государственного надзора за техническим состоянием и содержанием газового оборудования в жилых зданиях. Дело в том, что с 2003-го по 2017 год был принят ряд нормативных актов, направленных на существенное дерегулирование сферы обслуживания и ремонта ВДГО и ВКГО.

В том числе из государственного надзора был выведен контроль систем газоснабжения жилых зданий, отменено лицензирование деятельности по эксплуатации бытового газового оборудования. Вступивший в силу Жилищный кодекс Российской Федерации позволил жилищным организациям, осуществляющим управление многоквартирными домами, самостоятельно проводить обслуживание данного оборудования либо заключать соответствующие договоры с иными организациями.



В силу принципов социальной ответственности компаний Группы «Газпром», газораспределительные организации Группы остаются на протяжении последних лет единственными субъектами данного рынка, задающими и соблюдающими стандарты в вопросах соблюдения технических норм и правил.

По объективным причинам это делает их в отдельных случаях неконкурентоспособными по стоимости своих услуг в сравнении с менее квалифицированными подрядчиками.

Все это привело к тому, что техническое обслуживание газового оборудования стали выполнять организации, не имеющие соответствующего опыта и квалифицированного персонала. Данная ситуация является реальной, но не нормой.

НГВ: *Сейчас Ваши организации осуществляют эти работы?*

С.Густов: Да. Газораспределительные организации, входящие в Группу «Газпром межрегионгаз», проводят работы по техническому обслуживанию и аварийно-диспетчерскому обеспечению газового оборудования 85% всех абонентов в России. Это позволяет поддерживать в технически исправном состоянии газовое оборудование у большинства бытовых потребителей газа.

НГВ: *Много и на самых разных уровнях говорится об импортозамещении. А в газовой сфере сколько процентов замещено? Какое оборудование используете в работе?*

С.Густов: 100% российское: газификацию регионов реализуем на отечественных материалах и оборудовании. Выполнение поручений Президента Российской Федерации по газификации регионов России – наша главная цель. Для ее достижения необходим значительный объем ресурсов, и российская промышленность готова его обеспечить.

Мы, в свою очередь, оказываем содействие отечественным компаниям, которые планируют реализовывать проекты, направленные на развитие газовой отрасли, в частности, на производство импортозамещающего оборудования.

Это принципиально важная работа в условиях новой реальности, позволяющая выполнить все задачи по газификации страны.

Подчеркну, что стратегия импортозамещения в нашей группе компаний реализуется с 2012 года в тесном взаимодействии с российскими научными и промышленными организациями.

НГВ: *С оборудованием и комплектующими для строительства газопроводов так же обстоят дела? Ведь экономические ограничения довольно существенные – а о «тех-*

ническом суверенитете» и независимости от импорта горючат у нас уже на всех уровнях.

С.Густов: Все основное оборудование и комплектующие, которые используются при строительстве газовых сетей, производится в стране – металлические и полиэтиленовые трубы, запорная арматура, пункты редуцирования газа, газорегуляторное оборудование, плиты, котлы, счетчики, газоанализаторы, да и многое другое.

Строительство сети газопотребления внутри границ земельного участка, приобретение и установка внутридомового газоиспользующего оборудования по-прежнему осуществляется потребителем

Российское бытовое оборудование высокого качества производится на заводах компании «Газпром бытовые системы» – в филиале Чайковский в этом году было налажено производство новой линейки газовых плит. В строительстве мы обеспечены трубами от отечественных поставщиков – к примеру «Чебоксарский трубный завод», который работает уже 30 лет: он в мае выпустил 30-тысячный километр полимерной трубы. Его продукцию используют 10 из 14 регионов Приволжского федерального округа, в том числе, конечно, и наши газораспределительные организации. А когда мы посетили заводы в Подмосковье, нам продемонстрировали полный цикл производства оборудования и материалов для газификации, показали новые цеха, рассказали, как внедряют инновационные логистические решения. Мы, кстати, договорились, что можно использовать наши площадки для опытной эксплуатации российских новинок из Балашихи и Костромы.

В общей сложности только поставщиков ключевого оборудования и материалов у нас больше 70, а если к ним добавить всех остальных, то смело можно говорить о двух сотнях компаний. При этом никакой стагнации у партнеров не наблюдается – новые линии и производства, «заточенные» под продукцию для нефтегазового сектора, открываются и расширяются по всей стране. Сейчас, в условиях столь масштабной работы по газификации и догазификации, это особенно важно.

НГВ: Как открытие отечественных производств влияет на сроки исполнения контрактов?

С.Густов: Преимущества применения отечественного оборудования заключаются в низкой зависимости от курса валют, наличии региональных сервисных центров, абсолютной доступности логистики.

Судите сами: если открываются новые линейки производства, например, в Боровичах, Вологде или Петербурге и Ленинградской области, где ведутся крупные

стройки в рамках программ развития газоснабжения и газификации, значительно сокращаются и время, и затраты на доставку материалов и ресурсов.

И в совокупности эти факторы обеспечивают безусловное исполнение сроков контрактов.

НГВ: Как проходит контроль качества отгружаемой вам продукции?

С.Густов: Контроль качества осуществляется через строительный контроль и входной контроль нашими дочерними организациями. Мы, прежде всего, заинтересованы в повышении безопасности эксплуатации оборудования и сетей газораспределения. Для решения этой задачи мы разработали и внедрили стандарты компании, которые продиктованы многолетним опытом.

Соответствие оборудования этим стандартам мы осуществляем через систему добровольной сертификации, в которую входят четыре органа по сертификации и порядка 20 лабораторий по направлениям деятельности.

НГВ: Предоставляете ли вы возможность тестировать оборудование на ваших площадках?

С.Густов: Да, безусловно, такая работа ведется постоянно. В рамках опытно-промышленной эксплуатации на сетях наших дочерних компаний были успешно локализованы задвижки с обрешиненным клином, которые были до этого только импортные.

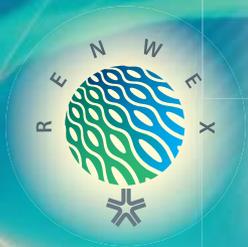
Сегодня количество заявителей, желающих подключиться к газу – более 850 тыс.

Были проведены испытания переносного программно-технического комплекса, предназначенного для определения технического состояния пунктов редуцирования газа с передачей измеренных параметров в информационно-аналитическую систему верхнего уровня. Сейчас организуем испытания системы телемеханики кранового узла.

НГВ: Хорошо, вы достигли газового суверенитета в импортозамещении. Дальше какие видите перспективы?

С.Густов: Сейчас мы уже не просто системно, а опережающе смотрим на импортозамещение: в части газораспределения и новой программы догазификации у нас есть полная независимость. То есть в Российской Федерации производится все. Только за последние месяцы в еженедельном режиме открываются промышленные площадки, запускаются новые линии производства, максимально приближенные к местам строительства новых объектов системы газораспределения.

Важно, чтобы была конкуренция между производителями, а газовая отрасль получала качественный продукт по конкурентной цене. 📌



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ

RENWEX

«Возобновляемая энергетика
и электротранспорт»

21–23 ИЮНЯ 2022

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,
павильон №3

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ

-  Развитие розничного рынка ВИЭ и необходимых технических решений
-  Нормативное регулирование ВИЭ
-  Использование ВИЭ для энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей
-  Развитие водородной энергетики
-  Использование биотоплива и утилизация отходов
-  Международный опыт развития возобновляемой энергетики
-  Цифровизация современной энергетики
-  Развитие систем накопления энергии для промышленных потребителей и домохозяйств
-  Развитие электротранспорта и сопутствующей инфраструктуры

Реклама 12+



www.renwex.ru

При поддержке



Под патронатом

Организатор





НИКОГДА ТАКОГО НЕ БЫЛО – И ВОТ ОПЯТЬ

РАЗМЫШЛЕНИЯ О НОВОЙ ВЕРСИИ ЭНЕРГОСТРАТЕГИИ ПЕРИОДА СВО

КОНСТАНТИН СИМОНОВ

Генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности

Проблема всех Энергостратегий в том, что они на самом деле не дают отрасли четких ориентиров от государства. Что же нужно прописать в новом отраслевом национальном документе в первую очередь и так, чтобы это работало?



Когда мне предложили написать свой взгляд на то, в каком направлении стоит менять Энергетическую стратегию, я испытал легкое дежавю. Я вспомнил, что однажды уже занимался подобным интеллектуальным опытом, причем на страницах той же «Нефтегазовой Вертикали». Моя статья была центральной в четырнадцатом номере аж за 2008 год. Она называлась «Пять вопросов к энергетической стратегии-2030» (на обложке даже была нарисована растопыренная пятерня). Я говорил о том, что все версии Энергетических стратегий исходят исключительно из геологическо-промышленного анализа и представляют собой сценарный взгляд на то, сколько страна способна достать из земли энергоресурсов при идеальном стечении обстоятельств. Но они игнорируют крайне важные, именно стратегические вопросы. И что в стратегии нужно прописать не вилку добычи нефти к какому-то году, а задавать магистральные направления развития отрасли со стороны государства. Прошло почти 15 лет. Вы удивитесь, но к последним версиям Энергостратегий я могу задать практически те же самые вопросы. И сейчас, когда президент поручил написать ее новую версию, я бы прежде всего советовал изменить подход к этому документу. Государство должно четко

показать, что оно хочет от отрасли и чем конкретно оно может ее поддержать с поправкой на текущую геополитическую ситуацию.

Вопросы же мои были следующими: о репутации отрасли, о спросе, о геополитическом выборе, о собственности и о нерезидентах. Я не обижаюсь, что меня не услышали 15 лет назад. И мне не лень повторить свои мысли. Пусть даже это может показаться борьбой с ветряными мельницами. Но вдруг все же жареный петух уже клюнул, и восприятие ситуации чиновниками не сколько изменится. Да и ветряные мельницы нынче в цене. Вот с них, кстати, и начнем.

Итак, самая проблема всех Энергостратегий и прочих подобных документов в том, что они на самом деле не дают отрасли четких ориентиров от государства. В них нет ответа на вроде бы очевидный вопрос – а зачем государству нефтегазовый комплекс? На самом деле уже 20 лет в России идет борьба с нефтегазовой промышленностью, которая, как нам доказывают, тянет нас назад, является архаикой, способствует технологической отсталости и даже экономической пассивности населения. На этот счет написаны просто километры статей – как нам обязательно нужно диверсифицировать нашу экономику и снизить долю нефтегаза. Так, может, надо сегодня сказать спасибо «коллективному Западу» за то, что он пытается уничтожить нашу нефтегазовую промышленность своими санкциями? Она ведь нам не нужна, и скоро некому будет консервировать экономическую отсталость страны. А нам нужна экономика впечатлений и новая энергетика, бурное развитие ВИЭ и зеленый прогрессивный водород. И я пока не вижу, что 24 февраля уже изменило что-то в головах чиновников и экспертов (но продолжаю на это надеяться).

Зачем нам развивать ВИЭ вместо традиционных углеводородов, если у нас просто нет никаких шансов экспортировать произведенную энергию, хотя бы в сколько-нибудь сопоставимых объемах с нефтью, газом и углем?

Я постоянно слышу о ценности для России климатической повестки, о том, что будущее все равно за новыми источниками энергии, что ESG остается нашим стратегическим приоритетом. Вначале я даже пытался ущипнуть себя – настолько сюрреалистичным это выглядит. Но пока ничего не меняется.

Вопрос, который я задавал задолго до 24 февраля, предельно прост. Зачем нам развивать ВИЭ вместо традиционных углеводородов, если у нас просто нет никаких шансов экспортировать произведенную энергию, хотя бы в сколько-нибудь сопоставимых объемах с нефтью, газом и углем? У нас нет и не будет в этом сегменте вообще ни-

каких конкурентных преимуществ. У нас нет уникальных технологий производства ВИЭ, но даже если бы они и были, все убивает тот факт, что транспортировка электроэнергии в разы более дорогое удовольствие, чем, скажем, природного газа. Мы бы никогда не смогли бы продавать «зеленое» электричество в Европу в серьезных объемах. Европа сама бы его производила, а экономику на корню резали издержки на транспортировку. Зачем нужны ВИЭ внутри РФ в массовом варианте – тоже не ясно, особенно если вспомнить, что эти проекты финансируются при помощи государства. Получается, что мы сознательно меняем дешевый источник энергии на более дорогой – еще раз подчеркну, я говорю не о локальных решениях, а именно о масштабном курсе, направленном в будущее.

В стратегии нужно прописать не вилку добычи нефти к какому-то году, а задавать магистральные направления развития отрасли со стороны государства

Может, новая версия Энергостратегии все же даст ответ на этот на самом деле фундаментальный вопрос. Я только напомню, что пока мы признавали нефть проклятием, США просто увечили добычу более чем в два раза за последние десять лет (а газа – в полтора раза). И теперь пытаются выкинуть нас с мирового рынка «никому не нужных» углеводородов. Вот сюрприз: оказалось, что нефть и газ имеют и настоящее, и будущее.

Если бы вместо нефти, газа, угля, зерна мы производили бы сегодня солнечные батареи и ветряные станции, нас бы уже сейчас стерли с мировой экономической карты и даже бы не заметили. Однако в России с удивительным упрямством продолжают продвигать новую энергетику. В логике «нефть и газ, конечно, сейчас нужны, но России надо думать о завтрашнем дне энергетики, как

это делают многие передовые страны». То, что эти самые страны являются импортерами энергии, и что у экспортера по определению должна быть другая стратегия, в голову не приходит. Чиновники и дальше декларируют, что ВИЭ продолжают получать необходимую поддержку – это и отсрочка строительства станций, и перенос отборов. Но почему государство продолжает субсидировать ВИЭ? Разве может заведомо более дорогая в российских условиях по сравнению с традиционной энергия быть нашим будущим? Друзья, читайте новости: «Фортум» из России уже сбежал, и А.Чубайс тоже. А Вы все продолжаете нас кормить историями про «зеленое» будущее.

Основная задача сейчас – сохранить экспортные доходы государства, а также обеспечить внутренний рынок и население дешевыми энергоносителями и теплом. Вот это и надо записать в самом начале Энергостратегии. Ведь здесь наше стратегическое преимущество. Нам нужна не зеленая энергия, а дешевая энергия, равно как и сырье для химии и других отраслей. Отсюда и очевидные вещи вроде ускоренной газификации. Население и промышленность не должны оплачивать энергопереход, который нам просто не нужен. Дешевые энергоносители должны четко осознаваться как конкурентное преимущество нашей промышленности и важная часть социального контракта между государством и обществом. И государство должно думать не о том, как лихорадочно дотировать ВИЭ, а о том, как создать условия для сохранения производства углеводородов, тем более что они требуют не дотаций, а нормального налогового регулирования. Только когда государство подходит к ним с идеей, что нефть и газ никому через 5-10 лет будут не нужны, и нужно напоследок «отжать» отрасль – это одно. А если все же поймут, что углеводороды нужны как конкурентное преимущество для развития внутреннего рынка, то это совсем другое.

Еще в 2018 году фонд национальной энергетической безопасности представил свою концепцию развития внутреннего рынка газа, которая исходила из простой предпосылки: Россия обладает крупнейшими запасами газа в мире и может себе позволить развивать энергетику, промышленность и коммунально-бытовой сектор на основе самого чистого и экономичного энергоносителя.

Я прекрасно понимаю, зачем чиновникам нужны все эти игры с ВИЭ, ESG и углеродным сбором. Они хотят создать новый искусственный денежный поток, а потом сесть на распределение государственных субсидий. Но с точки зрения государственных интересов, особенно с учетом текущей ситуации, это выглядит очень спорно. Сейчас самое время отказаться от зеленого мессианства, признать, что наша главная задача – обеспечить производство нефти и газа и бороться за их место на мировых рынках. И выступить с позиций энергетического консерватизма. Внутренний потребитель должен быть обеспе-

Не покидает ощущение, что Стратегия все равно идет не от спроса, а от производственных возможностей, спрашивая, сколько можно производить, а не сколько нужно производить. Допустим, прогнозы производства просчитаны на основании инвестиционных и технологических возможностей. Но ведь стратегия должна ставить задачи, а не просто показывать существующие тренды. Она, опираясь на сценарии спроса, должна задавать четкие ориентиры в производстве электроэнергии, нефти, газа, угля и т.д., с тем чтобы энергетическая безопасность России не стала вдруг не обеспечиваемой (см. «Пять вопросов к Энергетической стратегии, 2030», «Нефтегазовая Вертикаль», № 14 (193), сентябрь 2008 г.). Но решение по этому направлению строительства нефтепровода так и не было принято. Более того, уже следующий премьер Михаил Фрадков заявлял, что «вопрос о частных трубопроводах на сегодняшний день не стоит», а глава госкомпании «Транснефть» Семен Вайншток отказывался от привлечения частного капитала для строительства магистральных трубопроводов.

чен дешевыми энергоносителями в нужном объеме, и пусть это будут именно традиционные энергоносители.

Новую экономику строили 20 лет, и итоги этого вы легко найдете в бюджетной статистике за апрель текущего года. Посмотрите, как взлетела доля нефтегаза в общих бюджетных доходах – аж 63%! И как провалилось все остальное. Если бы мы убили свой нефтегаз раньше, сейчас бы уже даже обсуждать было нечего. Сидели бы у разбитого зеленого корыта.

Экологию-то и хотят принести в жертву. Зато все озабочены низкоуглеродным развитием. Это перевернутая с ног на голову повестка, и пора вернуть ей разумный облик

Несколько слов про очень близкую климатическую тему и низкоуглеродное развитие. Лоббисты климатической политики все время говорили, что нам нужно ввести плату за углерод в ответ на политику ЕС. Идея была в том, что Европа введет механизм СВМ уже с 2026 года, и нам все равно придется оплачивать углерод в нашем экспорте. Эту логику наиболее активно продвигал уже упомянутый А. Чубайс: «Если не хотите платить за углерод в Брюсселе, тогда придется платить в России». Опять же – все это было не про развитие, а про искусственно создаваемый новый денежный поток. Но теперь-то вообще все изменилось! У нас такими темпами к 2026 году вообще торговли с ЕС не будет. Тема климата уж точно ушла на десятый план. Да и сам ЕС демонстрирует полный цинизм в вопросах климата. Скажем, Германия намерена вернуть угольные станции чтобы сократить потребление российского газа. А ведь раньше говорили, что в борьбе за климат нельзя терять ни дня. Все, забыли про девочку Грету, ведь теперь наказание России важнее проблемы потепления. Так зачем нам сейчас оставлять углеродное регулирование энергетическим приоритетом?

Стали говорить, что теперь механизм СВМ введет Китай. Очень смешно. Вы посмотрите уровень выбросов углекислого газа в Китае, и Вам все станет ясно. Китай занимается откровенной имитацией климатической политики и углеродного регулирования. Такую же имитацию нужно оперативно сделать и нам – и больше не отвлекать на это ресурсы. Мы же все машем стратегией низкоуглеродного развития до 2060 года. Или вот запустили Сахалинский эксперимент по торговле углеродом – прием официально указ был подписан уже после начала СВО. И что же он даст? Вот обещали создать в рамках эксперимента водородный кластер – но после ухода южнокорейских и японских партнеров говорить об этом сомнительно.

Еще один аргумент – что нужно думать о собственном населении. Вот тут полностью согласен. Но тогда вместо климата нужно заняться экологией. А это совершенно другой сюжет. Но сейчас как раз от экологии и отказываются! Свежие идеи: смягчение экологических норм при производстве автомобилей, разрешение на промышленное строительство в заповедниках. Экологию-то и хотят принести в жертву. Зато все озабочены низкоуглеродным развитием. Это перевернутая с ног на голову повестка, и пора вернуть ей разумный облик. Экологические требования как раз снижать нельзя. Потому что это касается интересов конкретных территорий и конкретных граждан РФ, проживающих рядом с вредными производствами. И участие в Парижском соглашении их жизнь вообще не меняет. Компании-нарушителю дешевле заплатить за углерод, чем убирать экологический ущерб. Я, кстати, уже много лет назад предлагал не ратифицировать Парижское соглашение до отказа от санкционного давления на России. Кстати, Россия его официально не ратифицировала и вступила в Парижское соглашение решением премьера. Почему мы размышляем о входе из Болонской системы и даже ВТО, но Париж остается священной коровой? Думаю, приостановить свое участие в нем до снятия санкций самое время.

Итак, мы зафиксировали, что производим на самом деле нужный товар, который только и позволяет нам сохранять бюджетную стабильность (да и замороженные резервы заработаны были нефтегазовым экспортом – и если исполнительная власть просто не знала, как потратить деньги, отрасль в этом точно не виновата). И задача России – не думать о мире после нефти и газа, а защитить их присутствие на мировом рынке. Отсюда уже должно отстраиваться налоговое регулирование нефтегаза и прочие вопросы. Сейчас наши углеводороды выдавливают с мирового рынка не потому, что нефть и газ стали неэффективны и невостребованы, а потому, что против нас врубили политические инструменты конкуренции.

Почему государство продолжает субсидировать ВИЭ? Разве может заведомо более дорогая в российских условиях по сравнению с традиционной энергия быть нашим будущим?

Теперь вопрос о спросе и геополитическом выборе. Вещи эти взаимосвязаны. Когда я говорил о спросе, я имел в виду, что Стратегия должна идти не от производства, а от потребления. И что нам нужно все же понять, где находятся наши стратегические покупатели (см. *врез*). Пока мы думали, сами покупатели дали нам ответы. Коллективный Запад взял официальный курс на ускоренное избавление от наших поставок. И теперь это

вопрос сроков. Ясно, что нужно срочно переориентироваться на азиатские рынки. Но это должна быть единая государственная политика. Комплексная. Стройка трубопроводов, развитие портов и СМП, танкерного флота. Меня просто изумляет свежая история с продажей танкеров Совкомфлота в ситуации, когда мы не знаем, как вывозить нефть. С точки зрения корпоративной логики можно найти объяснение – долговая нагрузка и старый флот. Но вот с точки зрения текущих интересов государства не все так однозначно.

Когда государственные компании продолжают сегодня воевать друг с другом – сомнительно, что это способствует развитию отрасли на данном этапе

Транспортную инфраструктуру нефтегаз не создаст. Но ведь и этого мало. Нужна перестройка всей системы трейдинга. Именно по ней и наносится сейчас удар. Сколько раз мы пытались запустить торговлю российской нефтью на российских биржах? Но даже провал этих попыток мы должным образом не проанализировали. США и Великобритания убирают нас из отлаженной глобальной системы торговли нефтью, которую сами строили десятилетиями. На это нужно отвечать. Нужно создавать систему страхования грузов, расчетов в двухсторонних валютах. Возможно, придется даже задуматься о денежной реформе. Ведь сейчас переход на рубль в расчетах за газ означает только бегство государства от валютных накоплений, но вовсе не изменение сути контрактов. В реальности нерезиденты по-прежнему платят в евро, а дальше Газпромбанк эту валюту быстро конвертирует в рубли. Это не может быть постоянным решением. Хотим полноценную торговлю за рубли – нужен совершенно другой рубль, обеспеченный чем-то реальным. Идеи такие были, сейчас пришла пора всерьез задуматься об их практическом воплощении.

Перенаправление экспортных потоков сейчас выглядит как головная боль компаний. Государство пока мало что делает как координатор их усилий. Они сами ищут варианты альтернативных продаж. Но вообще-то именно государство должно выступить организатором работы отрасли в новых стрессовых условиях. В том числе через консолидацию ресурсов и усилий для решения стратегических задач вроде ускоренного строительства инфраструктуры для перенаправления экспорта на восток и юг – причем не только транспортной, но и финансовой.

Совершенно не лишним будет и наличие национальной системы сбора и анализа данных о состоянии мировых энергетических рынков. Десятилетиями органы вла-

сти и компании опирались прежде всего на западных консалтеров, деятельность которых даже после 24 февраля никто законодательно не ограничил, и многие из которых «тушкой или чучелом» в России остались. Когда осенью 2021 года я изучал, «Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов», я был поражен, что один из главных источников данных – это Bloomberg и другие западные информационные системы. В том числе и по вопросам внутренней налоговой отчетности. Естественно, от этих систем нас очень быстро отключили. Без собственной информации и анализа никакие экономические войны мы не выиграем – будем по-прежнему жить в чужой повестке.

Идем дальше. Следующий вопрос – о собственности – заключался в сюжете о том, намерено ли государство делать акцент только на государственные корпорации. Сейчас я бы я задал его по-другому. Будет ли государство устранять разборки между корпорациями, которые в том числе ведутся под эгидой борьбы за собственность? Вот постоянно тиражируемые спекуляции вокруг судьбы ЛУКОЙЛа – они помогают нефтянке развиваться? Или когда государственные компании продолжают сегодня воевать друг с другом – сомнительно, что это способствует развитию отрасли на данном этапе.

Наконец, вопрос о нерезидентах теперь трансформируется в вопрос об импортозамещении. Иногда кажется, что давление Запада стало откровением. Стоп, мы уж восемь жили под санкциями! И об импортозамещении говорили все эти восемь лет. Может, для начала провести его аудит в нефтегазе? Вместо общих цифр, которые мало о чем говорят. Если у вас агрегат на 98% отечественный, а на 2% импортный, но этого импорта вас лишили, и заменить его нечем, то такое импортозамещение вас не спасет. Скажем, давайте разберемся, почему за восемь лет не создана российская технология полного цикла по производству крупнотоннажного СПГ. Что у нас происходит с национальным нефтесервисом и машиностроением. Или мы рассчитываем на то, что нас теперь будут выручать китайцы? Без понимая сбоек в системе импортозамещения мы и дальше останемся с красивыми презентациями про «точки прорыва». И будем наступать на одни и те же грабли с риском в итоге проломить голову. Думается, пришло время защищать традиционную энергетику и развивать как снабжающие ее отрасли, так и отрасли более высокого передела. Может, это выглядит и не слишком футуристично, но сейчас в мире явно наблюдается возврат к нижним уровням пирамиды потребностей, без которых и верхние невозможны. Если мы развалим сейчас производство углеводородов и дадим выкинуть их с мирового рынка, перспективы у нашей экономики будут не самыми радужными. ❏

13-16 СЕНТЯБРЯ 2022



**ХІ ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

GAS-FORUM.RU



<https://rurpc.ru/upload/iblock/85/8545d1ee61654086a53042f5921121b.jpg>

ЭНЕРГОПЕРЕХОД: ДОСТИЖЕНИЕ ЦЕЛЕЙ ЛЮБЫМ ПУТЕМ?

СЕРГЕЙ БЕЛОБОРОДОВ

К.т.н., НП «Энергоэффективный город»

ЕВГЕНИЙ ГАШО

Д.т.н., НИУ «МЭИ»

Значительный расход энергии и водных ресурсов при производстве водорода, парниковые выбросы, различные экологические и природные нарушения, связанные с ВИЭ, – это основные ингредиенты перехода к так называемой углеродной нейтральности. Где же логика? Хайп на водороде – очередной маркетинговый ход для сбыта технологий или осознанное усугубление климатических проблем?

Энергетическая «рентабельность» водорода

Рамочная Конвенция ООН об изменении климата, принятая в 1992 году, объединяет усилия стран, направленные на предотвращение опасных изменений климата. В соответствии с Конвенцией каждая страна «проводит национальную политику» с целью ограничения выбросов парниковых газов в атмосферу. Обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов оформлены в Парижском соглашении, регулирующем меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 года.

В рамках реализации Парижского соглашения 8 июля 2020 года была представлена стратегия развития водородной экономики [1], которая позволит Европейскому союзу достичь поставленной цели по нейтральности к углероду к 2050 году. Приоритетом для ЕС является развитие возобновляемых источников водорода, производимых с использованием, главным образом, энергии ветра и солнца. Выбор в пользу возобновляемого водорода основывается на лидирующих позициях европейской промышленности в технологиях производства электролизеров. В стратегии указано, что «инвестиции в водород будут способствовать устойчивому росту и созданию рабочих мест, что будет иметь решающее значение в контексте восстановления после кризиса COVID-19».

Важным аспектом реализации водородной стратегии Европейского союза является намерение распространить ее действия на внешних торговых партнеров с помощью экономических связей и дипломатии, в том числе за счет инвестиций «в международное сотрудничество в области климата, торговли и исследовательской деятельности». Новая промышленная стратегия ЕС предусматривает установление «глобальных стандартов высокого качества» с целью укрепления «промышленной конкурентоспособности». «ЕС будет продолжать прилагать усилия по поддержанию, обновлению и модернизации мировой торговой системы, с тем чтобы она соответствовала сегодняшним вызовам и реалиям завтрашнего дня.» [2]

Применение водорода в энергетике насчитывает более 100 лет, а первые промышленные образцы топливных элементов были созданы более 70 лет назад. Однако водородная энергетика до настоящего времени не получила широкого развития. Основным тормозом к применению водорода в энергетике является то, что для получения водорода расходуется больше энергии, чем выделяется при его использовании. Важно отметить, что для получения водорода в результате электролиза воды потребляется электрическая энергия, а в процессе использования водорода выделяется тепло, которое с эффективностью значительно меньше 100% может быть преобразовано обратно в электроэнергию.

Таким образом, на входе имеем электроэнергию значительно больше, чем на выходе. С энергетической точки зрения данный процесс не имеет смысла, а стоимость электроэнергии (тепла), получаемых в результате использования водорода, не может быть меньше или равна стоимости электроэнергии на входе в процесс электролиза. Поэтому водород необходимо рассматривать как продукт, для получения которого необходимо затратить энергию.

Получение водорода в результате электролиза может быть интересно с точки зрения обеспечения надежности и эффективности функционирования электроэнергетической системы. Потребление электроэнергии электролизерами может реагировать на изменение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме в результате малой предсказуемости выработки ВЭС и СЭС. В данном случае водород становится источником хранения возобновляемой электроэнергии. И как накопитель энергии водород конкурирует с другими типами накопителей [3,4,5].

Необходимо отметить, что при работе с водородом требуется обеспечить высокий уровень безопасности. Взрывоопасная концентрация водорода с воздухом по объему составляет от 5% до 75%, чтократно превышает аналогичный диапазон для природного газа.

Удельные выбросы углекислого газа как оценка экологической эффективности

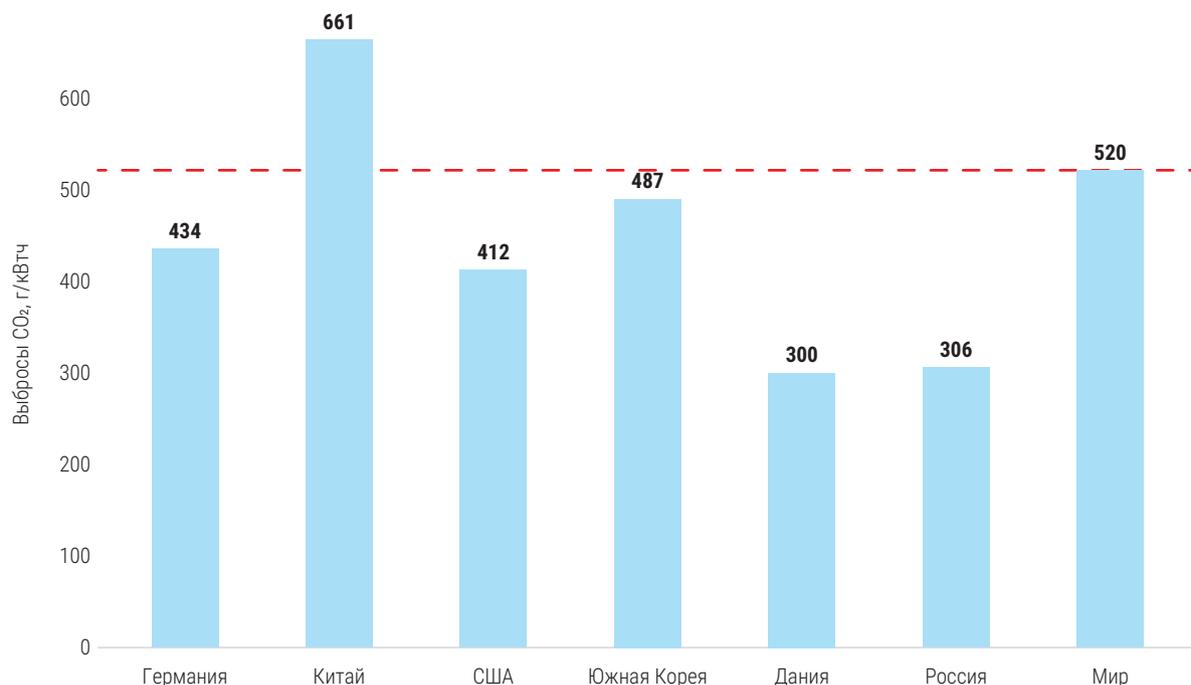
Экологическая эффективность использования топлива на электростанциях определяется удельными выбросами углекислого газа. В настоящее время удельные выбросы CO₂ на выработку электрической энергии (гСО₂/кВтч) в целом по энергосистеме РФ на 26% ниже, чем в США, на 30% ниже, чем Германии, в два раза ниже, чем в Китае, на 41% ниже среднемировых значений, и соответствуют уровню Дании (см. «Сравнение удельных значений выброса углекислого газа на выработку электроэнергии») [7].

Удельные выбросы CO₂ на выработку электрической энергии в энергосистеме РФ ниже, чем в США, Германии, Португалии, Мексике, Голландии, Японии, Южной Корее, Китае, Австралии, Индонезии, Индии, Польши и ЮАР, находятся на уровне Дании, Италии и в целом ЕС (27) [8,9].

Экологическая эффективность экономики Российской Федерации

Российская Федерация является одним из лидеров по снижению объема выбросов парниковых газов в мире. За период с 1990 года по 2017 год совокупный антропогенный выброс парниковых газов в Российской Федерации с учетом ЗИЗЛХ (землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство) снизился на 49,3%, а без учета ЗИЗЛХ – на 33,4% [10,11]. С учетом Ве-

Сравнение удельных значений выброса углекислого газа на выработку электроэнергии

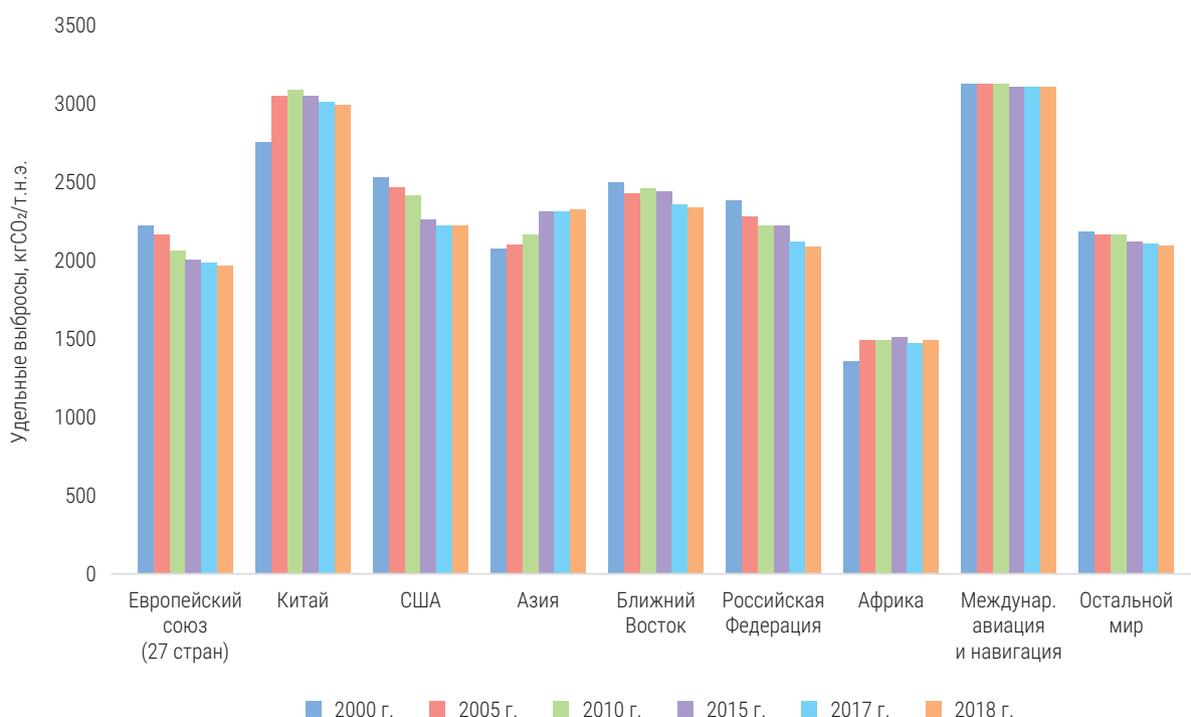


Великобритании совокупные выбросы парниковых газов без учета ЗИЗЛХ в ЕС снизились на 21,6%, а без учета Великобритании – на 19% [12].

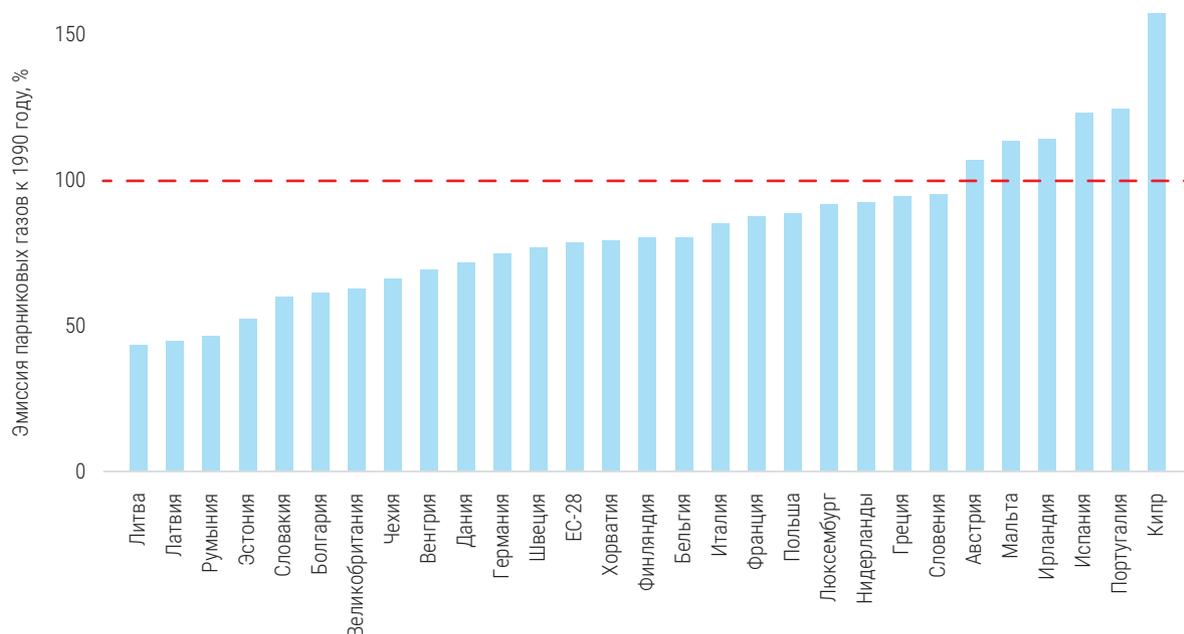
Эффективность структуры топливного баланса характеризуется удельными выбросами CO₂ на единицу по-

требленной энергии. Снижение удельных выбросов CO₂ показывает улучшение эффективности структуры топливного баланса. В 2000 году удельные выбросы CO₂ в мире составляли 2316 кгCO₂/т.н.э., в 2018 году выросли до 2347 кгCO₂/т.н.э.

Удельные выбросы углекислого газа



Эмиссия парниковых газов без учета ЗИЗЛХ по странам ЕС в 2017 году к 1990 году



На рисунке «Удельные выбросы углекислого газа» представлена динамика удельных выбросов CO₂ за период с 2000 по 2018 годы в региональном разрезе [13].

За рассматриваемый период удельные выбросы CO₂ в Российской Федерации снизились на 22,2%, в США – на 22,4%, в странах ЕС – на 21,7%. Одним из ключевых факторов снижения удельных выбросов в США и ЕС стало снижение доли угля и роста доли природного газа в энергобалансе [7].

Удельные выбросы CO₂ в Российской Федерации в 2018 году составили 94,7% и 70,1% от показателей в США и Китае соответственно, 106,6% от удельных выбросов в Европейском союзе (27 стран). Необходимо отметить, что Российская Федерация и США являются лидерами по снижению удельных выбросов CO₂ за период с 2000 по 2018 год, опережая ЕС.

Данные снижения выбросов парниковых газов без учета ЗИЗЛХ в странах ЕС в 2017 году относительно 1990 года представлены на рисунке «Эмиссия парниковых газов без учета ЗИЗЛХ по странам ЕС в 2017 году к 1990 году» [13,14].

Выбросы парниковых газов в 2017 году в Литве, Латвии и Румынии составляли менее 50% от величины 1990 года, в Эстонии, Словакии и Болгарии – менее 60%. в Великобритании, Чехии и Венгрии – менее 70%. Выбросы парниковых газов в Австрии, на Мальте, в Ирландии, Испании, Португалии и на Кипре превысили объемы 1990 года.

Снижение выбросов углекислого газа в энергосистеме Европейского союза

Снижение выбросов углекислого газа может быть достигнуто за счет изменения структуры топливного балан-

са, повышения эффективности производства электрической энергии и тепла, роста доли комбинированной выработки электрической энергии и тепла, развития ВИЭ. Основной вклад в снижение выбросов углекислого газа в энергосистеме ЕС произошел за счет снижения доли угольной генерации с 39,29% в 1990 году до 20,55% в 2017 году (см. «Выработка электрической энергии в ЕС») [13].

Наиболее сильно снижается доля электростанций, использующих в качестве топлива каменный уголь. Каменный уголь импортируется в страны Европейского союза, в то время как бурый уголь добывается местными компаниями на территории ЕС. Необходимо отметить, что удельные выбросы углекислого газа на кВтч при сжигании бурого угля выше, чем при сжигании каменного угля.

За данный период времени доля выработки электроэнергии на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ, выросла с 7,42% до 20,14%.

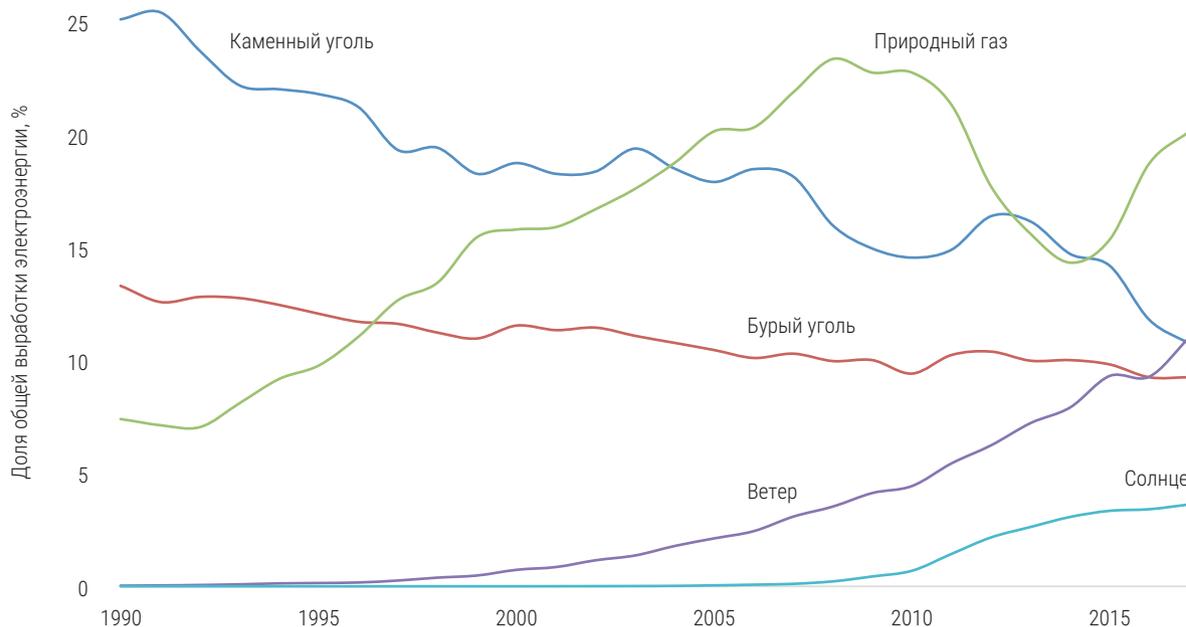
Снижение выбросов углекислого газа в энергосистеме США

Основной вклад в снижение выбросов углекислого газа в энергосистеме США произошел за счет снижения доли угольной генерации с 49,6% в 2005 году до 23,4% в 2019 году (см. «Выработка электрической энергии в США») [15].

За данный период времени доля выработки электроэнергии на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ, выросла с 18,8% до 38,4%. Доля ВЭС в балансе электрической энергии в 2019 году составила 7,1%, а СЭС – 1,7%.

Снижение производства электрической энергии на угольных станциях в основном компенсируется увеличе-

Выработка электрической энергии в ЕС



нием производства электроэнергии на газовых станциях. Основной вклад в снижение выбросов CO₂ в США вносит замена угольной генерации на газовую.

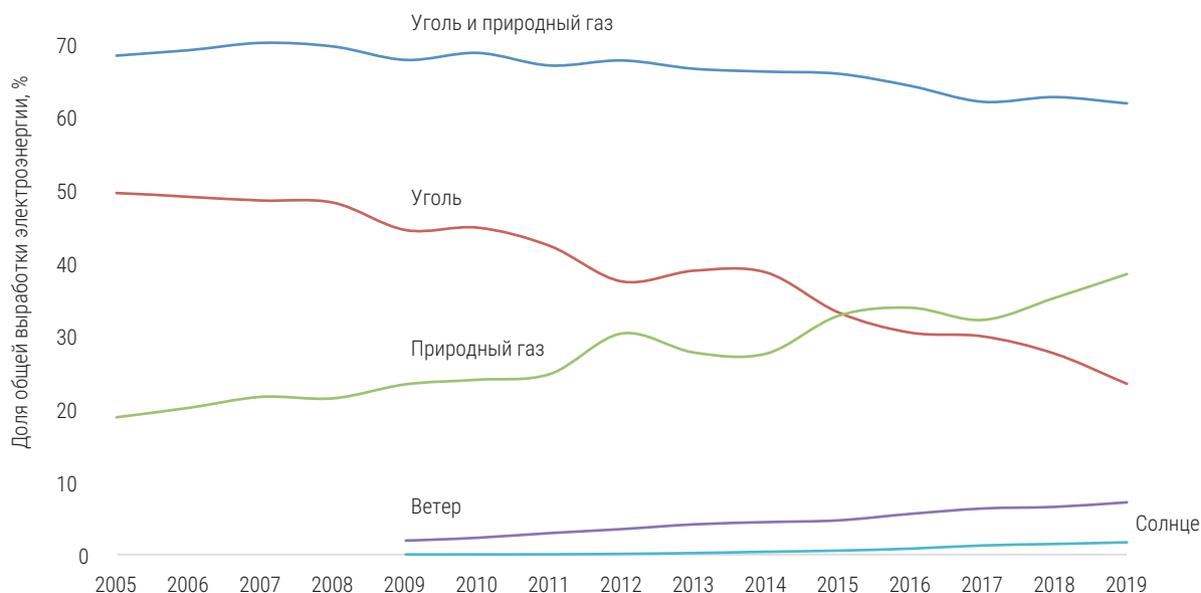
Место природного газа в энергопереходе экономики ЕС

Основными методами получения водорода являются: паровой риформинг метана; электролиз воды; пиролиз

метана (без доступа кислорода) (см. «Основные методы получения водорода»).

Паровой риформинг характеризуется выбросами углекислого газа, пиролиз метана (без доступа кислорода) – выбросами углерода. Процесс получения водорода в результате электролиза воды считается нейтральным к углероду. Однако важно учитывать выбросы углекислого газа при производстве дистиллированной воды, используемой в процессе электролиза. Необходимо отметить,

Выработка электрической энергии в США



Основные методы получения водорода

Метод	Химическая реакция
Паровой риформинг метана	$\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = 4\text{H}_2 + \text{CO}_2 - 165 \text{ кДж}$
Электролиз воды	$2\text{H}_2\text{O} = 2\text{H}_2 + \text{O}_2 - 571 \text{ кДж}$
Пиролиз метана (без доступа кислорода)	$\text{CH}_4 = \text{C} + 2\text{H}_2 - 75,7 \text{ кДж}$

что химически очищенная вода необходима для парового риформинга метана.

Для производства требуемого объема водорода в процессе пиролиза метана (без доступа кислорода) потребуется 2074 млрд м³ метана, в процессе парового риформинга метана – 1037 млрд м³ метана. Мировая добыча природного газа в 2018 году составила около 4000 млрд м³. Таким образом, потребность ЕС в метане при производстве водорода методом пиролиза метана (без доступа кислорода) превысит 50% годовой добычи природного газа, а методом парового риформинга метана – 25%. Для сравнения, импорт природного газа в странах ЕС в 2018 году составил 371 млрд м³ и сжиженного природного газа – 51,6 млрд м³ [13].

В процессе пиролиза метана (без доступа кислорода) масса углерода, подлежащего утилизации, составит 1111 млн тонн. Для сравнения, импорт угля странами ЕС (27) в 2018 году составил 144 млн тонн [13].

В процессе парового риформинга метана объем углекислого газа, подлежащего утилизации, составит 2037 млн тонн (1037 млрд м³). Принимая во внимание ограниченность мировых запасов природного газа, ни пиролиз метана (без доступа кислорода), ни паровой риформинг метана не могут рассматриваться в качестве основных методов получения водорода.

Потребность ЕС в ресурсах для энергетического перехода

Приоритетом водородной стратегии ЕС является получение «зеленого» водорода. Для реализации программы производства «зеленого» водорода необходимы: территория для размещения требуемой мощности ВЭС и СЭС; морская и речная вода для получения дистиллированной воды.

Водородная стратегия является попыткой ЕС одновременно решить проблему дефицита ископаемых энергетических ресурсов на территории Евросоюза и проблемы надежности функционирования электроэнергетической системы из-за неравномерности и малой предсказуемости выработки электроэнергии ВЭС и СЭС. Использование процесса получения водорода в результате электролиза может быть интересно с точки зрения обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии

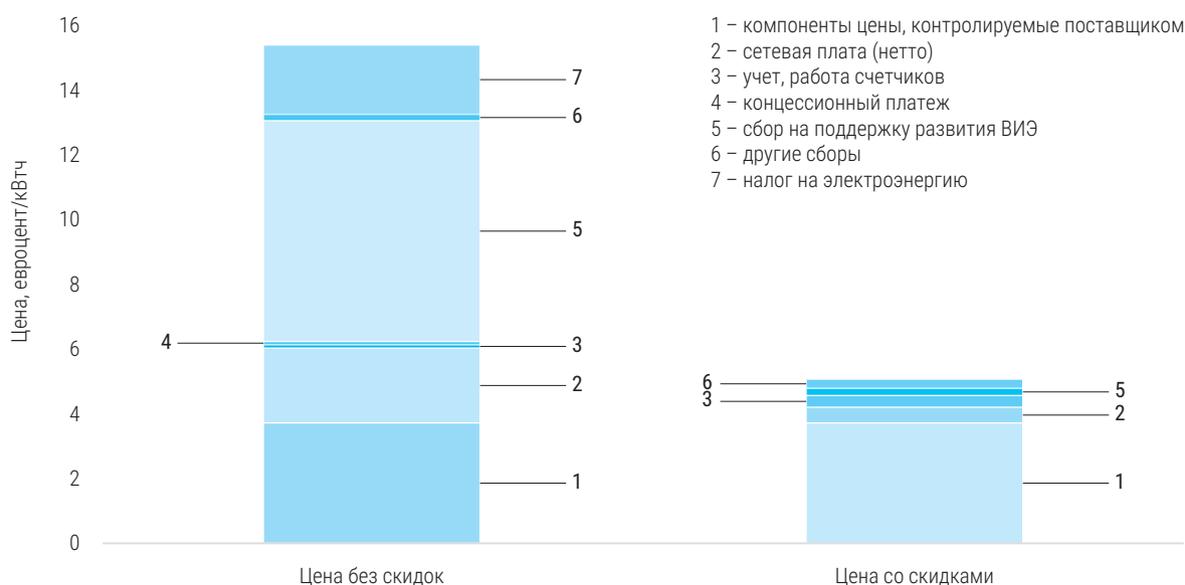
[16,17]. Потребление энергии электролизерами будет реагировать на изменение баланса в энергосистеме в режиме реального времени. Появление данных технологий ожидается к 2030 году [18]. В данном случае водород становится источником хранения возобновляемой электроэнергии и конкурирует с другими типами накопителей. Эффективность цикла к 2025 году достигнет не более 68%, что ниже, чем у ГАЭС [19].

При переходе экономики ЕС на «зеленый» водород требуемая установленная мощность ВЭС составит 5655 ГВт и СЭС – 3658 ГВт, что более чем в 30 раз превышает текущие значения [20]. При условии 25-летнего жизненного цикла ВЭС и СЭС ежегодный ввод в эксплуатацию ВЭС и СЭС превысит 220 ГВт и 140 ГВт соответственно. Также необходимо обеспечить выдачу мощности в электрическую сеть. При размещении требуемого количества ВЭС и СЭС страны ЕС столкнутся с дефицитом территории. Учитывая требование к минимальному расстоянию между мачтами ВЭС, площадь ветропарков составит до 38,5% от площади европейских стран [20]. Важно отметить, что в Стратегии сохранения биоразнообразия до 2030 года Европейская Комиссия предлагает преобразовать не менее 30% европейских земель и морей в эффективно управляемые охраняемые территории, что существенно сократит возможности для размещения ВЭС и СЭС [21].

Для производства необходимого объема водорода в процессе электролиза воды потребуется около 4 км³ дистиллированной воды в год. При этом средний расход исходной воды для получения дистиллированной воды превысит минимальный сток всех крупнейших рек ЕС, за исключением Дуная. А годовой объем потребления исходной воды может превысить годовой сток рек Сены и Тахо и равняться годовому стоку рек Эльбы и Луары [20]. Отдельным вопросом является утилизация отходов производства дистиллированной воды (рассолов) с учетом экологических требований.

Важным аспектом производства «зеленого» водорода является использование энергетических и водных ресурсов, характеризующихся значительной сезонной и суточной неравномерностью. При переходе на водородную экономику потребуется решить сложную задачу обеспечения баланса производства и потребления «зеленого» водорода с учетом сезонной и суточной неравномерности производства электрической энергии ВИЭ, сезонной не-

Цена электроэнергии для группы промышленных потребителей (24 ГВтч/год) на 1 апреля 2018 года



равномерности водных ресурсов, а также принять во внимание риски маловодных лет [20]. Неравномерность и малая предсказуемость выработки ВЭС и СЭС потребуют создания комплексной системы накопителей электроэнергии, хранения исходной и дистиллированной воды, а также водорода.

Важно отметить, что в соответствии с Рамочной директивой по водным ресурсам отсутствие барьеров для свободного непрерывного течения воды является ключом к достижению хорошего статуса европейских вод. Совокупное воздействие большого числа речных барьеров в Европе является одной из основных причин более чем 80%-ного сокращения биоразнообразия пресноводных ресурсов и потери 55% контролируемых популяций мигрирующих рыб. Стратегия ЕС в области биоразнообразия направлена на восстановление по меньшей мере 25 000 км свободно текущих рек к 2030 году путем устранения барьеров и восстановления пойм и водно-болотных угодий [21].

Промышленные потребители ЕС имеют льготы по оплате развития ВИЭ

В официальную статистику ЕС по структуре стоимости электрической энергии для промышленных потребителей включаются обязательные платежи по поддержке развития ВИЭ и когенерации. Однако, официальные данные о стоимости электроэнергии для промышленных потребителей в ЕС, как правило, публикуются без учета предоставляемых скидок.

В системе централизованного электроснабжения Германии промышленным потребителям, использую-

щим электроэнергию в базовой части суточного графика нагрузок, предоставляются значительные скидки к цене электроэнергии. На рисунке «Цена электроэнергии для группы промышленных потребителей (24 ГВтч/год) на 1 апреля 2018 года» представлена структура цены электрической энергии при наличии и отсутствии скидок для промышленных потребителей категории 24 ГВтч/год на 1 апреля 2018 года [17].

Цена электрической энергии для промышленных потребителей, получивших все возможные скидки и освобождения по уплате налогов и сборов, могла снизиться с 15,3 евроцента/кВтч до 4,73 евроцента/кВтч [22].

Промышленные потребители, работающие в базовой части суточного графика нагрузок в Германии, имеют возможность получить скидку до 95% к установленным платежам по поддержке ВИЭ и когенерации, а также скидку до 80% к сетевым тарифам, фактически не оплачивая подключение ВИЭ к электрическим сетям.

Трансграничный налог на выбросы парниковых газов

Следующим шагом по продвижению водородной и новой промышленной стратегии стала публикация 14 июля 2021 года Европейским парламентом пакета предложений по изменениям в экономике ЕС, позволяющим обеспечить сокращение выбросов парниковых газов к 2030 году на величину не менее 55% по сравнению с 1990 годом, а к 2050 году стать первым климатически нейтральным континентом.

Пакет предложений включает в том числе правила пограничного углеродного регулирования Carbon Border

Adjustment Mechanism (CBAM) [23]. Предполагается, что в рамках механизма CBAM цена на выбросы углекислого газа будет одинаковой как для продукции европейских производителей, так и для импортных товаров.

Таким образом, Европейским союзом декларируется недискриминационный характер механизма CBAM и его соответствие правилам ВТО и другим международным обязательствам ЕС.

CBAM нацелен на решение вопросов обеспечения конкурентоспособности:

- централизованных систем электроснабжения промышленных потребителей с автономными источниками электроснабжения в энергосистемах стран ЕС с большой долей ВЭС и СЭС;
- внутри Европейского союза стран, имеющих специальные программы развития ВИЭ, со странами, не имеющими таких программ;
- защита европейских производителей на рынке Европейского союза.

Поэтому, утверждения о значительных потерях российской экономики в результате ввода CBAM являются необоснованными.

Изменение материалоемкости энергосистемы

При переходе энергосистемы на «зеленый» водород происходит значительный рост ее материалоемкости в результате снижения КИУМ ее элементов и роста удельных показателей материалоемкости основного оборудования. При условии вывода из эксплуатации атомных электростанций (АЭС), такой рост материалоемкости оценивается в 18,6 раза. Это сопровождается значительным изменением структуры потребляемых ресурсов. Если в материалах ТЭС и АЭС доля бетона составляет до 80%, то в «водородных энергосистемах» растет доля углепластика, редких и редкоземельных материалов, платины, титана, лития, кадмия и др. Естественно, это приведет к необходимости кратного роста добычи, переработки и транспортировки этих материалов, что негативно скажется на экологической ситуации.

Инициатива «European Hydrogen Backbone»

Инициатива «Европейская магистральная водородная магистраль» (ЕНВ) – это группа операторов Европейских газотранспортных систем (TSOs), которая разработала предложение о специальной инфраструктуре водородных трубопроводов, в значительной степени основанной на перепрофилированных трубопроводах природного газа.

На 2021 год инициатива ЕНВ поддержана 23 европейскими газотранспортными компаниями, газовые сети ко-

торых охватывают 19 государств-членов ЕС, а также Великобританию и Швейцарию.

В отчете [24], подготовленном в рамках инициативы ЕНВ, указывается, что природный газ будет востребован для обеспечения безопасности энергетических поставок в 2020 и 2030-х годах, однако часть газовой инфраструктуры может быть освобождена для транспортировки водорода при условии, что «со временем водород станет конкурентоспособным товаром и энергоносителем, играющим ключевую роль в будущей энергетической системе».

В рамках инициативы ЕНВ разработан сценарий создания водородной инфраструктуры в Европе, основанный на национальных стратегиях и процессах планирования в области водорода, а также на оценке объявленных проектов по поставкам и спросу на водород.

На апрель 2021 года в рамках инициативы ЕНВ предлагается к 2040 году формирование системы газопроводов для транспортировки водорода в 21 европейской стране общей протяженностью 39 700 км.

Таким образом, инициатива ЕНВ является долгосрочным проектом европейских газотранспортных компаний, рассчитанным на горизонт 2040 года, когда, в случае снижения потребления природного газа, часть газовой инфраструктуры может быть освобождена для транспортировки водорода. Проект находится в стадии проработки. Перспективы проекта зависят от перспектив водорода как энергоносителя в будущей энергетической системе.

Достижимость Европейским союзом озвученных целей

Ограниченность ресурсов в странах ЕС, а также неравномерность и малая предсказуемость производства электроэнергии ВЭС и СЭС, величины стока рек, потребления электрической энергии и тепла, топлива ставят вопросы о достижимости полного перехода экономики на «зеленый» водород. При этом водородная стратегия не решает вопросы со снижением выбросов парниковых газов в таких секторах, как сельское хозяйство, утилизация отходов, ЗИЗЛХ. Снижение выбросов в секторе промышленного производства возможно только после изменения структуры экономики ЕС. Доля выбросов парниковых газов, связанная с сектором энергетики, составила в 2017 году 75,1% в ЕС (28).

В 2020 году в ЕС (27) было введено в промышленную эксплуатацию 10,5 ГВт ВЭС и 19,3 ГВт СЭС, что составляет менее 5% и 14% от требуемого объема для достижения углеродной нейтральности к 2050 году и менее 4% и 11% от требуемого объема для достижения целей по снижению выбросов парниковых газов на 55% относительно уровня 1990 года соответственно. В 2021 году было построено всего 11 ГВт ВЭС и 25,9 ГВт СЭС. Нет оснований считать, что объем строительства ВЭС и СЭС существенно изменится в 2022 году.

Перспективы экспорта водорода в Европейский союз

Необходимость перехода экономики Российской Федерации на «зеленый» водород объясняется возможностью занять долю мирового рынка водорода. В прогнозах экспорта водорода в объеме 20-30 млрд долларов в год из России в Европейский союз к 2030 году экспертами не учитывается себестоимость производства и транспортировки «зеленого» водорода.

К сожалению, экспорт самого дорогого в мире «зеленого» водорода на тысячи километров в страны, где себестоимость производства «зеленого» водорода значительно ниже, чем в Российской Федерации, с экономической точки зрения не имеет смысла.

Важно отметить, что будущий мировой рынок «зеленого» водорода – это не рынок топлива в современном его понимании, а рынок технологий. Европейский союз желает экспортировать в Российскую Федерацию электролизеры, топливные элементы, другое сопутствующее оборудование для энергоперехода. Российский «зеленый» водород им не нужен.

Влияние ветровых и солнечных электростанций на изменение климата

Площадь ветропарков для обеспечения энергоперехода на «зеленый» водород может достигать до 38,5% территории Европейского союза. Ветропарк таких размеров будет оказывать влияние как на локальные, так и на глобальные изменения климата.

Использование ветряных турбин для удовлетворения 10% или более мирового спроса на энергию в 2100 году может привести к потеплению поверхности, превышающему 1°C, на суше. Напротив, поверхностное охлаждение, превышающее 1°C, вычисляется для океанских установок. Также происходит значительное потепление или похолодание, удаленное как от наземных, так и от океанских объектов, а также изменения глобального распределения осадков и облаков [25]. В средних широтах, особенно в Северном полушарии, наблюдаются изменения в крупномасштабных осадках, что указывает на влияние на погодные системы средних широт. Хотя изменения в локальных конвективных и крупномасштабных осадках в некоторых районах превышают 10%, средние глобальные изменения не очень велики [25].

Широкомасштабное использование энергии ветра приведет к локальным и глобальным изменениям климата за счет извлечения кинетической энергии и изменения турбулентного переноса в пограничном слое атмосферы. Изменение глобальной средней приземной температуры воздуха в результате строительства ветропарков незначительно, однако региональные пиковые сезонные отклики

превышают 2°C. Ожидается похолодание в зимний сезон на большей части Европы, что контрастирует с потеплением в зимний сезон в Северной Америке [26].

Воздействие ветра и солнца на климат не обязательно незначительны. Воздействия за пределами ветроэлектростанции иногда столь же велики по величине, как и воздействия внутри ветроэлектростанции [27]. Воздействие на климат в результате строительства ветропарков является немедленным, в то время как климатическая выгода от снижения выбросов парниковых газов является вопросом будущего [26].

Оксидоуглеродный след ВЭС и СЭС

Производство электрической энергии ВЭС и СЭС характеризуется сезонной и суточной неравномерностью и малой предсказуемостью. Суточный максимум выработки СЭС имеет место в 12-13 часов, а в ночные часы выработка электроэнергии равна нулю. В течение месяца выработка ВЭС может несколько раз изменяться от нуля до располагаемой мощности. Продолжительность периодов, характеризующихся малой выработкой электроэнергии ВЭС, может составлять до нескольких недель непрерывно [28].

Рост доли выработки электроэнергии ВЭС и СЭС в энергосистемах стран ухудшает режимы загрузки других источников электроэнергии (ГЭС, ТЭС и АЭС). Для обеспечения баланса производства и потребления электрической энергии тепловые электростанции вынуждены работать в неэффективных режимах с более низким электрическим КПД.

К сожалению, в литературе не уделяется достаточного внимания анализу изменения расхода топлива и роста выбросов парниковых газов тепловыми электростанциями в результате роста доли ВЭС и СЭС в энергосистеме.

В отсутствие накопителей электрической энергии баланс производства и потребления электрической энергии осуществляется за счет загрузки тепловых электростанций (ТЭС) в пиковом режиме. Сокращается объем эффективной комбинированной выработки электрической энергии и тепла ТЭС, парогазовых электростанций (ПГУ).

При замещении ПГУ на ГТУ, ПГУ-ТЭС на ПГУ отсутствие роста выбросов парниковых газов будет обеспечено при КИУМ ВЭС и СЭС, равном 30%. При замещении ПГУ-ТЭС на ГТУ, ПСУ-ТЭС на ГТУ отсутствие роста выбросов парниковых газов будет обеспечено при КИУМ ВЭС и СЭС около 50%. Для информации, в 2021 году в ЕЭС России фактический КИУМ СЭС составил 14,40%, КИУМ ВЭС – 28,31%.

Таким образом, рост доли ВЭС и СЭС может привести к росту выбросов парниковых газов в энергосистеме.

Выполнение Указа Президента РФ по снижению выбросов парниковых газов

Указом Президента РФ поставлена задача обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития РФ [29].

Изменение объема выбросов парниковых газов рассчитывается относительно показателей 1990 года, принятых в качестве базовых значений. Выбросы рассчитываются для [10,11]:

- энергетического сектора, включающего сжигание всех видов ископаемого топлива, утечки и технологические выбросы продуктов в атмосферу;
- промышленных процессов и использования продукции;
- сельского хозяйства;
- сектора землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ);
- отходов.

Площадь сельскохозяйственных земель в Российской Федерации сократилась почти в два раза, с 638 млн га в 1990 году до 382 млн га к 2020 году. Общая площадь неиспользуемых сельхозугодий в России в 2015 году составляла 97,2 млн га, или 44% всех сельскохозяйственных угодий страны [30]. Рост площади лесов в результате снижения активности в аграрном секторе с 1991 года является объективным результатом деятельности Российской Федерации в секторе ЗИЗЛХ за рассматриваемый период. Возраст лесов, выросших на неиспользуемых землях сельскохозяйственного назначения, не превышает 30 лет.

В рамках инерционного сценария Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [31] для снижения выбросов парниковых газов на 70% относительно 1990 года требуется дополнительное поглощение лесов в 2030 году – 784 млн т CO₂ в год. Рост поглощения парниковых газов в размере 650 млн т CO₂ в год обеспечил снижение выбросов на 70% в 2019 году.

Учет поглощения углекислого газа заросших лесом и кустарниками сельхозугодий позволит увеличить поглощение парниковых газов в секторе ЗИЗЛХ, что, в зависимости от продуктивности и полноты лесов, может обеспечить достижение не только целевых показателей, поставленных в Указе Президента РФ, но и нейтральности экономики РФ к выбросам парниковых газов.

Выводы

1. В настоящее время планы Европейского союза по снижению выбросов парниковых газов носят декларативный характер и не подтверждены реальными действиями.

2. Широкомасштабное использование энергии ветра оказывает влияние на изменение климата, происходит значительное потепление и похолодание вдали от ветряных установок, а также изменения глобального распределения осадков и облаков.

3. Рост доли ВЭС и СЭС может привести к росту выбросов парниковых газов в энергосистеме.

4. Европейским парламентом вводится Carbon Border Adjustment Mechanism, предполагающий трансграничное налогообложение импортных товаров за выбросы парниковых газов, в том время как:

- фактический ввод в промышленную эксплуатацию электрической мощности ВЭС и СЭС менее 10%, требуемых для достижения углеродной нейтральности к 2050 году;
- появление электролизеров, потребление электроэнергии которых зависит от фактического баланса в энергосистеме, ожидается не ранее 2030 года;
- отсутствуют полностью экологически безопасные промышленные технологии утилизации ВЭС, СЭС, электролизеров, аккумуляторных батарей и топливных элементов;
- европейские промышленные потребители, работающие в базовой части суточного графика, фактически не оплачивают развитие ВЭС и СЭС в энергосистеме ЕС, включая подключение ВИЭ к электрической сети.

5. Учет поглощения углекислого газа заросших лесом и кустарниками сельхозугодий позволит обеспечить выполнение целевых показателей, поставленных в Указе Президента РФ, по снижению выбросов парниковых газов на 70% относительно показателей 1990 года.

6. Необходимо обеспечить долгосрочное финансирование работ российских институтов и лабораторий по учету объемов поглощения парниковых газов в секторе ЗИЗЛХ. ❗

Список литературы

1. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 8.7.2020.
2. A New Industrial Strategy for Europe // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 10.3.2020.
3. Mainstreaming RES: Flexibility portfolios. Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables // European Commission, Brussels – July 2017.
4. Energy storage – the role of electricity // Commission staff working document, European Commission, Brussels – 1.2.2017.

5. Paul Denholm, Erik Ela, Brendan Kirby, and Michael Milligan The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation // Technical Report NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory, USA – January 2010.
6. The Future of Hydrogen // Technology report, IEA, – June 2019 <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#>
7. Белобородов С.С. Снижение эмиссии CO₂: развитие когенерации или строительство ВИЭ? // Энергосовест – 2018 – №1 (51), стр. 16-25.
8. Staffell, M. Jansen, A. Chase, E. Cotton and C. Lewis (2018). Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby. <https://www.drax.com/wp-content/uploads/2018/12/Energy-Revolution-Global-Outlook-Report-Final-Dec-2018-COP24.pdf>.
9. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. Оценки «углеродоемкости» и углеродной «нейтральности» экономики ЕС и РФ // Промышленная энергетика – 2021 – №11, стр. 38-47.
10. Четвертый двухгодичный доклад Российской Федерации, представленный в соответствии с решением 1/CP.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата // Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – Москва – 2019.
11. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов их источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2019 гг. // Романовская А.А., Нахутин А.И., Гинзбург В.А. и др. – Москва – 2021.
12. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. О сбалансированности страновых показателей эмиссии и поглощения парниковых газов // Промышленная энергетика – 2021 – №8, стр. 37-47.
13. EU in figures Energy statistical pocketbook 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020.
14. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>
15. Electric Power Annual 2019 // U.S. Energy Information Administration (EIA) – October 2020.
16. Белобородов С.С. Влияние суточной и сезонной неравномерности выработки электроэнергии солнечными и ветроэлектростанциями на структуру генерирующих мощностей в энергосистеме Германии // Электрические станции, 2020 – №5, стр. 2-7.
17. Белобородов С.С. Влияние развития ВИЭ на конкурентоспособность централизованной системы электроснабжения промышленных потребителей в энергосистеме Германии, а также на изменения режимов работы газовой сети // Электрические станции, 2020 – №9, стр. 2-11.
18. Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe // Christopher Andrey, Paul Barberi and etc., Final report, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels – March 2020.
19. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. Конкурентоспособность экономики при переходе на водородную энергетику. Водород в энергетике Европейского Союза // Промышленная энергетика – 2021 – №1, стр. 44-55.
20. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. Переход ЕС к водородной энергетике: потребность в ресурсах // Промышленная энергетика – 2021 – №6, стр. 36-47.
21. Tracking barriers and their impacts on European river ecosystems // EEA <https://www.eea.europa.eu/publications/tracking-barriers-and-their-impacts>
22. Monitoring Report 2018 [Electronic resource]. – Bundesnetzagentur fur Elektrizitat, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen / Bundeskartellamt, 2019. – (<https://www.bundesnetzagentur.de/>).
23. 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 14.7.2021 COM(2021) 550 final.
24. Jaro Jens, Anthony Wang, Kees van der Leun, Daan Peters, Maud Buseman «Extending the European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries» // APRIL 2021.
25. C. Wang and R. G. Prinn Potential climatic impacts and reliability of very large-scale wind farms // Atmos. Chem. Phys., 10, 2053–2061, 2010 www.atmos-chem-phys.net/10/2053/2010/
26. David W. Keith, Joseph F. DeCarolis, David C. Denkenberger, Donald H. Lenschow, Sergey L. Malyshev, Stephen Pacala, and Philip J. Rasch The influence of large-scale wind power on global climate // PNAS – November 16, 2004 – vol. 101 – no. 46 – 16115–16120 www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.0406930101
27. Miller and Keith, Climatic Impacts of Wind Power, Joule (2018), <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.09.009>.
28. Белобородов, С.С. Обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Германии в дни с максимальной выработкой ВИЭ // Электрические станции. – 2020. – №2. – Стр. 16-22.
29. Указ Президента Российской Федерации от 4 ноября 2020 года №666 О сокращении выбросов парниковых газов.
30. Доклад о состоянии и использовании земель сельскохозяйственного назначения Российской Федерации в 2016 году. – М.: ФГБНУ «Росинформагротех», 2018. – 240 с.
31. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года // Распоряжение Правительства РФ от 29 октября 2021 года №3052-р.

6-й ежегодный международный
инвестиционный

Восточный нефтегазовый форум

6–7 июля 2022
Владивосток

VOSTOC CAPITAL
— 20 лет успеха —



При поддержке
Правительства
Приморского края

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР:



ГАЗПРОМБАНК

ЛОГИСТИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР:



ПРИНИМАЮЩИЙ
ПАРТНЕР:



СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И ПОЧЕТНЫХ ГОСТЕЙ 2021:



**Олег
Кожемяко**

Губернатор
Приморского края



**Олег
Баранов**

Директор,
Дальгазресурс



**Елена
Пархоменко**

Заместитель председателя
правительства Приморского
края



**Любовь
Бриш**

Генеральный директор,
Газпром гелий сервис



**Олег
Косолапов**

Министр природных
ресурсов и экологии
Магаданской области



**Алексей
Каменский**

Руководитель проекта
«Сахалин»,
Газпром нефть шельф

САМОЕ ИНТЕРЕСНОЕ В ПРОГРАММЕ:

Стратегия Правительства по развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока. Точки роста и развития нефтегазовой отрасли

25+ крупнейших нефтегазовых проектов: взгляд в будущее.

Планы по строительству, модернизации и расширению производственных мощностей со сроком реализации до 2025 г. и позднее

Фокус-сессия: газификация Дальнего Востока. Какие шаги необходимо предпринять для обеспечения регионов газом? Создание газовой инфраструктуры в регионах

Важно! Газопереработка и нефтехимия – тенденции развития на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири. Практические примеры реализации проектов по нефтегазопереработке и нефтегазохимии в регионе. Развитие водородных проектов

Геологоразведка и добыча.

Проблемы и перспективы разведки крупнейших нефтегазовых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока

Новое: Устойчивое будущее с помощью декарбонизации.

Успешные примеры реализации программы на предприятиях. Какие методики помогут вывести производство на новый уровень?

Развитие логистики, инфраструктуры и транспортировки нефти и газа.

Создание пунктов перевалки продуктов нефтегазовой отрасли на Дальнем Востоке для обеспечения реализации экспортного потенциала и выхода на рынки АТР

30+ часов делового и неформального общения.

Встречи один на один по заранее согласованному графику, приветственный коктейль, торжественный ужин, деловые обеды, кофе-брейки, интерактивные дискуссии и многое другое

СРЕДИ ПОСТОЯННЫХ УЧАСТНИКОВ:

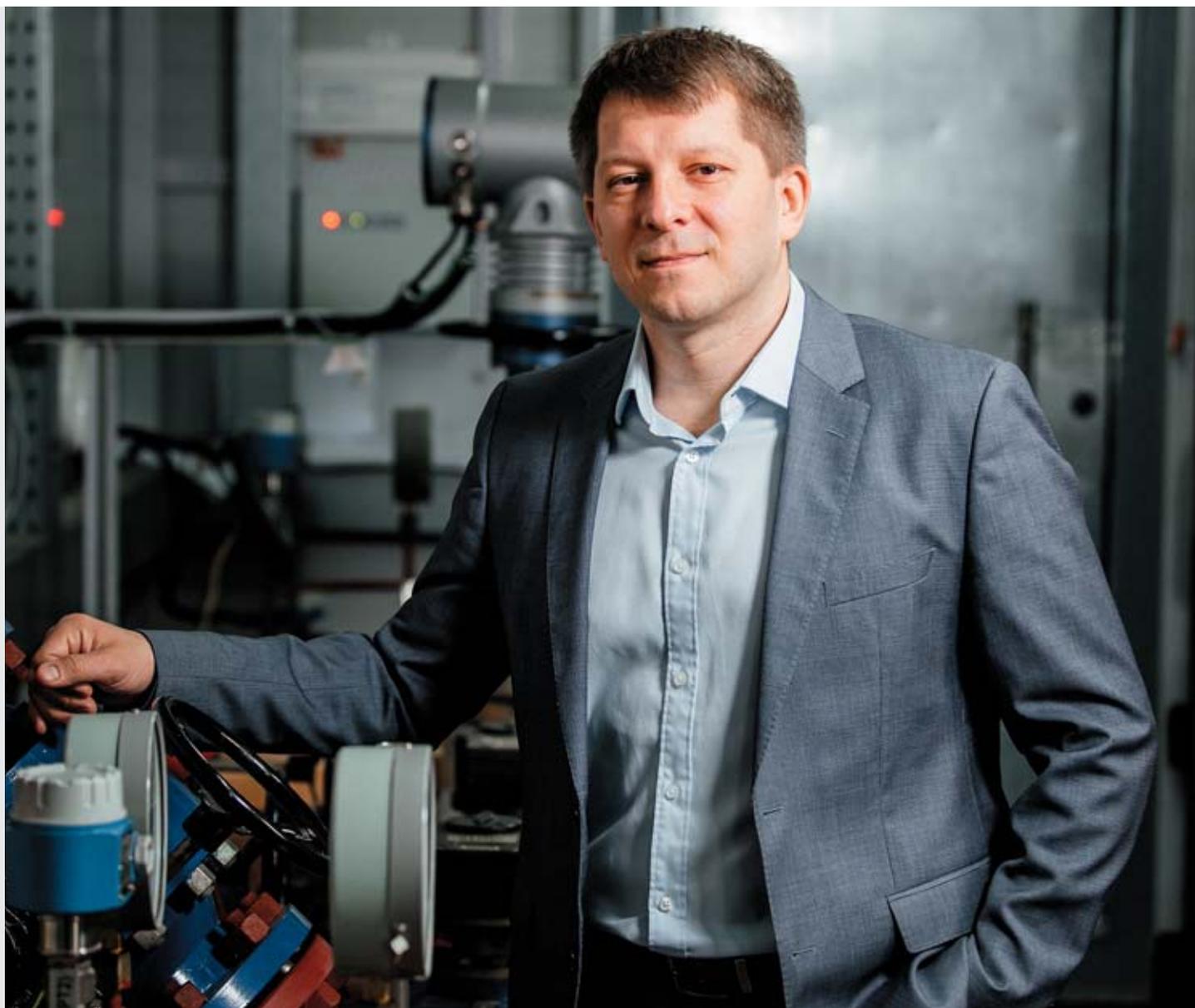


Полный список
инвестиционных проектов:



+7 (495) 109 9 509 (Москва)

www.eastrussiaoilandgas.com



АРТЕМ БОЕВ:

**«РОССИЙСКИЙ ВОДОРОД, БЕЗУСЛОВНО,
ОБЛАДАЕТ ОПРЕДЕЛЕННЫМИ КОНКУРЕНТНЫМИ
ПРЕИМУЩЕСТВАМИ НА ГЛОБАЛЬНОМ РЫНКЕ»**

На вопросы «Нефтегазовой Вертикали» о развитии водородного сегмента в России отвечает Артем Боев, директор Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета (ТПУ).

НГВ: На каком этапе развития находится водородный сегмент в РФ? Реализуются ли какие-то проекты сегодня? Может ли российский водород быть конкурентным на глобальном рынке и при каких условиях?

А. Боев: В настоящее время водородная энергетика находится на стадии формирования в отдельную отрасль мировой экономики. В Российской Федерации водородный сегмент энергетике находится на раннем этапе своего становления, большинство проектов находятся на начальных этапах развития и разработки, при этом основные направления развития водородной энергетике, определенные в стратегических документах, позволяют определить основные подходы к развитию водородной энергетике в РФ, а именно, формирование кластеров, создающихся в местах производства, потребления или возможного экспорта водородных ресурсов.

Производство водорода всегда будет крайне энергетически невыгодным процессом, и рентабельность данных процессов будет определяться стоимостью затрачиваемой энергии

На настоящем этапе происходит формирование подобных кластеров, создаются консорциумы научно-образовательных организаций и промышленных предприятий, центры научно-технологических инициатив, основной задачей которых является беспрепятственный трансфер разработок в конкретные технологии в интересах конкретных промышленных партнеров.

Российский водород, безусловно, обладает определенными конкурентными преимуществами на глобальном рынке, так как РФ обладает развитой газотранспортной системой и доступными энергоресурсами, прежде всего электроэнергетикой.

НГВ: На текущем этапе кто является конкурентами России в водородном сегменте? Какие заявленные международные проекты Вы считаете наиболее перспективными?

А. Боев: В условиях общемировой неопределенности крайне сложно выделить основных конкурентов России в водородном сегменте мирового энергетического рынка. В 2021 году обсуждалась возможность транспорта газа с высоким содержанием водорода по трубопроводу «Северный поток – 2». Сейчас говорить о запуске данного проекта не приходится. Следует обратить внимание на азиатские рынки сбыта водорода и водородсодержащего газа как наиболее перспективные и доступные.

В мире реализуется несколько комплексных проектов по примеру «водородных долин», в которых совмещаются

все этапы водородной энергетике: производство, хранение, транспорт и потребление водорода. В качестве примера можно привести проект компании Gasunie, реализация которого позволит создать водородный хаб на северо-западе Европы.

НГВ: Какую бытовую схему Вы считаете наиболее целесообразной – транспортировка водорода по трубе в составе газовой смеси (в какой пропорции?), транспортировка аммиака с последующим выделением, локальное производство водорода на месте сбыта?

А. Боев: Россия обладает развитой газотранспортной сетью, которая может быть использована для транспорта водородсодержащих газов с содержанием водорода до 15% без каких-либо глубоких модернизаций. Дальнейшее увеличение содержания водорода в газе может негативно сказаться на трубопроводах низкого давления, что потребует их модернизации или замены. При этом не стоит забывать о производстве и транспорте аммиака, которые также смогут занять свою нишу в будущем области водородной энергетике РФ.

НГВ: Какие отечественные технологии для производства водорода считаются успешными и эффективными? Отрабатываются уже какие-то пилотные проекты, модели на базе водородного консорциума?

А. Боев: Огромные запасы природного газа в России позволяют говорить о больших перспективах производства «голубого» водорода. Существует несколько технологий, позволяющих получать водород из метана. Технология парового риформинга в настоящий момент реализована и давно применяется на нефтеперерабатывающих заводах. При этом доля импортного оборудования и катализаторов в них крайне велика.

Россия обладает развитой газотранспортной сетью, которая может быть использована для транспорта водородсодержащих газов с содержанием водорода до 15% без каких-либо глубоких модернизаций

На высоком уровне готовности находится технология плазмохимического пиролиза метана, позволяющая получать не только водород, но и технический углерод различных марок, которые сложно получить традиционным способом. Эта технология разрабатывается на базе Томского политехнического университета.

НГВ: Как Вы оцениваете технологическую базу для производства водорода в России? Есть ли уже полные схемы производства «под ключ»?

А. Боев: Сейчас говорить о развитой технологической базе для производства водорода для сторонних потребителей в России преждевременно. Фактически промышленное производство водородсодержащих газов для нужд нефтеперерабатывающей промышленности реализовано очень давно, непосредственно на месте потребления водорода (например, процессы гидроочистки топлив на нефтеперерабатывающих заводах). Основной проблемой в реализации таких технологий для получения водорода для сторонних потребителей, использующих водород в качестве топлива, является фактическое отсутствие готовых к внедрению в производство технологий улавливания и захоронения диоксида углерода (CO₂). В отсутствие данных технологий получаемый водород будет «серым», с высоким углеродным следом, что сводит на нет все конкурентные преимущества водорода как вида топлива.

НГВ: В условиях санкций как решается вопрос с замещением импортного оборудования, деталей? Или такой проблемы в данном сегменте нет?

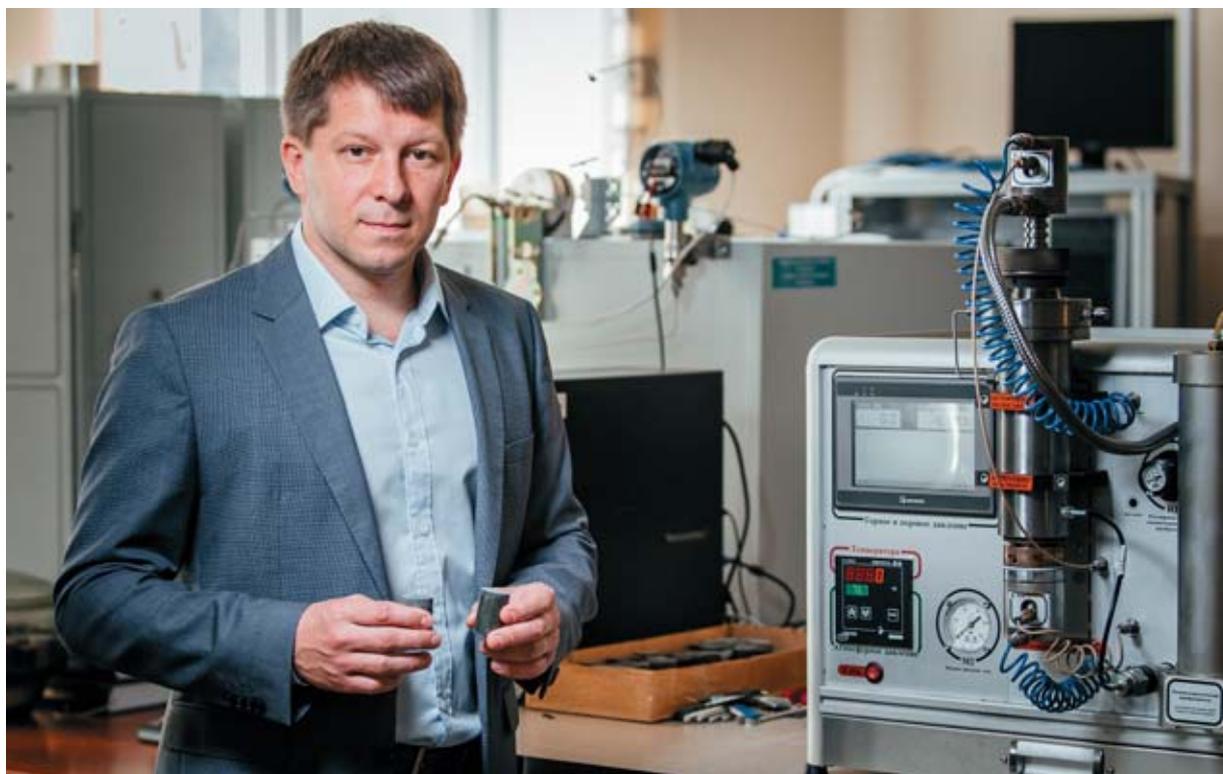
А. Боев: Сейчас еще рано говорить о решении вопросов импортозамещения оборудования и материалов в области водородной энергетики, так как еще нет окончательной определенности доступности зарубежных материалов и оборудования. При этом отечественные разработки, находящиеся на высоком уровне готовности, внедряются в производство и в скором времени заменят критически важные узлы в действующих технологиях.

НГВ: Как решается проблема с уменьшением энергетических затрат при производстве водорода? Можно ли считать рентабельными проектами только те, которые расположены на АЭС или на месторождениях, где есть попутный газ, на ГЭС, т.е. там, где есть избыток энергии?

А. Боев: Производство водорода всегда будет крайне энергетически невыгодным процессом, и рентабельность данных процессов будет определяться стоимостью затрачиваемой энергии. Европейские производители большое внимание уделяют производству водорода на основе возобновляемых источников энергии, несмотря на их низкую эффективность и неготовность к массовому внедрению. В России, с учетом доступности и относительно низких ценах на энергоносители, производство водорода может быть рентабельным во многих областях и регионах. При этом стоит обратить особое внимание на развитие арктических территорий, где использование водорода в качестве топлива обладает явным конкурентным преимуществом.

НГВ: Какая нормативная база необходима для эффективного функционирования сегмента в РФ?

А. Боев: На сегодняшний день в мире существует порядка 150 международных стандартов в области водородной энергетики и технологий, при этом в Российской Федерации их действует порядка 40, что, безусловно, замедляет развитие отрасли в целом. В этой связи для развития водородных технологий в стране целесообразно инициировать разработку нормативно-технической доку-





ментации по стандартизации отрасли. Не стоит концентрироваться на какой-то конкретной области, нормативно-техническая документация должна охватывать всю водородную отрасль в Российской Федерации.

Для преодоления технологических ограничений, по оценкам экспертов, потребуется финансирование на НИОКР и инфраструктуру в размере более 20 млрд рублей, а на «пилотные» установки – более 100 млрд рублей

НГВ: Как можно оценить инвестиционную активность водородной отрасли? Какая господдержка предусмотрена? Есть ли частные инвесторы? Какие страны проявляют заинтересованность в участии в совместных проектах и на каких условиях?

А. Боев: По оценкам экспертов, в России на ближайшие три года запланированы государственные инвестиции на уровне 9,3 млрд рублей. Рост производства водорода в мире предполагается на уровне 3-4% в год. Вместе с тем для преодоления технологических ограничений, по оценкам экспертов, потребуется финансирование на НИОКР и инфраструктуру в размере более 20 млрд рублей, а на «пилотные» установки – более 100 млрд рублей. Таким образом, отмечается большой разрыв между необходимым и планируемым уровнем финансирования, а

предполагаемым и возможным инструментом здесь может выступить государственно-частное партнерство. Говорить о совместных международных проектах сейчас преждевременно.

НГВ: Как Вы оцениваете рынок сбыта? Насколько внутренний рынок заинтересован в данном продукте? Намечаются ли какие-то сбытовые каналы?

А. Боев: В настоящий момент у европейского потребителя нет понимания о доступности российских энергоресурсов и непосредственно водорода. Нет и четкого представления касательно экологичности отдельных видов водорода: в ЕС «голубой» водород является вполне экологичным, при этом Германия на примере проекта H₂Global «голубой» водород рассматривает только как переходный этап к «зеленому» водороду и неохотно поддерживает процессы получения водорода на основе природного газа. При должном уровне развития технологий улавливания диоксида углерода или технологии пиролиза метана европейский потребитель будет ориентирован на «голубой» водород, так как в данных процессах углеродный след будет фактически отсутствовать. Но это актуально только при низкой стоимости природного газа, что в настоящих условиях в европейских странах является утопией. Говорить о формировании внутреннего рынка сейчас преждевременно, так как первоочередной проблемой в ближайшее время станет развитие технологий получения водорода для нефтеперерабатывающей промышленности, где высока доля импортных катализаторов и оборудования. 📌



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

«Глушить» скважины или «не глушить» – вот в чем вопрос? В самом конце мая вице-президент ПАО «ЛУКОЙЛ» Леонид Федун заявил, что страна могла бы снизить добычу на 20-30%, чтобы не продавать нефть с таким значительным дисконтом. По прогнозам разных источников, падение добычи в этом году ожидается в довольно обширном диапазоне от 5 до 34%. Так вице-премьер РФ Александр Новак спрогнозировал падение добычи на 5-8% – до 480-500 млн тонн. Минэкономразвитие дало более высокие цифры – по базовому сценарию снижение составит около 9%, по консервативному сценарию – до 17%. Аналитики RPI видят сокращение в гораздо существенных объемах – от 17 до 34%.

«Господин Федун не столько призывал сократить добычу до 7-8 млн барр, сколько ориентироваться на финансовые результаты нашей деятельности, а не на объем производства или экспорта. Лучше меньше, да лучше. С этим нельзя не согласиться», – считает Александр Фролов, замдиректора Института национальной энергетики. Получается, спрос есть, но финансовый результат от него оставляет желать лучшего. Дисконт «съедает» часть выручки. К тому же у нефтехранилищ в стране нет для таких объемов, танкеры надо строить, а трубопроводная инфраструктура на Восток не имеет прокачки необходимой мощности. Но мы знаем, что остановить скважину, это значит то, что вряд ли можно рассчитывать на ее восстановление в будущем. По-английски процесс однозначно называется killing, в переводе – «убивание». Последствия, в принципе, понятны. Но тут должна включиться грамотная налоговая политика.

Чтобы как-то снизить риски вот такого техногенного форс-мажора, некоторые отечественные компании смотрели в корень уже около восьми лет, с тех пор, когда были введены санкции, и поэтому не ощущают такого удара ни по финансам, ни по добыче, как отрасль в целом. К примеру, компания «Татнефть» повысила глубину переработки нефти и переориентировалась на внутренний рынок, где развивает направление шин, каучуков и других продуктов. Об этом сообщил Юрий Шафраник на заседании Высшего горного совета 24 мая. «Конечно, удар пришелся и по ней (ПАО «Тат-

нефть» – прим. ред.), из-за логистики, из-за отказов покупателей, но это 5%. Сравните, у других это – до 55%. Вот что нужно было делать десятилетие, выводя на конечный продукт наш сырьевой комплекс», – отметил Шафраник.

Другой рецепт – в нивелировании последствий внешней рыночной конъюнктуры – полный переход на отечественное оборудование как при добыче, так и при переработке углеводородов. Также за эти несколько лет это было сделано единицами. Игорь Шпуров, Генеральный директор ФБУ ГКЗ в интервью «Нефтегазовой Вертикали» привел в пример одну компанию, которая осуществляет добычу полностью только с помощью отечественных технологий, это – ПАО «Сургутнефтегаз». А так, в целом, нехватка технологий в добычи на суше диагностируется в 20%.

Получается, что восемь лет для многих прошли, «как сон пустой». И что теперь? Не стоит впадать в панику, говорит здравый смысл или опыт исторического развития человечества. Кто сказал, что санкции – это навсегда? Санкционное давление – это, в конечном счете, преходящее, конъюнктурное обстоятельство и не факт, что что-то не изменится в ближайшем будущем. Уже известно, что в шестой пакет санкций не «зашили» эмбарго на российскую трубопроводную нефть. А там, глядишь, по мере осознания Европой сложного сведения кредита с дебетом энергобаланса без российских углеводородов в ближайших и среднесрочных горизонтах, будут еще какие-то экспортные возможности. Как говорится, подобную вероятность надо держать в уме, но не забывать, что, как бы Россия не считалась великой углеводородной державой, есть страны, где ресурсные базы тоже вполне изрядные, и глобальные инвестиции помогут им нарастить добычу и составить нам конкуренцию.

От того, как мы ответим на вопрос «"глушить" скважины или "не глушить"», безусловно, зависит траектория устойчивого социально-экономического развития России. Поэтому мы решили поговорить об этом в рубрике «ТЭКО» с компетентными экспертами, и в рамках нашей диалоговой площадки предложить возможные меры по поддержке отрасли в актуальных условиях.



ТОЛЬКО СПОКОЙСТВИЕ

«Нефтегазовая Вертикаль»

В ситуации малой прогнозируемости ближайших перспектив российской нефтегазовой отрасли, ее общие перспективы остаются монументально позитивными. Отсюда рецепт, пусть двойственный, но несомненный – не теряя ни дня, соблюдать спокойствие, только спокойствие.

Руководство к действию

На заседании Высшего горного совета 24 мая его председатель Юрий Шафраник (министр топлива и энергетики в 1993-1996 годах) призвал российскую нефтегазовую отрасль ориентироваться на опыт 1950-1960-х годов, когда отрасль была развернута на достижение высоких показателей эффективности и конкретных результатов, а именно – насыщения внутреннего рынка нефти. При этом желательный сценарий поведения отрасли в целом он однозначно назвал «мобилизацией».

Оценивая действия правительства в последние кризисные месяцы 2022 года, Шафраник отметил позитивные отзывы глав ряда крупных компаний о встречных мерах кабинета в ответ на «замечания» со стороны крупного бизнеса в сложившихся условиях. Вместе с тем в согласии с предложенным курсом на мобилизацию Юрий Шафраник предложил два критерия оценки любых действий регулятора, которым пока правительственные меры, надо полагать, отвечают не всегда и не вполне. Эти критерии – квалификация и оперативность, буквально, сказал он, «нельзя медлить ни дня».

Из собственных посылов одного из самых опытных и титулованных руководителей российского нефтегаза стал пример опыта «Татнефти», прозвучавший дважды. Один раз – когда «в конце 1960-х годов компания впервые насытила российский рынок, перейдя к добыче более 100 млн тонн. Страна собиралась, ставила результат превыше всего и получала эффект». И другой раз «Татнефть» попала в образцы уже современных процессов, когда речь зашла об ориентации на внутренний рынок.

А именно, «Татнефть» была поставлена в пример российским нефтяным компаниям с точки зрения глубины переработки сырой нефти. Со ссылкой на личную беседу с генеральным директором «Татнефти» Наилем Магановым, Юрий Шафраник рассказал о первой реакции руководства компании на кризис, наступивший в российской добыче, переработке и сбыте нефти в связи с резким усилением санкционного давления со стороны Соединенных Штатов и Европейского Союза.

Перечень рисков, который осветил перед ним Наил Маганов, достиг, по словам Юрия Шафраника, нескольких сотен пунктов. «В компании вычленили первые 20-25 рисков, наиболее горячие. А затем показали пятерку очень острых – из тех, которые за 2022-2023 годы ударят по «Татнефти» более жестоко, чем можно было ожидать. «Анализ показывает, – заключил Юрий Шафраник, – что «Татнефть» – компания наиболее эффективная по конечному продукту, она на него сориентирована, сориентирована на Россию – не только в смысле нефти, а в смысле шин, каучука и т.д. Конечно, удар пришелся и по ней, из-за логистики, из-за отказов покупателей, но это 5%. Сравните, у других – это до 55%. Вот что нужно было делать десятилетие, выводя на конечный продукт наш сырьевой комплекс».

Денежные потоки в российском нефтегазе – это единственная гарантия того, что не сделанное будет сделано, пусть не своевременно, но в обозримой перспективе

Итак, первая из предлагаемых мер, – ориентация на конечный продукт, востребованный на российском рынке. Вместе с тем Юрий Шафраник очень определенно высказался и на этот счет, заметив, что готовиться к переориентации на внутренний спрос нужно было загодя.

В самом деле, не говоря уже о досанкционных временах, но с 2014 года, когда перспектива ужесточения условий работы нефтегазовой отрасли России на международном рынке обозначилась достаточно четко, прошло восемь лет. И нельзя сказать, что флагманы отрасли, а также и регулятор, работали, не покладая рук, готовясь к новым условиям. Наоборот, такое впечатление, что рос-

сийских нефтяников и газовиков резкие изменения застигли врасплох. Итак, вопрос состоит в том, что мы можем сделать сейчас.

Что касается конъюнктуры

Между тем ценовая конъюнктура на внешних рынках пока еще благоприятствует нашим компаниям. Несмотря на то, что объемы сбыта упали за I квартал 2022 года примерно на 10%, доходная часть и отечественных компаний, и российского бюджета показывает положительные результаты. Несмотря на спад с точки зрения объемов поставок, несмотря на дисконт, доходящий до 30% за баррель (а возможно, и более, но, возможно, и менее, это не самая прозрачная часть рынка), внешняя конъюнктура пока еще играет позитивную роль.

Не только по результатам I квартала, включая и апрель, но и по ожиданиям, касающимся мая 2022 года – в денежном выражении прогнозируется положительное сальдо. Почему это важно? Потому что денежные потоки в российском нефтегазе – это единственная гарантия того, что не сделанное будет сделано, пусть не своевременно, но в обозримой перспективе. Доходы – это инвестиции в бурение, переработку, новые логистические ходы и трейдинговые схемы, в конце концов – в стратегическое развитие отрасли.

Вместе с тем, по одним прогнозам, за исключением европейского рынка газа, где серьезный рост цен ожидается вплоть до следующей зимы (быстро заместить российский газ, по оценкам ведущих экспертов отрасли, европейцы не в состоянии ни при каких раскладах), уже этим летом и осенью цены на сырье могут заметно снизиться. Соответственно, на вторую половину 2022 года предсказываются более существенные трудности, чем мы имеем сейчас.

Причины такого прогноза называются самые разные, их нет смысла перечислять, во-первых, потому что они на слуху, во-вторых, потому что ситуация с прогнозами сейчас чрезвычайно запутанная. По свидетельству Константина Симонова (см. его статью «Никогда такого не было – и вот опять», «Нефтегазовая Вертикаль» №6, 2022 г.), «один из главных источников данных – это Bloomberg и другие западные информационные системы. В том числе и по вопросам внутренней налоговой отчетности. Естественно, от этих систем нас очень быстро отключили». По заключению эксперта, которое хочется привести здесь еще раз в виду его абсолютной истинности, «без собственной информации и анализа никакие экономические войны мы не выигрываем – будем по-прежнему жить в чужой повестке».

Соответственно (в связи с крайне запутанной ситуацией с прогнозными оценками), по другим прогнозам, цены, наоборот, вырастут в связи с очевидным дефицитом на мировых рынках, который не покрывается распада-

ковыванием стратегических запасов, на который пошли ведущие игроки мирового рынка. Но каким образом падение продаж российской нефти будет соотноситься с ценообразованием, если говорить честно, предсказать сегодня не возьмется никто. Приходится слышать, что на фоне разговоров о нефтяном эмбарго Евросоюза в сторону стран ЕС поставки как раз лихорадочно наращиваются («перед смертью не надыхишься»), но как обстоят дела в реальности?

Желательный сценарий поведения отрасли в целом Юрий Шафраник назвал «мобилизацией»

Из-за «болтания» в море танкеров с российской нефтью (на 24 мая Reuters насчитала около 62 млн барр российской нефти Urals, находящихся на танкерах, которые не могут найти покупателей), объемы которой все увеличиваются, не удается спрогнозировать объемы продаж. Но в том, что они будут падать (не менее чем на 17-20% по результатам года, если вступит в силу 6-й санкционный пакет) никто из экспертов, отважившихся высказаться на ближнесрочную перспективу, не сомневается. Это не значит, что у российского сырья нет потребителя. Дело в другом. Санкционные механизмы реализуются достаточно просто, а контрсанкционные механизмы требуют более изощренной наладки.

С 15 мая введен полный запрет на операции с российской нефтью, в результате ведущие трейдеры, такие как «Гунвор», отказались от своей «скромной» маржи, которую они зарабатывали на реализации российской нефти, под угрозой совсем даже нескромных потерь, обещанных санкционными пакетами. Нет сомнений, что выгоды еще будут выбраны, в конце концов соглашения заключаются между компаниями, а не между правительствами, но каким образом – это отдельный вопрос.

Так, по свидетельству одного из ведущих экспертов по отношениям с КНР Николая Вавилова, значительная часть сделок «Россия-Китай» уже сегодня не видна держателям санкционного механизма. Но, если это действительно так, подобные схемы нуждаются в проработке и генерализации на ту часть мирового сообщества, которая в российском сырье заинтересована гораздо больше, чем в «добрых» отношениях с мировым гегемоном, тем более что Россия сегодня для них служит примером того, что завтра может произойти с ними.

Стратегическая ясность

Осмелиться на подобную формулировку – «стратегическая ясность» – заставляет именно тактическая запу-

танность положения дел, о которой было сказано выше. Откуда, собственно, взялась эта путаница, точнее, тотальная невнятность, с которой мы сегодня сталкиваемся? Очень просто. Дело в том, что стратегические ориентиры нефтегазовой отрасли в мире приобрели скорее кристальную ясность, чем замутнились.

О том, что дефицит углеводородных ресурсов в мире не будет преодолен никакими частичными усилиями добывающих стран – частичными, поскольку кардинально положение дел они изменить не могут, – может быть, и не говорится вслух, но тем не менее всем ясно. Санкционное давление – это, в конечном счете, скоропреходящее, конъюнктурное обстоятельство.

А реальность состоит в том, что углеводородная энергетика будет продолжать питать мировую экономику в ближайшие 30 лет. А возможно, и далее. Насколько мировая экономика вообще сохранит себя, настолько она будет опираться на углеводородные ресурсы. А в этой области у России есть стратегические преимущества. Россия потому и подвергается давлению («беспрецедентному»), что на самом деле без ее стратегических запасов сырья мир обойтись не может.

А это значит, что перспектива перед российской нефтегазовой отраслью также была и остается стратегической. Сегодня, как справедливо заключают регуляторы, руководители и эксперты российского ТЭК, нам расслабляться ни в коем случае нельзя. Но это не значит, что следует пороть горячку и ни с того, ни с сего сдавать наши стратегические позиции. Следует спокойно смотреть на рынки, изучать покупателей, налаживать схемы поставок. Почему? Потому что (и это не цинизм, это очевидный факт) потребители «никуда не денутся». Одно дело – политическая конъюнктура, а другое дело – экономическая потребность.

Беды возникают из-за того, что «в кузнице не было гвоздя», но это не значит, что государство должно закопаться в мелочах. Оно должно до них дойти в плане контроля своих планов, согласованных с бизнесом, но сами планы в нефтегазовой отрасли, разумеется, должны быть рассчитаны на десятилетия

Если в 1990-е годы российская нефтегазовая отрасль, несмотря на нечеловеческие пертурбации в вопросах о собственности, несмотря на разрушение сложившихся схем, выжила и спасла страну, обеспечив ей бюджет (а сейчас наблюдается подобная ситуация в вопросах бюджетобеспеченности), то почему мы должны рухнуть сейчас? Как говорил Карлсон (сканди-

навы – вообще хороший пример), «Спокойствие, только спокойствие».

Направления усилий

Извините за навязшее слово, но 18% рынка, которые занимали ушедшие с него нефтесервисные компании, требуют замещения. Возможно, это государственная тайна, возможно, это поисковый провал, но мониторинг российского информационного поля не позволил обнаружить списка приоритетов по оборудованию и другим товарам (вплоть до «мелочей» типа профильных смазочных материалов), которые необходимо заместить усилиями российских компаний – с подробной росписью по заводам и даже цехам (а что?).

По-видимому, это остается одной из срочных и насущных задач мобилизационного сценария, который все более отчетливо обрисовывается для отрасли. Основными игроками тут неизбежно оказываются крупные государственные и частные компании, поскольку они являются конечными пользователями, но роль правительства в этих вопросах трудно переоценить. Увы, иногда стоит дойти до решительных (и решающих) мелочей и востребовать советский опыт планирования, тогда еще лишенный таких инструментов, как цифровые платформы, позволяющие соотнести интересы тысяч игроков, от крупных до очень небольших, собирая общий работоспособный механизм.

Санкционное давление – это, в конечном счете, скоропреходящее, конъюнктурное обстоятельство

Кажущиеся мелочи «заботы» государства о конечном результате не должны вводить в заблуждение. Конечно, беды возникают из-за того, что «в кузнице не было гвоздя», но это не значит, что государство должно закопаться в мелочах. Оно должно до них дойти в плане контроля своих планов, согласованных с бизнесом, но сами планы в нефтегазовой отрасли, разумеется, должны быть рассчитаны на десятилетия.

На десятилетия уже сейчас рассчитаны проекты, развивающиеся, несмотря на уход иностранных партнеров (в частности, японских и южнокорейских с Сахалина), и имеющие замечательные перспективы. По словам директора практики «Разведка и добыча нефти и газа» VYGON Consulting Сергея Клубкова, к ним относится разработка Таймырского и Сахалинского блоков.

«Освоение Таймырского и Сахалинского блоков приобретают приоритетное значение, т.к. находятся в регионах с доступом к морскому транспорту и не привя-

заны трубопроводом к конкретному региону поставки сырья», – заявил эксперт. При этом «освоение данных проектов будет зависеть от спроса на нефть в АТР» – добавил он, а мы добавим, что снижения спроса в АТР отнюдь не предвидится. Но, предупредил эксперт, успех проектов потребует «опережающего развития портовой инфраструктуры и танкерного флота». Ну, так вот оно – направление усилий номер два.

Третье направление, несомненно, связано сегодня с оптимизацией добычи. Технологически это требует переоценки (впрочем, давно назревшей) экономической эффективности фонда скважин. Требуется, как это требуется и всегда, это вовсе не новость, их приоритизация. Но сегодня добавляются условия приоритизации – во-первых, требуется учесть текущие экспортные ограничения, и, во-вторых, нужно осознать изменения логистических направлений поставки нефти и сделать конструктивные выводы.

Возможно, стоит более тщательно прикинуть направления тактических инвестиций. В частности, резервные запасы нефти можно, теоретически, «запакетовать» в адекватных хранилищах, но может быть, этого делать как раз и не надо. Возможно, что инвестиции в нефтехранилища – ложный ход.

«Вопрос строительства нефтехранилищ весьма спорный. Нефть по своим свойствам серьезно отличается от газа и менее приспособлена для хранения в геологических формациях. Поэтому вместо строительства нефтехранилищ можно предложить меры оперативного управления фондом скважин с целью регулирования добычи в первую очередь за счет нового бурения», – считает Сергей Клубков.

Но независимо от результатов экспертизы по такого рода частным вопросам не подлежит сомнению необходимость новых трубопроводных проектов, ориентированных на географический Восток. Новые обстоятельства вносят новые коэффициенты в расчет рентабельности новой ветки трубопровода.

Если в решениях, принятых российским руководством с начала 2000-х годов, было что-то бесспорное и стратегически выигрышное, то это ВСТО – изначально сумрачно нерентабельный проект, который в стратегическом плане окупился более чем. Причем, что знаменательно, именно в текущих санкционных условиях этот трубопровод является критически важным.

Протицируем еще раз Сергея Клубкова, с которым невозможно здесь не согласиться: «Строительство новой ветки ВСТО практически безальтернативный вариант диверсификации экспорта. Следует отметить, что реализация данного проекта не зависит от внешних санкций, и он может быть выполнен Россией за счет внутренних ресурсов». 📌



АВТОКОМПЛЕКС

28-я Московская международная выставка

23-26 августа 2022

Москва • Крокус Экспо



Автозаправочный комплекс
Электромобили и зарядные станции
Автомоечные посты

Оборудование для технического
сервиса гаражей и паркингов
Сопутствующий сервис

Организатор:

 **КРОКУС ЭКСПО**
Международный выставочный центр

www.autocomplex.net 12+



<https://azertag.az/files/gallery/photo/2015/146010640061267759.jpg>

НЕФТЬ НА РАЗНЫХ СКОРОСТЯХ: КАКИЕ СТРАНЫ МОГУТ БЫСТРО НАРАСТИТЬ ДОБЫЧУ?

КИРИЛЛ РОДИОНОВ

Эксперт Института развития технологий ТЭК

Рост цен на нефть, во многом отражающий риски временного дефицита на фоне отказа ряда зарубежных трейдеров от закупок российского сырья, резко поднял интерес к вопросу о том, какие страны и в какие сроки способны нарастить добычу. Наибольшим потенциалом для увеличения добычи обладают Саудовская Аравия, Кувейт и Объединенные Арабские Эмираты, которые с начала пандемии снизили предложение в общей сложности на 2,6 млн баррелей нефти в сутки, что сопоставимо с досанкционным экспортом Ирана. Возможности также есть у Южной и Северной Америки, однако для их реализации потребуются инвестиции в развитие экспортной и добывающей инфраструктуры.

«Костяк» ОПЕК

Вопрос о том, какие страны могут нарастить добычу, в последний раз приобретал сопоставимую по силе остроту на рубеже февраля и марта 2020 г., когда пандемия COVID-19 еще не успела оказать серьезного воздействия на нефтяной рынок, а сделка ОПЕК+, заключенная в декабре 2016 г., разваливалась из-за разногласий между Саудовской Аравией и Россией по поводу выполнения обязательств по сокращению добычи. Выход России из соглашений ОПЕК+, произошедший в марте 2020 г., привел к резкому скачку предложения среди десяти ближневосточных стран картеля, участвовавших в сделке: если в феврале 2020 г. Алжир, Ангола, Конго, Экваториальная Гвинея, Габон, Ирак, Кувейт, Нигерия, Саудовская Аравия и Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ) добывали в общей сложности 24,8 млн баррелей нефти в сутки (б/с), то в апреле 2020 г. – 27,8 млн б/с, согласно вторичным данным ОПЕК. Прирост в 3 млн б/с обеспечили, в основном, Саудовская Аравия, увеличившая добычу на 1,9 млн б/с, а также ОАЭ (на 776000 б/с) и Кувейт (на 446000 б/с), усилия которых были частично компенсированы сокращением предложения у Ирака (на 99000 б/с) и Анголы (на 74000 б/с) (см. «Добыча нефти странами ОПЕК в период развала «старой» сделки ОПЕК+»).

Однако с мая 2020 г., на фоне двузначного падения глобального спроса, начала действовать новая сделка ОПЕК+, объем которой составил 9,7 млн б/с, что эквивалентно 10% мирового предложения. В результате уже в июне 2020 г. все те же десять стран ОПЕК добывали в общей сложности 19,9 млн б/с, то есть на 7,9 млн б/с нефти меньше, чем в апреле. Как и в случае с предше-

ствующим наращиванием добычи, лидерами по ее сокращению стали Саудовская Аравия (минус 4,1 млн б/с), ОАЭ (минус 1,5 млн б/с) и Кувейт (минус 1 млн б/с), на которые пришлось 83% сжатия предложения – остальные 17% почти полностью были распределены между Ираком (минус 790000 б/с), Нигерией (минус 285000 б/с) и Алжиром (минус 196000 б/с в сравнении с апрелем).

Нынешний кризис в венесуэльской «нефтянке» напоминает обвальное падение добычи в позднем СССР, остановить которое удалось благодаря приходу на российский рынок зарубежных нефтесервисных компаний

Несмотря на последующее постепенное ослабление квот, ближневосточные участники сделки пока не вернулись к докризисным объемам добычи: в апреле 2022 г. упомянутые десять стран добывали 24,5 млн б/с – на 3,4 млн б/с меньше, чем в апреле 2020 г., из них 2,6 млн б/с пришлось на Саудовскую Аравию (минус 1,3 млн б/с), ОАЭ (минус 826000 б/с) и Кувейт (минус 456000 б/с). Именно эти страны могут резко нарастить добычу, с учетом преобладания фонтанных скважин в структуре скважинного фонда (на таких скважинах проще регулировать объем добычи), а также наличия монопольных компаний в сегменте upstream (Saudi Aramco, Kuwait Oil Company и, с некоторыми оговорками, ADNOC), которые фактически являются производственными подразделениями национальных регуляторов нефтяной отрасли

График 1. Добыча нефти странами ОПЕК в период развала «старой» сделки ОПЕК+, млн б/с

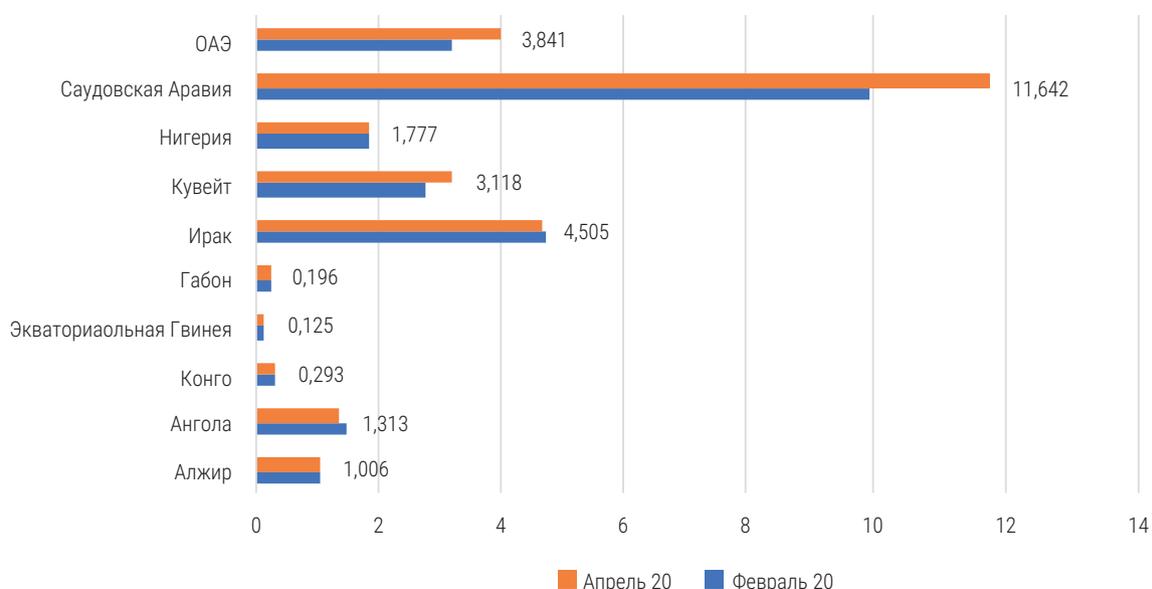
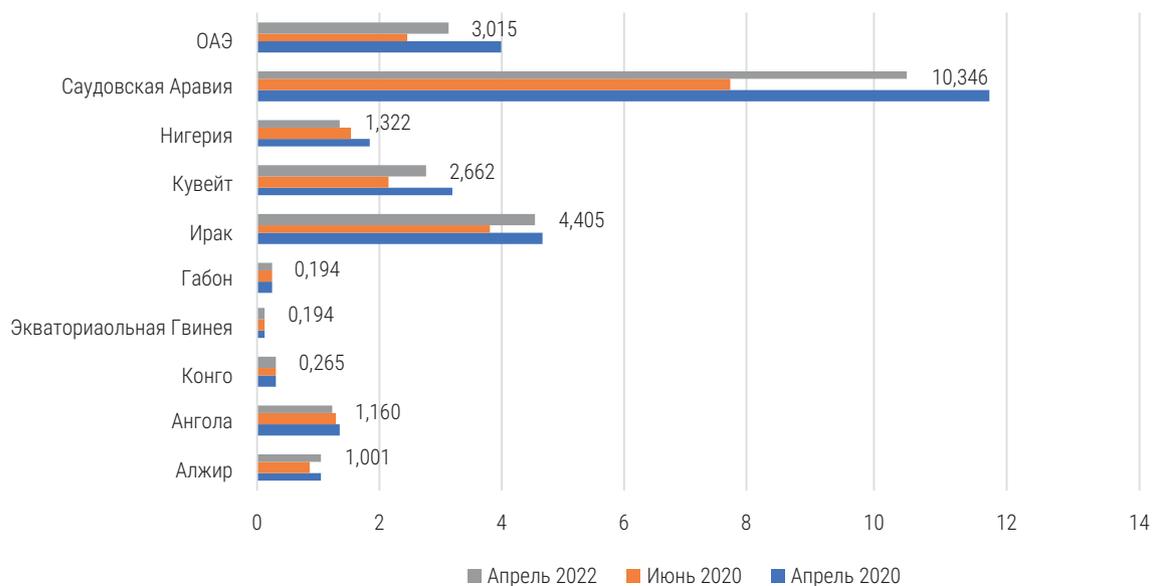


График 2. Добыча нефти странами ОПЕК после начала пандемии COVID-19, млн б/с



(см. «Добыча нефти странами ОПЕК после начала пандемии COVID-19»).

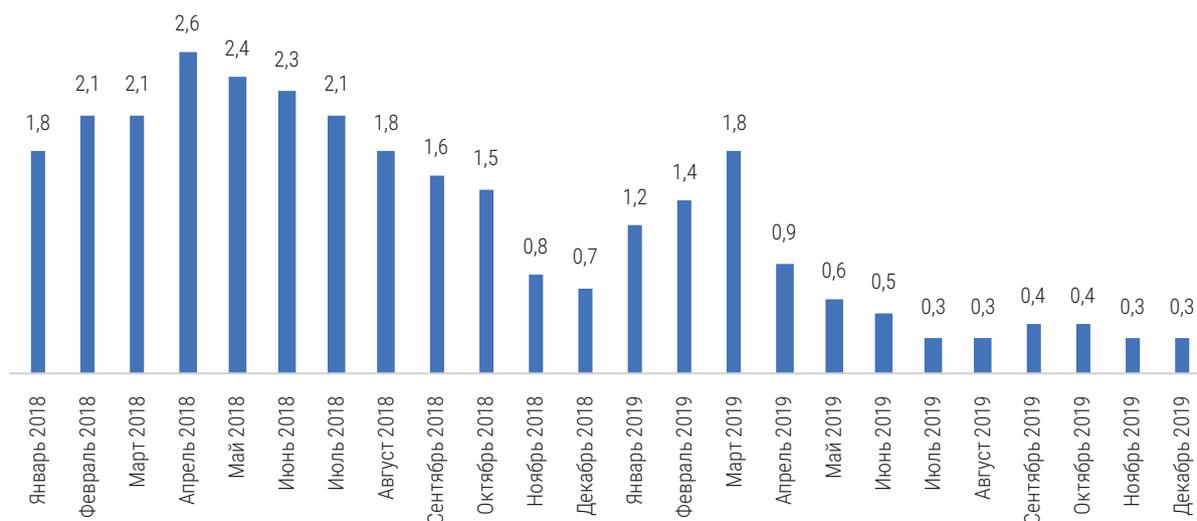
Формальным ограничением для наращивания добычи остаются квоты ОПЕК+, от которых, к тому же, отстает фактический уровень добычи. Десять стран картеля, участвующих в сделке, в апреле 2022 г. добывали на 852000 б/с меньше установленной квоты. Однако половина этого «отставания» приходилась на Нигерию, которая добывала на 413000 б/с меньше заданного уровня, в то время как у Саудовской Аравии этот гэп составлял «смехотворные» (по меркам саудовской нефтяной отрасли) 90000 б/с, а у ОАЭ и Кувейта – лишь 9000 б/с и 4000 б/с соответственно. При этом от Саудовской Аравии будет во многом зависеть размер квот и дальней-

шая судьба сделки ОПЕК+, срок действия которой заканчивается в декабре 2022 г.

Вне первой десятки

Помимо десяти стран ОПЕК, участвующих в сделке, возможности для наращивания добычи есть у еще трех производителей, входящих в состав картеля, – Ирана, Ливии и Венесуэлы. В случае Ирана ключевым индикатором, на который будет ориентироваться нефтяной рынок, станет объем экспорта. Поставки Ирана на мировой рынок в 2021 г. варьировались от 200000 до 400000 б/с, следует из данных Refinitiv. При этом даже такие объемы, де-факто, были нелегальными из-за эмбарго США, которое

График 3. Морской импорт нефти из Ирана в период введения эмбарго, млн б/с



было введено в два этапа в 2018-2019 гг.: импорт нефти из Ирана стал грозить вторичными американскими санкциями, из-за чего объем иранского экспорта снизился с 2,6 млн б/с в апреле 2018 г. до 0,9 млн б/с в апреле 2019 г. и 0,4 млн б/с в апреле 2020 г (см. «Морской импорт нефти из Ирана в период введения эмбарго, млн б/с»).

Выход иранского нефтяного экспорта из «тени» зависит от судьбы переговоров по иранской ядерной сделке, а точнее – по восстановлению Совместного всеобъемлющего плана действий (СВПД), подписанного в 2015 г. при участии семи стран (США, Великобритании, Франции, Германии, России, Китая и Ирана) и позволившего снять с Ирана ряд западных санкций в обмен на обязательства по отказу от ядерной программы. Правда, восьмой раунд переговоров по ядерной сделке, начавшийся в январе 2022 г., был прерван два месяца спустя и пока не возобновлялся.

От смягчения американских санкций также зависит объем добычи в Венесуэле, который в апреле составил незначительные 707000 б/с – вдвое меньше, чем до введения последнего крупного раунда санкций, пришедшегося на 2019 г., когда президент США Дональд Трамп запретил американским компаниям работать в Венесуэле и закупать нефть у PDVSA. Этот запрет может быть снят в 2022 г.: американская Chevron в минувшем мае получила от администрации США лицензию на проведение переговоров о потенциальной будущей деятельности в Венесуэле. Если Chevron и другие американские компании смогут вернуться на венесуэльский рынок, страна в течение года будет способна увеличить добычу, как минимум, вдвое. Вообще, нынешний кризис в венесуэльской «нефтянке» напоминает обвальное падение добычи в позднем СССР, остановить которое удалось благодаря приходу на российский рынок зарубежных нефтесервисных компаний. Поэтому для проблем PDVSA есть известный рецепт – вопрос лишь в сроках его применения.

Что касается Ливии, то здесь объем добычи сильно зависит от доступности ключевых портов (Сидра, Рас-Лануф) для отгрузок нефти, а также безопасности работ на двух крупнейших месторождениях (Шарара, Эль-Филь), которые периодически подвергаются нападениям

Несмотря на наличие свободных мощностей, пока что рано относить Ливию к числу стран, способных не только «в моменте» нарастить добычу, но и поддерживать ее на более высоком, чем сегодня, уровне

вооруженных группировок. Разблокировка портов, произошедшая осенью в 2020 г., позволила Ливии нарастить добычу с менее чем 200000 б/с до 1,2 млн б/с, при этом правительство страны планирует до конца 2022 г. довести этот показатель до 1,4 млн б/с. Однако было бы ошибкой исключать возможность новых «непроизводительных» эксцессов. Поэтому, несмотря на наличие свободных мощностей, пока что рано относить Ливию к числу стран, способных не только «в моменте» нарастить добычу, но и поддерживать ее на более высоком, чем сегодня, уровне.

Северная Америка: барьеры на пути добычи

Среди стран, не входящих в ОПЕК, наибольшие свободные мощности есть у США, где в марте 2020 г., т.е. в самый канун пандемии, добыча составляла 13 млн б/с. Согласно недельным данным Управления энергетической информации (EIA), добыча в США снизилась к концу 2020 г. до 11 млн б/с, а к маю 2022 г. увеличилась до 11,9 млн б/с. Если вынести за скобки фактор спроса, который

График 4. Добыча и экспорт нефти из США, млн б/с

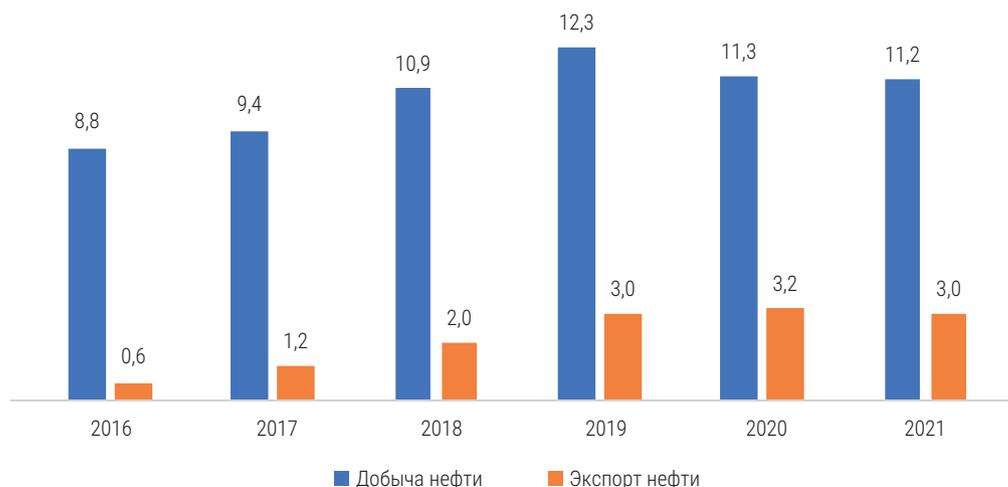
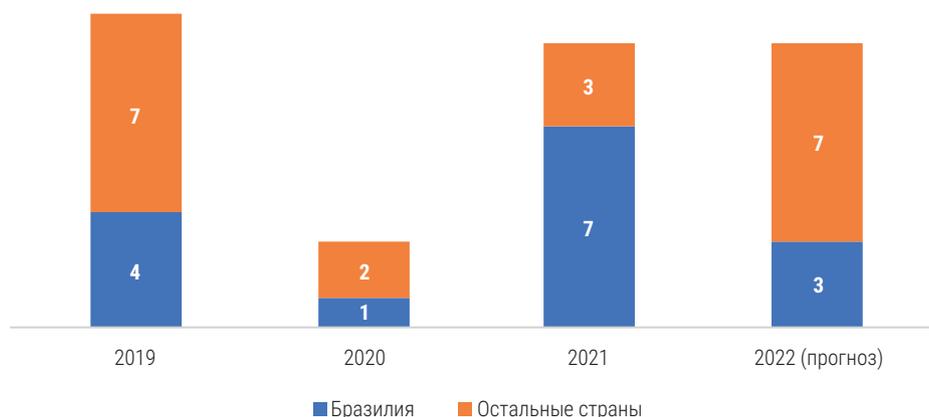


График 5. Глобальное число контрактов на сооружение судов FPSO



до последнего времени был увязан с пандемией COVID-19, наращиванию добычи в среднесрочной перспективе могли помешать регуляторные ограничения.

Речь, в частности, идет о моратории на предоставление в аренду новых участков федеральных земель под добычу нефти и газа, о котором Джозеф Байден объявил вскоре после своей инаугурации. Мораторий удалось преодолеть благодаря иску властей более десяти американских штатов, который был удовлетворен в июне 2021 г. Федеральным окружным судом Западного округа штата Луизиана (см. «Добыча и экспорт нефти из США»).

Другим ограничением является медлительность Морской администрации США (MARAD) с выдачей разрешений на строительство экспортных глубоководных терминалов, способных обслуживать танкеры грузоподъемностью свыше 1 млн баррелей. Этому требованию пока что отвечает только терминал в морском порту Луизианы, который был введен в строй в 2018 г. При этом на рассмотрении регулятора находятся еще четыре таких проекта, которые должны быть реализованы на побережье мексиканского залива: Blue Martin мощностью 1,9 млн б/с, а также Bluewater (1,9 млн б/с), Gulf-Link (1 млн б/с) и SPOT (2 млн б/с). До того, как эти проекты будут введены в строй, экспорт нефти из США будет оставаться вблизи отметки в 3 млн б/с, более чем вдвое уступая показателям Саудовской Аравии (7 млн б/с, согласно оценке BP за 2020 г.).

Инфраструктурные ограничения характерны и для канадского экспорта, который, при всей значительности объемов (3,8 млн б/с), практически полностью завязан на Северную Америку, из-за чего канадские сорта нефти (например, Western Canadian Select) торгуются с двузначным дисконтом не только к Brent, но и к WTI. Отчасти решить эту проблему должно было строительство трубопровода Keystone XL мощностью 830000 б/с, который должен был стать частью системы Keystone, призванной транспортировать нефть из крупнейшей в Ка-

наде нефтедобывающей провинции Альберта к портам и НПЗ на побережье Мексиканского залива. Однако президент США Джозеф Байден в январе 2021 г. запретил строительство Keystone XL, из-за чего канадский экспорт по-прежнему будет иметь преимущественно региональный характер.

Южная Америка как драйвер сегмента FPSO

Инфраструктурные вложения необходимы и для наращивания предложения в Южной Америке – правда, не в строительство трубопроводов, а в сооружение судов для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO), которые будут использоваться при освоении блока Stabroek в Гайане и подсолевых месторождений на шельфе Бразилии (Sepia, Itapu, Buzios, и Atapu). Неслучайно Бразилия в 2021 г. стала мировым лидером по числу контрактов на строительство FPSO: на ее долю пришлось семь из десяти новых соглашений, согласно подсчетам Rystad Energy. Однако прирост добычи займет время: по прогнозу бразильской государственной исследовательской компании ЕМА, Бразилия лишь к 2030 г. сможет достичь отметки в 5 млн б/с (против 3 млн б/с в январе 2022 г.). В свою очередь, добыча в Гайане, увеличившаяся с 1000 б/с в 2019 г. до 120000 б/с в 2021 г., к 2025 г. должна будет достигнуть 560000 б/с к 2025 г., следует из прогноза S&P Global Platts (см. «Глобальное число контрактов на сооружение судов FPSO»).

В целом, Южная Америка является вторым регионом по потенциалу прироста добычи: меньший, чем в Северной Америке, объем свободных мощностей здесь компенсируется отсутствием жестких экологических ограничений, которые сдерживают предложение в Северной Америке. Для стран Ближнего Востока, обладающих наибольшими возможностями для наращивания предложения, сдерживающим фактором будет оставаться сделка ОПЕК+, чья судьба решится до конца 2022 г. ❗



KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi
Approved
Event

28-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ

28-30 СЕНТЯБРЯ 2022
КАЗАХСТАН | АЛМА-АТА

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ



RE3 – RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS
АрИТри – РАШН ЭНЕРДЖИ
ЭВЕНТС ЭКСПЕРТС

T +7 499 348 85 00

E info@re3.events

www.re3.events



<https://cdn.bitecms.com/WAA4pZJmRouVeE1GDFx>

VENI, VIDI, VICI

ДМИТРИЙ СЕРЕГИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

Судя по экспертным прогнозам, собранным НГВ, криптовалютные транзакции на международном рынке нефти и газа будут расширяться. Этот процесс будет развиваться «явочным порядком». Его агрессивность прямо зависит от роста давления на потребителя российских нефти и газа.

Давление на потребителя

Именно по нему санкции бьют в первую очередь. А это значит, что процесс скорее всего будет двусторонним, но как именно он будет развиваться, есть смысл подумать и оценить. Похоже, в новом мире потребитель будет прикреплен к производителю, служа реальным обеспечением валюты, какой бы она ни была, в том числе, конечно, и криптовалютой. Поскольку держатели санкционного механизма не властны над чужим производителем, они не запрещают ему добывать нефть или производить сжиженный газ.

Но над своим потребителем они властны, его первым ограничивают в правах, наказывая за неправильный выбор контрагента. Еще недавно все обаяние общества потребления состояло в его гламурном гуманизме, отражающем культ потребительского каприза. Потребитель как объект инвестиций создан конкуренцией за его деньги, но культурным героем потребитель стал благодаря конкуренции за его симпатии.

На изучении потребительского каприза выросли и торгово-развлекательные центры, и повальная закредитованность, и многочисленные финансовые пузыри. Но потребителю готовили изгнание из рая. Вместе с его правом выбирать, кому платить деньги, исчезает борьба за его симпатии.

Сегодня встреча потребительских денег и продавца требует разрешения, проблема ставится и решается военно-административными инструментами. Разумеется, давление на потребителя, а через него на производителя, мотивирует встречную активность. Как не считаются с международным законодательством национально инициированные санкции, так поначалу в обход действующих юрисдикций будет разворачиваться международная криптовалютная активность, устанавливая правила игры де факто, а не де-юре.

Сила обстоятельств

Происходит это независимо от того, что ключевые игроки финансового рынка, а также многие правительства имеют серьезные основания сдерживать этот процесс, а легальные механизмы торговли топливными ресурсами за криптовалюту до сих пор не имеют устойчивого характера.

По поводу возражений со стороны финансовых кругов, держателей прав на традиционные финансовые инструменты, можно сказать, что здесь они столкнулись с сильным конкурентом – ключевыми игроками «цифровой» экономики.

По большому счету основное столкновение происходит сейчас именно в этой области, а те или иные правительства или компании, заинтересованные в сбыте или покупке

нефтегазовых ресурсов, играют на той или иной стороне невидимого фронта в зависимости от обстоятельств, складывающихся на глобальном рынке нефти и газа.

Для России крупнейшим международным «обстоятельством» такого рода, несомненно, стали экономические санкции, связанные со специальной военной операцией, но коренящиеся в разногласиях гораздо более глубокого характера.

«Банковские транзакции отследить можно, а вот при оплате в криптовалюте финансовый след практически невозможно отследить. В этих обстоятельствах страны, которым такая нефть нужна, могут не опасаться иметь дела с российскими компаниями»

К какому выбору склоняют эти обстоятельства Россию, достаточно очевидно. Но есть смысл проанализировать детально:

- по каким именно причинам использование криптовалюты России выгодно;
- что этому мешает;
- каким образом будет происходить постепенное снятие барьеров.

Анонимность и нелегальность

Самым очевидным преимуществом в условиях международных санкций является (несколько преувеличенная, правда) «неисследимость» криптовалютных сделок. На то, что это сразу бросается в глаза, указывает руководитель рабочей группы «Финансирование и страхование проектов ТЭК, ESG и зеленые финансы» Игорь Тушев, входящий в Научно-экспертный совет Комитета по экономической политике СФ РФ: «в текущих условиях первой выгодой будет анонимность. Ряд стран сегодня воздерживаются от покупки российской нефти – в том числе потому, что переживают за возможность получения вторичных санкций. Но это не значит, что российская нефть им не нужна. Очень нужна. И здесь на первый план выходит очевидное соображение. Банковские транзакции отследить можно, а вот при оплате в криптовалюте финансовый след практически невозможно отследить. В этих обстоятельствах страны, которым такая нефть нужна, могут не опасаться иметь дела с российскими компаниями».

Впрочем, сам же эксперт немедленно оговаривается, что в настоящий момент просто нет крупных стран и крупных экономик, которые принимают платежи в криптовалюте. Более того, практически в каждой стране есть законы, в которых конкретно указано, что является платежным средством на территории страны, а что не является.

«И естественно, – оговаривает эксперт, – речь про крипту не идет. Все готовы принимать либо доллары, как средство международных платежей, либо свою локальную валюту». Это верно и для Российской Федерации, в законодательстве которой зафиксировано, что средством платежа на территории РФ служит российский рубль. «Условно, компания А из Китая не может купить официально у «Роснефти» бочку нефти за X биткоинов, потому что нет правового поля ни в Китае, ни в России. А если такую транзакцию в «серую» провести, то, как вы эту бочку нефти провезете через границу, по каким документам? И как вы в бухучете проведете списание материалов и получение выручке в скрипте? Никак».

У криптовалюты нет эмиссионного центра. Но сторона, обладающая преимуществами в вычислительной технике и структурирующая существующий интернет, имеет возможность прекратить торговлю определенным типом криптовалют, просто воздействуя на криптовалютные биржи, и тем самым мгновенно ее обесценить

Дело в том, что анонимность сделки естественным образом связана с ее нелегальностью. Криптовалюта с обывательской точки зрения это и есть подтверждение житейской мудрости о том, что если нельзя, но очень хочется, то можно. Именно посыл «нельзя» служил вначале двигателем развития, поскольку криптовалюта отвечала на это посылом «можно». Так что пользователями «черных» схем стали участники рынка самых нелегальных товаров – оружия, наркотиков и рабов.

Криптовалюта в глазах государства

Подключение к этому рынку пользователей, более лояльных закону, морали и общечеловеческим ценностям, требовало движения рынка криптовалюты в сторону нормальных гарантий, связывающих продавца и покупателя цивилизованными отношениями.

Поэтому вопрос о криптовалюте сегодня стоит в такой плоскости: каковы возможности криптовалюты для сделок с легальными товарами, которые не сводятся к уклонению от налогообложения и укрытию значительной части выручки? Ведь если бы дело было только в обходе национальных законодательств, государство не могло бы в принципе становиться на сторону развития рынка криптовалют. Однако на самом деле мы видим нечто другое. А именно, постепенный рост лояльности все более передовых стран к развитию рынка криптовалюты. В частно-

сти, в 2022 году с первого места по этому показателю Сингапур отодвинула Германия.

Становление криптовалюты как инструмента платежей связано с усложнением его технической составляющей. Собственно, под термином «криптовалюта» понимается далеко не только «денежный инструмент», который любое частное лицо намайнит, поставив на своем компьютере специальную программу. В этом смысле криптовалюта – «это корень очень сложного уравнения, и все дело заключается в том, что для этого уравнения нет иного способа поиска корней, кроме тупого перебора», – говорит математик и прогностик Сергей Шилов.

Но для распространения конкретной криптовалюты важно наличие распределенного реестра транзакций. С его помощью теоретически можно проследить всю историю транзакций: от майнинговой фермы, где она была получена, через все кошельки до конкретного покупателя. Но распределенные реестры для разных криптовалют устроены по-разному. Прежде всего, они позволяют пользоваться данной валютой с разной степенью анонимности. «Есть криптовалюты, где достаточно сложно определить их владельца, потому что PP устроен так, что вы видите только несколько последних транзакций. – Объясняет Сергей Шилов. – Но, как минимум, корректность всей цепочки структура реестра подтверждает. А есть криптовалюты, где записываются вообще все транзакции, включая конвертацию в реальные деньги».

В таком случае, разумеется, довольно легко определить конкретного владельца. В этой ситуации анонимность становится скорее фигурой речи, фактически сделки с криптовалютой становятся все более прозрачными. А на первый план выходят совсем другие преимущества.

Поскольку у мира есть сегодня «китайский полюс» развития, то и развитие рынка криптовалютных платежей, в том числе в нефтегазовой сфере, оправданно связывать с российско-китайским сотрудничеством

Для бизнеса таким преимуществом является снижение риска. «Торговля энергоресурсами за крипту в нынешней ситуации это по сути, бартерные операции – обмен некоторого количества топливно-энергетических ресурсов на некоторое количество криптовалютных единиц. Здесь и кроется главная проблема криптовалюты, которая не регулируется ни банками, ни практически никакими государствами. Поэтому любые криптовалютные сделки в рамках бартера (а не торговли на бирже) – это заранее опасная тема в плане невыполнения условий контракта. Для физических лиц арбитрами

иногда выступают криптовалютные биржи, но и то не всегда. А вот для бизнесов – надо искать кого-то другого, кто будет подтверждать обмен», – считает Никита Митрофанов, экономист и эксперт-аудитор, основатель телеграмм-канала «Около ЦБ».

Привычным арбитром естественным образом выступает государство. Столь же естественно для государства более позитивно смотреть на инструменты, снижающие анонимность до умеренного градуса. Криптовалютные биржи как раз и становятся постепенно таким инструментом.

Действительно, кроме распределенного реестра транзакций, интерес для государства представляет механизм преобразования криптовалюты в нормальные деньги или, наоборот, покупки за обычные деньги самой криптовалюты. Этим занимаются криптовалютные биржи. Наиболее известные биржи, имеющие наиболее высокий правовой статус, фактически сотрудничают с государством в проведении национальной политики. Такая криптовалюта приобретает черты надежности, приближаясь к нормальной валюте по части правовой обеспеченности сделки. Но происходит это за счет потери значительной части пользователей.

Для темы статьи особенно выразительным примером является известная криптобиржа. В апреле она распространила заявление о том, что вынуждена ввести ограничения для физлиц, проживающих в России, а также юрлиц, созданных в России. Им ограничат доступ к сервисам, если стоимость их криптоактивов превышает €10 тысяч. «То есть, оставаясь в юрисдикции РФ и ведя деятельность в российском правовом поле, заниматься продажей энергоресурсов за крипту довольно проблематично», – комментирует Никита Митрофанов.

«Цифровое неравенство»

Тема отсутствия у криптовалюты эмиссионного центра одно время рассматривалась в мире как потенциал более «справедливого» мироустройства. В самом деле, за скобками остается глобальный игрок, способный регулировать объем валюты, запуская и останавливая печатный станок.

Но зато на первый план выдвигается другой глобальный игрок. На важность этой темы обратил внимание социолог и футуролог Сергей Переслегин: «Для меня криптовалюта обеспечивается прежде всего вычислительными мощностями. С этой точки зрения «цифровое неравенство» распространяется также на возможности разных государств и наций в отношении работы с криптовалютами. Если продажа нефти за рубли – это попытка перейти к валюте, обеспеченной ресурсами, то продажа нефти за криптовалюту – это попытка перейти к продаже нефти, обеспеченной вычислительными мощностями.

При этом нефть и газ реально принадлежат России, а вот насчет вычислительных мощностей, с учетом нашей зависимости в этой области от Запада, которая пока до конца не преодолена, существует масса проблем».

Это верно, что у криптовалюты нет эмиссионного центра. Но сторона, обладающая преимуществами в вычислительной технике и структурирующая существующий интернет, имеет возможность прекратить торговлю определенным типом криптовалют, просто воздействуя на криптовалютные биржи, и тем самым мгновенно ее обесценить. По мнению Сергея Переслегина, «ситуацией с прекращением торговли криптовалютой еще никто всерьез не занимался, потому что сначала человечество должно по-настоящему схватить наживку, не на первые десятки миллиардов, а всерьез, на триллионы, тогда можно будет рвануть и удочку».

Если так посмотреть на запуск криптовалютных инструментов как таковых, то этот механизм является одним из самых интересных способов перераспределения миноритарных денег – от конечных пользователей в сторону сильных игроков, причем не на финансовом, а на цифровом фронте.

Китайский полюс

В этом плане интересно заметить, что Китай заинтересован в противостоянии не только цифровому неравенству (образуя альтернативный полюс «цифровой» власти), но и в противостоянии механизму международных санкций (потенциальным объектом которых он, несомненно, является). И тот же самый Китай является крупным покупателем нефтегазовых ресурсов, не в последнюю очередь российских.



А это означает, что проблемы отсутствия правовой инфраструктуры использования криптовалют не являются тупиковыми. Была бы заинтересованность, и правовые процессы будут запущены. И поскольку у мира есть сегодня «китайский полюс» развития, то и развитие рынка криптовалютных платежей, в том числе в нефтегазовой сфере, оправданно связывать с российско-китайским сотрудничеством.

У экспертов не вызывает сомнений оптимальность майнинга криптовалюты на электричестве сибирских ГЭС или попутном нефтяном газе наших нефтегазоносных провинций

При этом Китай является лидером в использовании мощностей ТЭК для майнинга криптовалют. По словам экспертов, китайские компании могут прямо на своих угольных разрезах жечь уголь, чтобы производить электричество, из которого майнят криптовалюту, за счет чего китайские компании и занимают сегодня первое место в мире по майнингу.

Такие организации есть в России, в частности, у экспертов не вызывает сомнений оптимальность майнинга криптовалюты на электричестве сибирских ГЭС или попутном нефтяном газе наших нефтегазоносных провинций. Нельзя не обратить внимание на то, что крупнейшими гидроэнергетическими ресурсами обладает Сибирь, и там же находятся основные объемы ПНГ. Так что «восточный вектор» криптовалютных платежей подсказан, можно сказать, не только геополитическими, но и геоэкономическими аргументами.

Как долго?

Тем не менее ни Россия, ни возможные страны-покупатели не готовы легализовать торговлю за криптова-

луту. Само по себе законодательство о криптоактивах в нашей стране скоро появится. Над ним сейчас работает Минфин. В отличие от Центробанка, который занял запретительную позицию, правительство РФ подходит к вопросу более конструктивно. Премьер Михаил Мишустин на заседании Госдумы седьмого апреля очертил позицию правительства следующим образом: «Криптоактивы – непростые финансовые инструменты. К ним нужно относиться аккуратно. Мы против признания их средством расчета или деньгами и здесь солидарны с позицией Центрального банка. Что касается регулирования, то нужно серьезно поработать и учесть в законодательстве все элементы, которые характеризуют криптовалюту. Мы будем делать это в рамках концепции регулирования, которая уже утверждена».

Действительно, нужно еще внести изменения в законы, которые регулируют бухгалтерский учет, как в целом, так и согласно отраслевых стандартов. Затем уже с криптотранзакциями нужно начать работать банкам, меняя в существенной части свои процедуры, особенно учет и оценку активов. Это предполагает долгий путь законодательных реформ, который предстоит пройти как России, так и странам, которые будут работать с Россией, имея желание платить цифровыми активами.

«Много времени уйдет на закон про криптовалюту, затем будут дорабатываться законодательства в области банков, бухучета, торговли. Затем будет тестовый период осуществления таких транзакций, и только потом, когда все участники транзакционного процесса будут иметь правовое поле и техническую базу, только тогда будет возможность проводить подобные платежи», – считает Игорь Тушев.

Известна шутка министра финансов РФ Антона Силуанова о том, что остановить криптовалюту можно только вместе с интернетом. Но победное шествие интернета остановить может только всемирная катастрофа. А значит, если конца света не случится, криптовалюта в экономике ТЭК станет также привычна, как цифровые двойники месторождений. 🚀





PCVEXPO

25-27 октября 2022

Москва, МВЦ «Крокус Экспо»,
Павильон 1, Зал 4

21-я Международная выставка промышленных насосов, компрессоров и трубопроводной арматуры, приводов и двигателей



Организатор



Международная
Выставочная
Компания

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

Соорганизаторы



РАПИ



Забронируйте стенд

www.pcvexpo.ru



КРИС КУК: «РОССИЯ И ИРАН ИМЕЮТ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ СТАТЬ СОУЧРЕДИТЕЛЯМИ ГЛОБАЛЬНОГО РЫНКА ПРИРОДНОГО ГАЗА»

На вопросы «Нефтегазовой Вертикали» о значимых финансовых событиях и конъюнктуре энергетического рынка последнего времени ответил известный британский финансовый аналитик и консультант в сфере ТЭК Крис Кук.

НГВ: *Что вы думаете о расчетах за газ в рублях как о долгосрочной перспективе и как российский рубль может стать более привлекательной валютой?*

С. Cook: Недавнее уведомление России недружественных стран о переходе на оплату за природный газ в рублях было, на мой взгляд, самым значительным монетарным событием с тех пор, как президент Никсон отвязал доллар США от золотого стандарта в 1971 году.

Постсанкционный обвал курса доллара США к рублю и почти мгновенное укрепление рубля после действий президента Путина беспрецедентны (см. «Динамика курса валют в паре доллар США/рубль»).

Есть давнее монетарное заблуждение, что для того, чтобы быть привлекательной и приемлемой для расчетов, валюта должна быть в дефиците. Но существует парадокс: в той мере, в какой валюта дефицитна, она не мо-

жет быть ликвидной, а в той мере, в какой она ликвидна, она не может быть дефицитной.

То, что делает валюту общеприемлемой для обмена, – это основа объективной потребительной стоимости (полезности), выражающей ценность землепользования, использования энергии, знаний и технологий (интеллектуальная ценность), всего того, что может быть измерено объективной энергетической метрикой или «единицей счета». Но что делает валюту ценной в обменной операции, так это субъективные показатели, такие как потребность, желание, редкость... даже сентиментальная ценность.

Ясно, что ваучер или кредитное обязательство, выданное крупными производителями газа, такими как Россия, Иран и Катар, будет в целом приемлемым в расчетах (и кандидатом на мировую валюту), если они будут приняты в качестве оплаты за поставки природного газа вместо платежей в резервных валютах, к примеру, долларах или евро.

Но поскольку газ является исчерпаемым ресурсом, такое кредитное обязательство по газу может служить глобальным инструментом только при среднесрочном переходе к устойчивой в долгосрочной перспективе энергетической экономики. Здесь я предполагаю, что экспорт нефти и газа страны-производителя может быть учтен через применение теплового стандарта MMBtu.

Я предвижу, что в долгосрочной перспективе основной рубль как национальной валюты будут возобновляемые природные энергетические ресурсы России (ветровые, солнечные, гидро/приливные), тепловые ресурсы (воздух, вода, подземные источники) и биоресурсы.

НГВ: Как облегчить платежи перед лицом банковских санкций и как сделать иностранные инвестиции более привлекательными?

Крис КУК – бывший директор Международной нефтяной биржи (сейчас ICE Europe), где он отвечал за контракты на сырую нефть марки Brent и юридическое оформление фьючерсных контрактов на природный газ Великобритании. Крис проработал 25 лет в сфере онлайн-финансовых услуг («Финансовые технологии») и сегодня возглавляет британскую экспертную сеть академических и профессиональных консультантов, решающих экономические проблемы в целом и вопросы энергетики в частности с помощью взаимовыгодных решений c.cook@isrs.org.

С. Cook: В 2008 году в Тегеране я впервые изложил глобальную правовую архитектуру «Gas Clearing Union», которая будет действовать как основа для взаимно гарантированных платежей и инвестиций, связанных с газом.

Хотя банки не могут производить газ, потенциально они могут играть большую роль в управлении рисками и контроле качества, а также в координации газовых инвесторов и объектов инвестирования. Это относится и к краткосрочным/более рискованным проектам развития, и к инвестициям «энергетического кредита» – к долгосрочным энергетическим проектам.

Сочетание более рискованной формы партнерства с применением соглашения о распределении излишков и менее рискованной формы с предоплатой за долевые инвестиции в энергетические потоки позволит учесть интересы всех сторон в большей степени, чем этого можно было бы достичь при классическом акционерном, долевым финансировании или финансировании с использованием производственных инструментов.

НГВ: Насколько реально сделать российскую нефть Urals или ВСТО глобальным эталоном (Россия уже несколько лет пытается разработать поставочные фьючерсные нефтяные контракты на Санкт-Петербургской товарно-сырьевой бирже, но пока безуспешно)?

График. Динамика курса валют в паре доллар США/рубль



С. Cook: Я думаю, что окно возможностей для такого чисто российского эталона – как это было с ближневосточными эталонами – теперь закрыто, хотя гипотетический Ганзейский эталон, объединяющий российскую нефть с продуктами добычи британцев и норвежцев, возможен, если не принимать во внимание текущую геополитическую ситуацию¹.

Основная причина заключается в том, что стратегическая доктрина США об энергетическом доминировании основана на создании новой глобальной базовой цены на нефть, контролируемой США. Реализация этой стратегии началась 1 июля 2017 года, когда Саудовская Аравия после 16 лет использования в качестве эталона базового показателя Brent Weighted Average (BWAVE), превалирующего на бирже ICE, перестала им пользоваться.

Согласно моему анализу, эта стратегия США по доминированию в ценообразовании на нефть завершится, когда контракт на поставку сырой нефти в США West Texas Intermediate (WTI) переместится из не имеющего выхода к морю Кушинга на атлантическое побережье Мексиканского залива, а в качестве эталона будет сырая нефть из сланцевого бассейна Мидленд.

Этот новый контракт WTI Midland AGC позволит продавать нефть на Дальнем Востоке и другим покупателям. Я предполагаю, что эти покупки позволят делать предоплату для финансирования добычи, основанной на соглашении о разделе продукции между партнерами по банковскому капиталу и операционными партнерами.

Результатом будет то, что США – по соглашению со странами-потребителями нефти – смогут стабилизировать неустойчиво волатильный мировой рынок нефти на взаимоприемлемой «привязке» (cap/collar) доллара США к запасам сланцевой нефти в США.

НГВ: У России есть планы построить свои собственные большие емкости для хранения нефти для борьбы с дисбалансом спроса и предложения – например, недавним, связанным с Covid, и актуальным от санкций. Что Вы думаете об этом?

С. Cook: Такие буферные запасы необходимы для устойчивости любой системы нефтяного рынка. Сегодня интересно наблюдать за тем, как США истощают свои стратегические нефтяные резервы (SPR). Однако, на мой взгляд, США вполне могут это сделать, потому что скорость, с которой может быть увеличена добыча сланцевой нефти, по существу, отодвигает эти запасы SPR на второй план.

НГВ: У африканских стран есть планы по созданию регионального нефтяного банка для поддержки сокращающихся инвестиций в этот сектор. Что вы думаете о возможности присоединения России к этой структуре или созданию нового международного нефтяного банка, в то вре-

мя как мировая банковская система сокращает свои инвестиции в нефтегазовую отрасль и увеличивает поддержку альтернативной энергетики?

С. Cook: Как сказано выше в отношении природного газа, я считаю, что существует хорошая возможность для банковского дела 21-го века предоставлять услуги «облегченного капитала»², а не капиталоемкие гарантии кредита заемщикам. А предлагаемый нефтяной банк как раз будет осуществлять именно это.

В частности, у России есть большие возможности для заключения новых видов нефтяных свопов. Во-первых, существует возможность географического обмена нефтью, первым примером которого был Иранский Caspian Oil Swap, подразумевавший получение сырой нефти от соседних прикаспийских государств, к примеру, от Туркменистана, в обмен на нефть такого же качества, в таких же объемах для клиентов стран-экспортеров. Во-вторых, существуют конверсионные свопы, такие как нефть в обмен на продукты, при которых Россия может поставлять сырую нефть на нефтеперерабатывающие заводы по всему миру в обмен на права на товары.

Такие свопы, по сути своей, являются негибкой формой бартера, и предлагаемая инновация заключается в том, чтобы «унифицировать» права на продукцию посредством использования обязательств по товарным кредитам – например, кредитам на дизельное топливо или бензин Евро-5 – в энергетический инструмент, приемлемый во всей Африке и развивающемся мире, да и в любом другом месте.

Все такие инструменты топливных кредитов – как газ – легко оцениваются по стандартной единице счета – джоулю тепловой энергии в MMBtu.

НГВ: Каким вы видите развитие российско-китайского партнерства?

С. Cook: Партнерские отношения возможны при сохранении взаимных интересов и управления с разделением власти, при котором ни один из партнеров не имеет доминирующих/неконсенсуальных прав над другим. Ясно, что сочетание протяженных границ, огромных запасов российского сырья, необходимых Китаю, и возможностей по производству товаров и услуг является отличной основой для партнерства.

Но нынешний режим финансовых санкций изменил баланс рыночной власти в пользу Китая, который безжалостно прагматичен в использовании коммерческих преимуществ.

Более того, Китай разделяет с США интерес к минимизации стоимости жизненно важных ресурсов, особенно сырой нефти, ведь энергетическая безопасность была центральным элементом внешней политики США на протяжении более 100 лет и так же важна для Китая сейчас.

По моему анализу, Китай уже некоторое время сотрудничает с США с целью «перезагрузки» парадигмы глобаль-

¹ Это отсылка к Ганзейскому союзу стран Балтийского и Северного морей. Союз существовал с XIII до XVII века.

² Ценность смещается от банков, обеспечивающих двустороннюю торговлю на основе принципа, к предложению агентского исполнения и клиринговой модели, оптимизации портфеля маржи и обеспечения и других услуг.

ного товарного рынка в целом и рынка сырой нефти в частности. Я полагаю, продолжая свой ответ на третий вопрос, что Китай вскоре (после того, как нынешний всплеск нефтяного рынка сдует рыночный пузырь, как в 2008 году) будет иметь эффективное право вето на стабилизацию цен на нефть эталонной марки WTI Midland AGC.

Более того, если это действительно так, как я подозреваю, и США привязали доллар к сланцевой нефти, то превращение доллара в оружие против России повышает вероятность, что Китай предпочтет природный газ в качестве основы для глобальной резервной валюты. Это связано с тем, что США не доминирует на рынке природного газа, и он является однородным по своей природе, в отличие от рынка нефти, где множество различных эталонов и сортов.

НГВ: *Как давний эксперт по экономике Ирана, что вы думаете о взаимном сотрудничестве между двумя странами, находящимися под санкциями?*

С. Cook: Финансовые санкции, примененные к России, конечно же, были разработаны США еще против Ирана, а Россия и Иран имеют общий интерес к ресурсам Каспийского региона. Однако нынешние санкции открывают перед Ираном большую возможность вытеснить Россию с регионального и глобального рынка.

Тем не менее, обе страны богаты природными и интеллектуальными ресурсами и, на мой взгляд, имеют обоюдный интерес к тому, что я считаю величайшей коммерческой возможностью 21 века – «умный своп». Я имею в виду предоставление электроэнергии/мобильности, тепла/охлаждения и других энергетических услуг, например, продуктов питания и воды, при минимизации использования ограниченных ресурсов и углеродного топлива.

«Умный своп» – это просто использование знаний, технологий и интеллектуальной собственности в обмен на экономии топлива. Великий шотландский инженер Джеймс Уатт впервые применил этот принцип – разумного обмена, когда он предоставил использование своего эффективного парового насоса («перекачка как услуга») оловянным рудникам Корнуолла в обмен на треть сэкономленного угля.

Наконец, с точки зрения актуальных инициатив, я считаю, что Россия и Иран имеют возможности для того, чтобы стать соучредителями глобального рынка природного газа в «Gas Clearing Union», о котором я говорил выше. На самом деле можно даже разработать пилотный проект/доказательства концепции предлагаемого механизма с участием Ирана, России и Великобритании.

НГВ: *Как можно возобновить и укрепить экономический диалог с ЕС и Великобританией?*

С. Cook: Креативность, гибкость и беспристрастный нейтралитет лондонского Сити не имеют себе равных, а Великобритания извлекает выгоду из правовой системы

и опыта, основанного на честности. Новое положение Великобритании за пределами ЕС открывает возможности для прагматичного экономического диалога, который не был бы разрешен единым рынком ЕС. Великобритания имеет хорошие возможности для содействия следующей волне финансовых технологий к взаимной выгоде всех стран и основывается на простом экономическом принципе – конкуренции за качество товаров и услуг и сотрудничества в отношении затрат.

НГВ: *Как долго продлится санкционная война в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе после окончания спецоперации в Украине?*

С. Cook: На мой взгляд, режим санкций, примененный к Ирану, был разумным с тактической точки зрения, но стратегически ошибочным. И нынешние санкции США, вероятно, будут иметь непредвиденные последствия. Как говорится, война – это дипломатия, проводимая другими средствами, и, возможно, спецоперацию лучше рассматривать как экономический спор, проводимый другими средствами.

У России есть большие возможности для заключения новых видов нефтяных свопов

В тех случаях, когда участки земли, имеющие небольшую ценность, оспариваются между странами, нередко спор решается соглашением о разделении полномочий в совместном владении, отталкиваясь от смысла термина «кондоминиум».

В 2011 году я предложил новаторскую форму совместного соглашения о разделении власти и ресурсов, в котором принципом организации управления было «недоминирование». Я назвал соглашение Nondominium, потому что оно позволяет держать землю под совместным хранением, а вопросы ответственного управления подлежат совместному праву вето. Ключом к Nondominium является то, что мобилизация ресурсов в рассматриваемой зоне не будет зависеть от традиционных форм национальных инвестиций. К ресурсам, скорее, будут применяться взаимные свопы и кредитные обязательства, описанные выше.

Это, в свою очередь, открывает возможность проекта «Энергии для мира» – таким образом иранский газ поставляется в Нахчыван в обмен на избыточную ядерную энергию из Армении.

НГВ: *Что Вы думаете о возможности полномасштабного эмбарго на нефть и газ и связанных с этим последствиях для мировой экономики в сочетании с ожидаемой глобальной нехваткой продовольствия?*

С. Cook: Я думаю, что вероятность такой заведомо ошибочной и неработоспособной политики мала и здравый смысл восторжествует. Хотя я уже ошибался раньше. ❗



<https://rgazeta.ru/wp-content/uploads/2019/03/c5a3c9b1726c2c3e7d066e769e028f1.jpg>

РАЗМЫШЛЕНИЯ НА ТЕМУ АНТИРОССИЙСКИХ САНКЦИЙ В ТЭК И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Доктор экономических наук, профессор

(статья отражает исключительно личную точку зрения автора и является его персональной ответственностью)

В мире ничего не происходит просто так. Все случается в контексте экономических интересов («ищи кому выгодно...»). Любые геополитические изменения в своем основании имеют, в основном, параметры перераспределения объемов капиталов, а именно, – конкуренцию за ресурсы и доступ к ним, за товарные потоки, за перераспределение существующих и захват новых рынков, увеличение прибыли, за обеспечение более широкой зоны применения своей валюты и т.п. Чтобы понять происходящее, нужно определить, кому это положение дел выгодно и почему.

После начала специальной военной операции на Украине (СВО) 24 февраля в Европе, да и во всем «международном сообществе», резко усилилась санкционная компания против России по широкому кругу направлений экономического противодействия нашей стране. Однако МИД Китая изобразил очень наглядную карту этого «международного сообщества», о котором мы постоянно слышим и которое является отражением западного представления о нем [1] (см. рисунок 1). Это преимущественно страны «Группы Семи», которые и являются основными (плюс Швейцария) государствами-санкционерами против России.

Если до начала СВО насчитывалось 2754 различных санкций против России, то с момента начала СВО и по 17 мая включительно их число увеличилось от этой группы стран еще на 7782 [2], то есть менее чем за три месяца произошел почти трехкратный их прирост по сравнению с накопленным до того объемом. Россия теперь является страной, против которой введено наибольшее количество санкций, – 10536. До 22 февраля «лидировал» Иран – 3616. Антироссийские санкции охватывают широкий спектр областей по различным видам деятельности (см. таблицу). Энергетика занимает одно из ключевых мест в санкционном спектре.

Политическая установка на отказ от российских энергоресурсов

В числе различных мер противодействия нашей стране сформулирована жесткая политическая установка на уход от российского энергетического импорта.

Международное энергетическое агентство (МЭА) 3 марта обнародовало свою программу из 10 пунктов для ЕС по уходу от российского газа. Краткосрочная цель программы – к концу текущего (2022 г.) снизить зависимость от его импорта на 50 млрд куб. м, то есть на треть (исходя из оценки МЭА импорта российского газа в ЕС в 2021 г. в 155 млрд куб. м) [3-4]. 18 марта МЭА обнародовало свой план из 10 пунктов по сокращению потребления нефти (читай: в первую очередь – российской) в «продвинутых» экономиках (к каковым относит 31 страну-члена МЭА плюс ЕС в целом и восемь государств-ассоциированных членов МЭА) на 2,7 млн барр./сутки за 4 месяца в основном за счет «поведенческих» мер (энергосберегающего поведения потребителей) [5]. Это даже превышает объем российского экспорта сырой нефти в Европу в начале года (порядка 2,5 млн барр./сутки).

Еврокомиссия (ЕК) восьмого марта обнародовала первоначальный вариант своей программы «REPowerEU» из трех направлений действий (возобновляемые источники энергии (ВИЭ), водород, энергоэффективность), которая поставила цель к концу 2022 г. снизить зависимость от российского газа на две трети, то есть

на 100 млрд куб. м [6]. Задача, что совершенно для меня очевидно, невыполнимая на практике, но политическое целеполагание установлено, публично заявлено и постоянно ретранслируется в СМИ и различных публичных мероприятиях. Значит, независимо от того, какие будут на практике достигнуты результаты по сокращению зависимости от российского газа, будет, несомненно, отчитано, что политические установки полностью реализованы (см. бокс 1).

В опубликованном 8 марта документе REPowerEU в Страсбурге предусматривалось полностью отказаться от российского импорта энергоресурсов к 2030 г., но уже через пару дней в выступлениях перед Саммитом Глав ЕС 10-11 марта в Версале Президент ЕК Урсула фон дер Ляйен скорректировала эту задачу на более амбициозную – достичь нулевой импортной зависимости от России по энергоресурсам к 2027 г. [8], хотя в тексте самой Версальской декларации глав ЕС эта задача была сформулирована обтекаемо – «...мы согласились как можно скорее поэтапно ликвидировать нашу зависимость от российских газа, нефти и угля...» [9].

Рисунок 1. МИД Китая изобразил карту видения Западом «международного сообщества»



Источник: LijianZhao.
https://twitter.com/zlj517/status/1504599052868255744?ref_src=twsrc%5Etfw%7Ctwcamp%5Etweetembed%7Ctwtterm%5E1504599052868255744%7Ctwgr%5E%7Ctwcon%5Es1_%ref_url=https%3A%2F%2Fwww.rbc.ru%2Frbcfreenews%2F6234d3939a7947fe5647ddb0

«Группа Семи» и Швейцария: санкции против России

Ограничения (1) на (по состоянию на 17.05.2022)	Австралия	Великобритания	ЕС	Канада	США	Швейцария	Япония
импорт нефти из России	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	НЕТ	ДА
импорт газа из России	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ
импорт угля из России	НЕТ	ДА	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	ДА
импорт металлов из России	НЕТ	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ	ДА	НЕТ
экспорт металлов в Россию	ДА	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ
экспорт предметов роскоши в Россию	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА
импорт предметов роскоши и некоторых продовольственных товаров из России	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ
экспорт технологий в Россию	НЕТ	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА
вещание российских государственных СМИ	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	НЕТ	НЕТ
экспорт профессиональных услуг (консультационных, аудиторских) в Россию	НЕТ	ДА	ДА	ДА	ДА	НЕТ	ДА
доступ России к фондам МВФ (2) и ВБ (3)	НЕТ	ДА	ДА	ДА	ДА	НЕТ	ДА
отзыв статуса MFN (4)	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	НЕТ	ДА
суверенный долг	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА
корреспондентские банковские счета российских банков	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ	ДА	НЕТ	НЕТ
доступ российских банков к системе SWIFT (5)	НЕТ	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА	ДА
Общий объем введенных антироссийских санкций после 22.02.2022 (всего 7782), в т.ч. по странам	1150	1360	1199 (6)	1402	1983	1361	902

Примечания:

1. Применение ограничений: **ДА** – объявлены или применяются; **НЕТ** – не объявлены.
2. МВФ = Международный валютный фонд.
3. ВБ = Всемирный банк.
4. MFN (Most Favored Nation) = режим наибольшего благоприятствования (наиболее благоприятствуемой нации) в международной торговле.
5. SWIFT (Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunications) = Международная электронная система межбанковских расчетов.
6. Франция – 1179 санкций.

Источник: Russia Sanctions Dashboard. 17 May 2022 (<https://www.castellum.ai/russia-sanctions-dashboard>)

18 мая ЕК обнародовала обновленный вариант программы REPowerEU [10], которая предполагает более амбициозные цели для полного отказа от российского энергетического импорта. В выступлении в этот день Урсулы фон дер Ляйен при презентации обновленной REPowerEU конкретная дата полного обнуления импорта российских энергоресурсов опять не была указана, она повторила формулу Версаля («...мы теперь должны как можно скорее уменьшить нашу зависимость от российского ископаемого топлива...» [11]), в самой программе дата обнуления российского импорта также не указана. Однако, как сообщают СМИ, отвечая на вопросы корреспондентов в Брюсселе, Президент ЕК повторила, что «программа REPowerEU сократит зависимость ЕС от российского газа в течение этого года на 66% и полностью устранил ее к 2027 г.» [12] Об обнулении импорта энергоресурсов из России к 2027 г. говорят и другие источники [13].

Standard & Poors (S&P Global) радостно оценил в своем экспресс-«анализе» по итогам презентации об-

новленного REPowerEU итоговый масштаб сокращения потребности в российском газе даже превышающим 155 млрд куб. м/год. По приводимой S&P раскладке, к 2027/2030 г. (так у S&P) это сокращение должно составить аж целых 161 млрд куб. м/год, в том числе за счет:

- (а) повышения энергоэффективности – 10;
- (б) «зеленого» (возобновляемого) водорода – 38;
- (в) биометана – 35;
- (г) электрификации – 12;
- (д) нероссийских поставок трубопроводного газа – 10;
- (е) роста импорта СПГ – 50;
- (ж) повышенных целей по ВИЭ – 6 [13].

Правда, цифры S&P серьезно не совпадают с данными самого REPowerEU, которые вызывают еще больше вопросов – и по объемам, и по структуре.

В Приложении 1 к обновленному REPowerEU от 18 мая (то есть в первоисточнике) [10] приводится иная раскладка – и без указания даты достижения конечного результата (в млрд куб. м/год):

- а) изменение поведения потребителей – 10;

- б) жилищное хозяйство (повышение энергоэффективности и тепловые насосы) – 37;
- в) промышленность (энергоэффективность и электрификация) – 12;
- г) альтернативные поставки: 50 (СПГ) плюс 10 (трубопроводный газ);
- д) биометан – 17;
- е) возобновляемый водород (про который написано под одной вывеской, но в двух блоках): (1) «плюс 14 млн т дополнительно водород/аммиак из которых 8 млн т замещают природный газ в эквиваленте 27 млрд куб. м», (2) «10 млн т импортируется и еще около 4 млн т дополнительного внутреннего производства». Итоговая цифра по данному пункту не приводится, остается догадываться, что подпункт (1) говорит о направлениях использования 14 млн т водорода – неэнергетическое/энергетическое, а подпункт (2) об источниках его происхождения). Значит, итоговая цифра в этом пункте, по видимому, – 27;
- ж) солнце и ветер (электроэнергия ВИЭ) – 21 млрд куб. м. При этом с нечетким примечанием к этой цифре: «(замещение – А.К.) в сценарии порядка 12 млрд куб. м достигается дополнительным производством 4 млн т (возобновляемого – А.К.) водорода и 9 млрд куб. м – дополнительным замещением газа в энергосистеме. Эти сэкономленные млрд куб. м распределены по другим секторам таблицы (приложения 1 – А.К.)». То есть можно догадаться, что 4 млн т водорода или 12 млрд куб. м замещенного им газа ушли в пункт (е)(2).

Но начинается вся эта цифровая раскладка с «пояснения», которое еще больше затуманивает возможность понимания целостной картины: «Точка отсчета: все меры программы Fit for 55 (пакет мер по сокращению чистых выбросов парниковых газов как минимум на 55% к 2030 г., представленный ЕК 14 июля 2021 г. – А.К.) снизят спрос на газ в ЕС на 116 млрд куб. м, или на 30%». И понимай как хочешь... – то ли эффект мер REPowerEU надо суммировать с эффектом мер Fit for 55, то ли нет...

А в конце Приложения 1 к REPowerEU говорится, что «анализ показал (о, это сакраментальная фраза «расчеты показали, что...», под которую можно подвести все, что угодно, какой угодно вывод, особенно если не показывать «кухню» расчетов – А.К.), что будет возможно полностью компенсировать отказ от российского газового импорта за счет комбинации мер по сокращению спроса в соответствии с пакетом мер Fit for 55, наращиванием объемов производства биогаза и особенно водорода не на основе органического топлива (то есть возобновляемого? Почему бы не сказать напрямую? – А.А.) и создания весьма незначительной газовой инфраструктуры в дополнение к уже предусмотренной текущим пятым перечнем «про-

ектов общего интереса» (Projects of Common Interests) ЕС». И там же: «даже при текущих уровнях спроса и внутреннего предложения, проекты (указанные в Приложении 1 к REPowerEU – А.К.) почти полностью сократят зависимость от России, сохранив ее на уровне 5% для Чехии, Словакии, Венгрии, Румынии и Болгарии» [10].

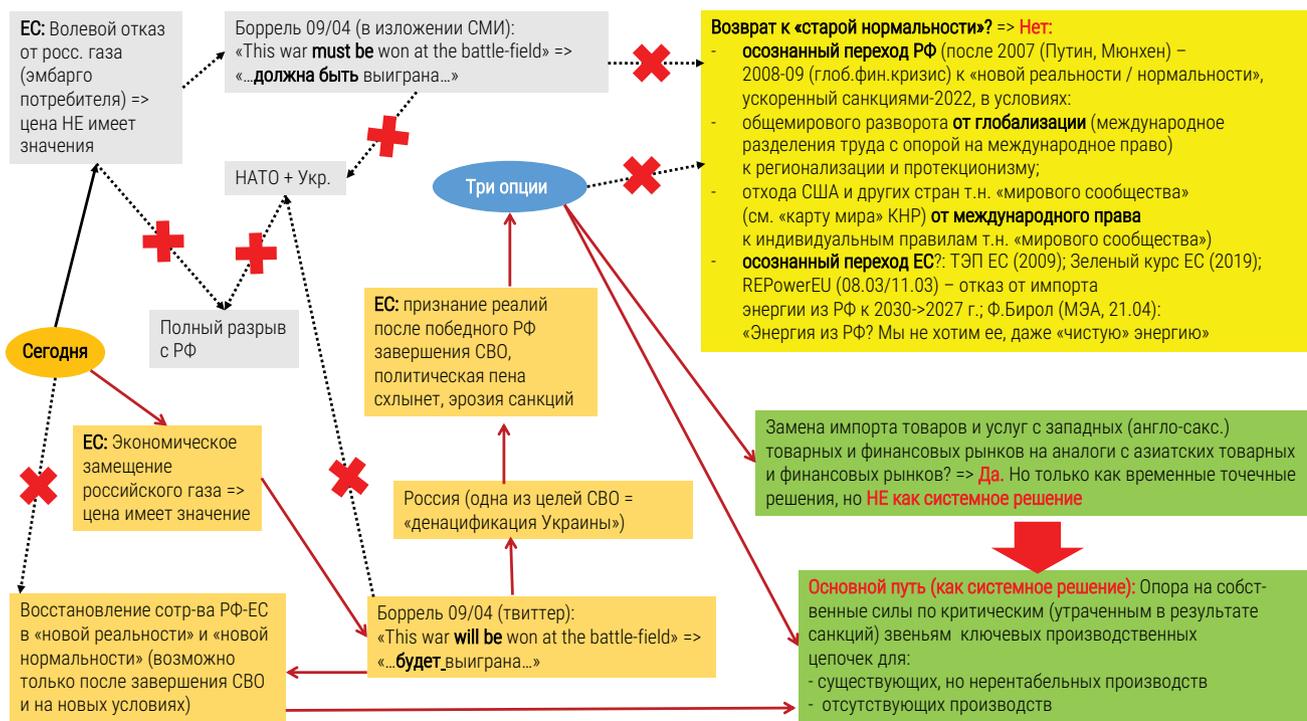
Однако Болгария, как известно, уже поспешила отказаться от установленного Указом №172 от 31.03.2022 нового порядка оплаты за поставки трубопроводного газа в недружественные страны (к числу каковых относится) и тем самым полностью лишилась «зависимости от российского газа» с 27 апреля с.г. [14]. Правда, спустя месяц устами министра энергетики признала, что поспешила... [15].

Если просуммировать все ингредиенты Приложения 1 в REPowerEU, пункты от (а) до (ж), то без учета пункта (е) уже получаем 157 млрд куб. м целевого сокращения спроса на российский газ (подчеркнем: не на газ вообще, а именно на российский, ибо спецпункт (г) посвящен замещению альтернативными нероссийскими газовыми поставками). Плюс 27 млрд куб. м из подпункта (е)(1) по водороду, поскольку 14-8=6 млн т водорода/аммиака из этого же подпункта, по всей видимости, должны уйти на неэнергетическое потребление.

Бокс 1. Ликвидные рынки и «черн»

Любая бюрократия всегда докладывает только об успехах, никогда о неудачах (их просто не может быть по определению – см. законы Паркинсона и Мерфи), поэтому всегда можно составить отчет таким образом, что любая неудача, и даже провал, будет выглядеть как достижение. На моей памяти прекрасный иллюстративный пример тому – рапорт Директората по энергетике ЕК (ДЭЕК) уходящей в 2014 г. Еврокомиссии о построении основ ликвидного внутреннего рынка газа в ЕС. Общепринятым показателем ликвидности является т.н. «черн» (churn) – количество перепродаж на товарной площадке одного товара в течение торговой сессии. По консолидированному общераспространенному мнению бизнеса (мы проводили такой опрос в период моей работы в Брюсселе в Секретариате Энергетической хартии при подготовке исследования «Цена энергии» [7]), пороговым значением «черн» для отнесения той или иной торговой площадки к категории ликвидной, является значение 15. При подготовке Целевой модели рынка газа (ЦМРГ) ЕС в 2011-2013 гг. две наиболее ликвидные на тот момент торговые газовые площадки в тогдашнем ЕС (NBP в Великобритании и TTF в Нидерландах) имели средние значения «черн» порядка 10-12, то есть очевидно не дотягивали до порогового, по мнению бизнеса, уровня, чтобы считать эти торговые площадки минимально ликвидными. Поэтому в ЦМРГ ЕС было установлено пороговое значение «черн» равное не 15, а 8, что дало основание в 2014 г. отрапортовать уходящему руководству ДЭЕК о том, что основы ликвидного рынка газа в ЕС построены (ведь на двух основных торговых площадках ЕС уровень «черн» существенно – в 1,5 раза – превышает пороговое значение). Справедливости ради отмечу, что сегодня уровень «черн» на TTF (самой ликвидной торговой площадке ЕС, к которой привязаны ценовые индексы, в том числе и в ценовых формулах российских долгосрочных контрактов) находятся на уровне 130-150. Правда, вновь для справедливости, отмечу, что в период подготовки исследования «Цена энергии» [7] уровни «черн» для двух основных мировых торговых нефтяных площадок – NYMEX в Нью-Йорке и ICE в Лондоне находились на уровне 2000-2200. Почувствуйте разницу...

Рисунок 2. Основные санкционные развилки для России в ТЭК с Европой



Итого: 157+27=184 млрд куб. м замещения российского газа в течение ближайших четырех лет? И кто-нибудь из профессионалов-энергетиков может в это поверить? По-моему, совсем завиральная цифровая эквилибристика... Как говорил К.С.Станиславский из 8-го ряда артистам на сцену: «Не верю!»

При этом, выступая в тот же день на открытии конференции по водороду, Урсула фон дер Ляйен в очередной раз повторила о водородных целях ЕС на 2030 г.: 10 млн т собственного производства внутри ЕС и 10 млн т импорта. Итого 20. [16] И повторила это в тот же день на Саммите лидеров ветроэнергетики Северного моря: 10 и 10 млн т водорода в ЕС в 2030 г. [17]. Значит, цифры в пункте (e)(2) по источникам происхождения водорода в приложении 1 к REPowerEU приведены все-таки на 2030 г., а не на 2027 г., как об этом говорит Президент ЕК, – не могу представить дополнительного внутреннего производства водорода на 4 млн т, то есть на 40% больше, но на 3 года раньше, тем более в нынешних условиях.

Но это отнюдь не 38 млрд куб. м замещения природного газа водородом, как у S&P на 2027/2020 г., то есть на 40% больше, чем у самой ЕК. Это автоматически вызывает сомнения в отношении приведенных оценочных показателей о «перевыполнении плана» по уходу от российского газа в представлении как ЕК, так и S&P (а ведь последнее считается одним из наиболее авторитетных западных аналитических агентств...). Не бьется что-то в

REPowerEU с водородом... И не только с ним... Шибко быстро делали... подгоняя под политическую установку...

И, тем не менее, сценарий вытеснения России из энергоснабжения Европы разыгрывается по нарастающей.

Минус один сценарий

Жестко заданный сверху нынешним политическим руководством ЕС и большинства государств ЕС вектор на разрыв отношений с Россией загоняет многих представителей деловых кругов и интеллектуальной элиты ЕС в необходимость (попытки) искать варианты поведения в рамках сужающегося для бизнеса и заданного извне политическими решениями коридора по выстраиванию будущей жизни Европы без сотрудничества с Россией в энергетической сфере. Доминирующая политическая риторика о будущей жизни Европы без России вынуждает бизнес искать альтернативные решения, которые, как мы показывали ранее, ведут к удорожанию любого такого решения по сравнению с российскими энергопоставками и к ухудшению благосостояния европейского населения. При этом, увы, мало кто сегодня в Европе, даже при всевозрастающем понимании этого, готов в принципе рассматривать, тем более публично, по крайней мере пока, саму возможность сохранения взаимоотношений России и ЕС в энергетической сфере.

Вот один из наиболее ярких для меня примеров.

12 апреля состоялось онлайн-заседание, организованное Флорентийской школой регулирования (ФШР, «мозговой центр» Еврокомиссии по вопросам регулирования рынков газа и электроэнергии ЕС) на тему «ЕС избавляется от зависимости от российских энергоресурсов: практические аспекты» [18]. Речь шла преимущественно о том, как уйти от зависимости от российского газа. При этом выступающие рассматривали лишь два сценария из трех возможных по дальнейшему развитию событий в энергетических отношениях ЕС-РФ (см. рисунок 2). Первый – полный отказ от российского газа. Второй – замена российского газа на различные, в том числе на нереализуемые или существенно худшие, на мой взгляд, альтернативы. И ничего не говорилось о том, как вернуться снова к взаимоотношениям Россия-ЕС уже в новой нормальности, в новой реальности, после завершения специальной военной операции (СВО).

При этом на заседании в ФШР неоднократно и совершенно четко было сказано, что российский газ – это самый дешевый, самый экономичный вариант для Европы по сравнению с любыми другими вариантами – отказа от него или его замены, что в краткосрочном плане (что в принципе совершенно невозможно), что в долгосрочном (в принципе, возможно, но будет очень, разорительно дорого для ЕС). То есть политическая установка на уход от российского газа – это противоречие рациональности, здравому смыслу, прагматике. Цена перехода, замещения российского газа, имеет – будет иметь – значение. И если максимизация нормы прибыли есть закон действия рыночной экономики, то новые политические установки – это де-факто отказ от этих принципов и, по сути, от самой рыночной экономики.

Самое печальное для меня на ФШР было то, что два панелиста, которые вели между собой в течение часа эту дискуссию, которых для этого и пригласила ФШР, – это два моих хороших знакомых, под руководством которых со стороны ЕС мы вели все эти годы начатый по инициативе одного из них неформальный энергодиалог Россия-ЕС, нацеленный на «минимизацию взаимных рисков и неопределенностей до приемлемого уровня» (так была сформулирована сторонами задача такого неформального диалога). То есть, подчеркну, это были два ключевых человека в этом диалоге со стороны ЕС.

Один – Вальтер Больц, тогдашний руководитель австрийского энергетического агентства «Энерджи контрол» (национального энергорегулятора) и второй-третий по значимости персонаж в системе европейских энергорегуляторов в 2010-е гг. С ним мы запустили этот неформальный профессиональный диалог после принятия ЕС своего Третьего энергетического пакета в 2009 г. и смогли поддерживать его в качестве постоянно действующего все эти годы. Вальтер был моим визави – сопредседателем Рабочей группы 2 «Внутренние рынки»

Консультативного совета по газу Россия-ЕС (РГ2 КСГ) до 2020 г.

Второй – Клаус Дитер Борхардт, который от Еврокомиссии курировал КСГ с 2013 г. до своего ухода на пенсию в конце 2020 г. в должности зам.ген.директора Директората по энергетике Еврокомиссии (ДЭЕК), отвечал за внешнее измерение энергетической политики ЕС и был активным участником РГ2 КСГ все эти годы. Для справки: РГ2 КСГ оставалась единственным неформальным каналом взаимодействия РФ и ЕС в энергетике после «Крымской весны» вплоть до марта с.г. [19], когда ДЭЕК своим письмом приостановил участие стороны ЕС в РГ2 КСГ на неопределенное время.

И эти двое, являвшиеся наиболее активными проводниками и сторонниками энергетического взаимодействия РФ-ЕС, исходя из прагматической политики, из понимания, что без сотрудничества с Россией все другие пути развития энергетики Европы – неважно, по «незеленому» (высокоэмиссионному) или по «зеленому» (низкоэмиссионному) направлению – будут дороже, чем в кооперации с Россией, в своем часовом диалоге рассматривали только два сценария – оба по уходу от российского газа в рамках заданной после 24 февраля политической повестки ЕС. Что уж говорить о тех, кто был, а тем более ныне менее привержен рациональной прагматической, основанной на экономических интересах, аргументации в пользу сохранения сотрудничества ЕС-РФ в энергетической сфере.

Понятно, что «пасту в тюбик» загнать обратно не удастся, и возврата к «старой нормальности» быть уже не может. Понятно также, что восстановление сотрудничества ЕС с РФ в «новой реальности» и «новой нормальности» (а я не сомневаюсь, что такое неизбежно произойдет, опираясь на здравый смысл и прагматические реалии – «холодильник переборет телевизор») также не сможет быстро начать разворачиваться – только после завершения СВО и на новых условиях, то есть это будет нескоро процесс, но он, несомненно, будет.

Боррель: «...должна быть выиграна...»?

В середине апреля только ленивый не обсуждал то, что сказал (точнее, написал) 9 апреля глава дипломатии Евросоюза Жозеп Боррель в своем системообразующем заявлении в отношении завершения конфликта на Украине на поле боя. Так что же на самом деле сказал (точнее, написал) Боррель и какие имеет долгосрочные последствия эта стилистическая разница для интерпретации сказанного (написанного) им?

Меня сильно удивляет, что все (за исключением Интерфакса) попавшиеся мне на глаза комментарии в российских СМИ, включая уважаемые ТАСС [20] и РИА Новости [21], и даже наши государственные деятели Во-

лодин и Захарова (как пишет Интерфакс [22]), воспроизводят высказывание Борреля в изложении той части западных СМИ и социальных сетей (примерно половины), которые пишут, что «Боррель сказал, что эта война должна быть выиграна на поле боя» («This war must be won at the battlefield»).

«Должна быть» – это незавершенное действие. Это означает долгую войну до победного конца в понимании ЕС, войну, которая должна обеспечить выигрыш НАТО плюс Украины, – именно так переводится по смыслу «must be», ибо понятно, что объединенные усилия НАТО, во главе с США, ЕС и Украины должны вести именно к такому варианту прочтения высказывания Борреля. «Навязанный мир неприемлем, как предлагает президент России Владимир Путин. Мы с нашими партнерами согласны с тем, что Россия не должна выиграть спецоперацию на Украине», – сообщил Олаф Шольц в интервью Spiegel. [23] И повторил 19-го апреля на пресс-конференции по итогам видеоконференции с участием лидеров западных стран: «Вместе с нашими партнерами в ЕС и НАТО мы совершенно едины во мнении, что Россия не должна выиграть эту войну», – сказал Шольц. [24]. И об этом говорят сегодня многие западные политики, не говоря уже об украинских. И такой исход будет означать полный разрыв Европы с Российской Федерацией, поскольку ни о каком взаимодействии с «вражеской стороной», каковой Россия является для «объединенного Запада» – НАТО и иже с ними, см. карту МИД КНР (Рисунок 1) – плюс Украина, в ходе ведущихся военных действий речи быть не может.

Добавлю: и означает нескончаемый поток заказов американскому ВПК, который будет производить новые виды и системы вооружений и поставлять их в европейские страны НАТО (в старые и новые, готовые вступить в него, члены Организации), которые, в свою очередь, будут замещать находящиеся сегодня у них на вооружении системы. А их, в свою очередь, будут «утилизировать» на Украине, на фронте, для чего, в том числе, и нужно продолжение этой войны – чтобы обеспечить воспроизводственный цикл для (в первую очередь американского) ВПК, дав тем самым дополнительный импульс (в том числе предвыборный) американской экономике, компенсирующий негативные последствия рукотворного (в том числе из-за попыток изоляции России) энергетического кризиса и роста энергетических цен в мире.

К сожалению, терминология «полного разрыва» артикулируется в западном публичном пространстве официальными лицами, причем даже теми (из числа, на мой взгляд, профессионалов), кто должны понимать, что это в принципе невозможно в краткосрочной перспективе и будет запредельно дорого в перспективе долгосрочной. 21 апреля МЭА и ДЭЭК провели свое второе онлайн-заседание из серии «Как уменьшить зависимость от российских энергоресурсов», в котором речь шла о «практи-

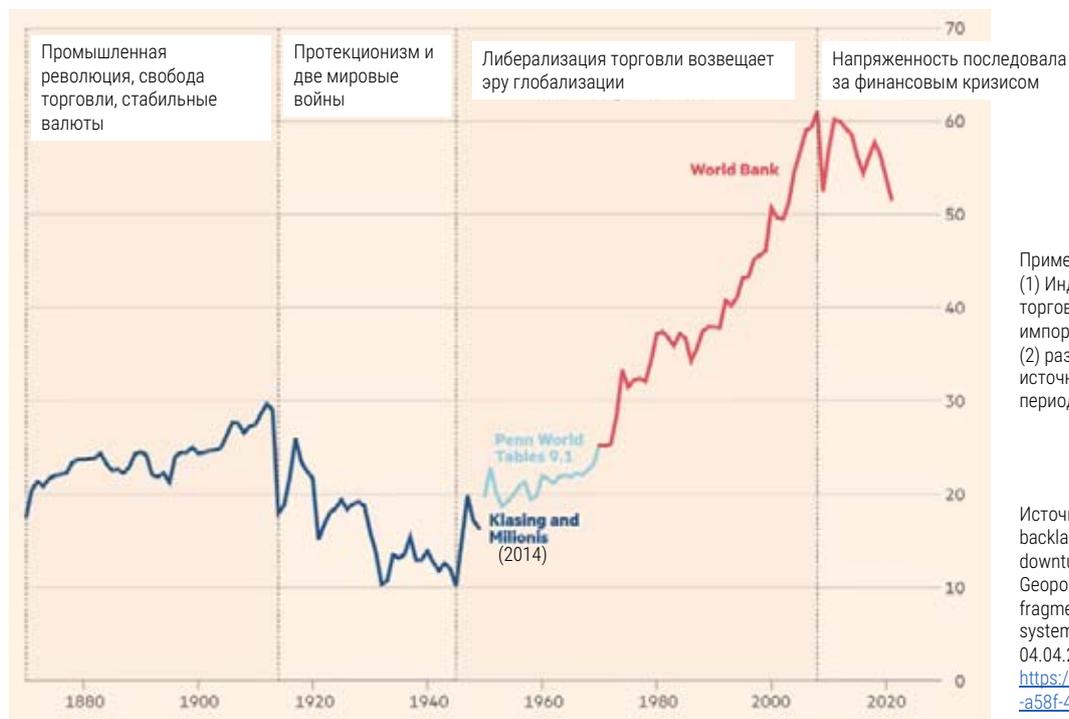
ческих аспектах» с участием представителей правительств, бизнеса, ассоциаций различных групп потребителей [25]. Открывая его, гендиректор МЭА Фатих Бирол (безусловно, высокий профессионал) заявил: «Энергия из России? Мы не хотим ее. Даже чистую энергию». Понимаю, что «хотеть» и «мочь (иметь возможность)» – это, как исстари говорят в Одессе, «две большие разницы» («или четыре маленькие», как добавляли у нас в ИМЭМО АН СССР в 1980-е годы). Но непрофессионалы, которые доминируют сплошь и рядом среди нынешней европейской политической элиты, а также рядовой обыватель зачастую неспособны разделять эти понятия (уверен, Фатих понимает разницу, но, думаю, вынужден играть по предписываемым «там» правилам – он часть «той» системы...). Отсюда политические установки и программа действий на полный отказ от энергоресурсов из России. Любой ценой. И только осознание нереализуемости таких действий в ходе исполнения, запредельно высокая цена, чреватая социальными потрясениями вплоть до распада ЕС (объединенной Европы), может остановить движение по этому пути. Либо завершение военных действий и выстраивание новой нормальности РФ-ЕС в условиях новой реальности в Европе.

Боррель: «...будет выиграна...»?

Но если посмотреть не на то, что приписывают Боррелю, а то, что он написал в своем Твиттере, ибо он не произносил, а написал эту свою сакраментальную фразу, то там написано иное: «Эта война будет выиграна на поле боя» («This war will be won at the battlefield») [26] (см. рисунок 2).

А это означает завершенное действие. Если сказано «будет выиграна», это означает, что придется в итоге признавать (будут признаны) реалии завершенного действия. Конечно, обе стороны понимают завершение военных действия по-разному. В их (западном) понимании это может означать, что может выиграть либо одна сторона, либо другая. Хотя, безусловно, желание и намерение говорящего (Борреля) было, чтобы выиграла объединенная сторона НАТО и Украины (см. выше). Об этом все чаще и чаще говорят высокопоставленные западные политики. Однако даже в том лагере начинают понимать, или озвучивать существовавшее и ранее понимание, что такой исход неосуществим. Или как минимум сомнителен. Это по сути признал Борис Джонсон, заявивший в Дели, что «российская победа является реалистичной возможностью» [27] (хотя по российским СМИ опять гуляет вольный перевод: как «реалистичная вероятность» [28], так и «реальная возможность» [29] – первое, понятно, является менее жестким признанием неизбежного... хотя ни то, ни другое не является точным переводом сказанного британским премьером).

Рисунок 3. Прошла ли либерализация торговли свой пик?



В моем же понимании завершение военных действий предполагает только один сценарий, если исходить из логики реализации задач, поставленных Верховным Главнокомандующим. И в истории есть определенный опыт реализации подобных задач и необходимых для них предпосылок [30]. И тогда, после завершения СВО по второму сценарию, должно будет столь же неизбежно начаться постепенное признание новых реалий, пойдет на спад и схлынет (пусть не сразу и не полностью) мощно взбываемая ныне политическая антироссийская пена, начнется эрозия санкций. Не сразу, конечно, и с разными темпами в разных странах. Медленнее всего отказ от (эрозия) санкций будет (если будет) происходить в США. Вспомним для примера историю с быстрым принятием и долгой отменой поправки Джексона-Вэника. Или недавнее закрытое часовое рассуждение двух американских идеологов и творцов антироссийских санкций (Д.Фрейд, санкции 2014 г. – П.Харрел, санкции 2022 г.) в ходе их диалога в «Атлантическом совете США» 22 апреля с.г., в том числе о том, какие санкции оставить как временные, а какие сделать постоянными – «по крайней мере, до конца правления Путина» [31].

В первую очередь начнется эрозия санкций в Европе, которая первая и в гораздо большей степени, чем США, сама страдает от них (об этом много сказано, написано и это можно считать давно доказанным).

Таким образом, если мы читаем «will be», как написано у Борреля, то открывается окно возможностей. Что мы вернемся к выстраиванию взаимоотношений Россия –

Европейский Союз в новой реальности на основе новой нормальности. Которая будет принципиально иной, чем существовавшая до 24 февраля. Но этот сценарий, увы, не рассматривался на заседании 12 апреля в ФШР двумя наиболее активными перманентными проводниками со стороны ЕС политики рационального взаимодействия РФ-ЕС в энергетике все предшествующие годы продолжительностью более десятилетия – ни одним, ни другим моими бывшими высокопоставленными коллегами в этом диалоге и взаимодействии с европейской стороны. Не рассматривали его и 21 апреля на совместном мероприятии МЭА и ДЭЕК. И на многих других аналогичных мероприятиях, проходящих в эти дни на разных площадках на Западе. На этот сценарий сегодня нет политического заказа, он скрыт пеной антироссийской истерии.

Вследствие изложенного, я вижу три опции (см. рисунок 2) в рамках имеющегося у нашей страны «окна возможностей». Я кратко излагал их в рамках Круглых столов в ИНП РАН 12 апреля [32] и в АЦПРФ 22 апреля [33].

Опция 1, невозможная: возврат к старой нормальности в условиях деглобализации

Итак, опция первая – возврат к старой нормальности. Но это невозможно, поскольку обе стороны (РФ и ЕС) осуществляют от нее осознанный переход. Начало которого совпадает с пиком глобализационных тенденций и их разворотом к деглобализации (см. рисунок 3).

Бытует мнение, что для России начало этого перехода – переосмысление своих отношений с Западом – датировано Мюнхенской речью Путина (2007 г.). Для ЕС переосмысление своих отношений с Россией в энергетике датируется обычно принятием Третьего энергопакета ЕС, радикально изменившим «правила игры» на формируемом едином внутреннем рынке ЕС и дальнейшим его развитием. Затем последовало трехэтапное ускорение этого перехода со стороны ЕС: после «Крымской весны» 2014 г., принятия «Зеленого курса» нынешней ЕК в 2019 г. и еще более резкое усиление курса на отход от взаимодействия с Россией после начала текущей СВО (отражением последнего являются вышеупомянутые «мартовские иды» МЭА и ЕК).

Но и сама старая нормальность, как только что отмечено, претерпевает существенные, вплоть до радикальных, изменения. Сегодня мы наблюдаем общемировой разворот от тенденций глобализации (международного разделения труда с опорой на международное право) к регионализации и протекционизму. Понятно, что

это процесс циклический, о чем свидетельствует история мирового экономического развития, начиная с первой промышленной революции конца XIX века. С ее начала и до Первой мировой войны развивалась волна свободной торговли на основе стабильных валют. Две Мировые войны и период между ними – это разворот волны в сторону усиления протекционизма. Экономическое развитие после Второй мировой войны шло на волне либерализации и интернационализации торговли и перешло в эпоху глобализации, которая продлилась до финансового кризиса 2008-2009 гг. Нарастающие противоречия после финансового кризиса вновь развернули тенденцию в сторону регионализации и протекционизма [34] (см. рисунок 3). Не берусь судить сколь долгой будет нынешняя фаза разворота от глобализационных тенденций, но понятно, что она не на один-два года...

При этом мы наблюдаем отход США и других стран т.н. «мирового сообщества» (см. рисунок 1) от многостороннего международного права, которое должно было стать основным инструментарием минимизации рисков в рамках глобализации, построенным на общепринятых и взаимоприемлемых минимальных, постепенно повышаемых, стандартах защиты. И переход к индивидуальным правилам этого т.н. «мирового сообщества», которые построены на внеправовой защите частных национальных (или сиюминутных групповых) ситуационных интересов.

Впрочем, такой подход был всегда свойствен США, по крайней мере в сфере защиты инвестиций. Характерный пример – история с Договором к Энергетической хартии (ДЭХ) (см. бокс 2).

Точкой перелома, на мой взгляд, в тенденции отхода от глобализации и от попыток выстроить систему общих и взаимоприемлемых для всех участников правил игры на основе минимального стандарта защиты инвестиций и торговли (в дополнение к своеобразно трактуемому и перманентно выстраиваемому США такому порядку на основе исключительно американских о нем представлений), стало принятие Россией и ЕС в недавние годы решений о безусловном доминировании норм национального законодательства над нормами международного права. И то, и другое так или иначе у обеих сторон было связано с ДЭХ: у России – с «делом Юкоса», у ЕС – с «новым зеленым курсом».

«Дело Юкоса» дало мощный импульс к внесению существенных уточнений в международно-правовые и национальные, в том числе в России, нормативные правовые документы в части таких понятий, как «(иностранные) инвестиции», «(иностранный) инвестор» и «инвестиционная деятельность», разделяя компании, ведущие реальную предпринимательскую деятельность, «закапывающих деньги в землю» в добывающих отраслях ТЭК (в рамках Марксовой формулы «деньги-товар-деньги»),

Бокс 2. США и эрозия ДЭХ

США подписали в 1991 г. многостороннюю политическую декларацию – Европейскую Энергетическую хартию, но отказались подписать в 1993 г. юридически обязывающий Договор к Энергетической хартии (ДЭХ) – многосторонний инструмент защиты и поощрения инвестиций и торговли в энергетике.

Первая причина проста: США всегда предпочитали систему двусторонних отношений и соглашений и/или таких многосторонних отношений и соглашений, в которых они могли очевидно доминировать, навязывать свою волю и/или свое видение «баланса интересов» другой стороне (сторонам). Это наглядно демонстрирует хорошо изученный в международно-правовой литературе (сошлюсь на работы моего покойного друга и высочайшего профессионала в международном энергетическом и природно-ресурсном праве Томаса Вальде и его коллег [35]) пример двусторонних соглашений с участием США о защите инвестиций с другими странами, которые построены обычно на основе американского модельного соглашения и фактически в итоге отражают поговорку «в лесу все звери равны, но равнее всех лев».

Второй причиной явилось, на мой взгляд, то, что США (как, впрочем, и многие другие – в первую очередь ЕС, а за ними и многие в нашей стране) считали ДЭХ фактически двусторонним «закрытого типа» торговым и инвестиционным договором «энергоресурсы взамен на инвестиции» между ЕС и странами бывшего СССР («и примкнувшей к ним» Японии). И не видели в нем договора «открытого типа», предлагающего общемировую универсальную модель, минимальный стандарт защиты и поощрения инвестиций в энергетике. Исходя из универсального по географии и специфического для энергетических отраслей повышенного характера рисков полного инвестиционного цикла в них в рамках Марксовой формулы «деньги – товар – деньги». Или, иначе, «прямые (собственные или заемные) инвестиции – производство продукции – реализация продукции – получение выручки – обязательные платежи – перевод прибыли для окупаемости инвестиций».

Потом появилась и третья, уже относящаяся к взаимоотношениям ЕС и РФ, причина эрозии ДЭХ, о чем я много и подробно писал ранее, начиная с периода своей работы в Секретариате Энергетической хартии в 2002-2008 гг. [36-39 и др.].

и «компании-пустышки» («компании-прокладки») или «компании-оболочки» (shell structures/companies), под которое определение попадают многие холдинговые компании в иностранных юрисдикциях, не ведущие предпринимательской деятельности, но лишь т.н. «прослоечную» псевдоинвестиционную деятельность.

А «Новый зеленый курс» ЕС стал требовать селективного подхода к защите инвестиций, прямого государственного поощрения и субсидирования одних отраслей (тех, кого сегодня принято считать правильными, хорошими, «зелеными», чистыми) – отраслей ВИЭ, и к столь же прямой дискриминации (пусть и под лозунгом «позитивной») других – тех, которые создали и поддерживают основу сегодняшнего благополучия, на долю которых сегодня приходится 80% мирового энергоснабжения – энергетических отраслей на основе ископаемого топлива, создавших и обслуживающих сегодня всю инфраструктуру мирового энергоснабжения.

Это по сути те же санкции, только на корпоративном уровне, в корпоративном разрезе – и они тоже, похоже, становятся обыденностью... Только если нынешние антироссийские санкции построены на разгоняемой через СМИ в общественном сознании Запада русофобии, то разгоняемые в том же общественном сознании санкции против компаний, работающих с ископаемым топливом, – на «карбонофобии», на призывах отказаться от органического топлива. То есть такого, в химической формуле которого содержатся молекулы углерода. Ибо «борцами за сохранение климата» (понимаемой ими как борьба против ископаемого топлива) считается, что именно использование ископаемого (органического) топлива, содержащего молекулы углерода, ведет к выбросам CO_2 , «убивающим» климат планеты.

Тем самым сводится на нет роль научно-технического прогресса (НТП), не допуская самой возможности технических решений по использованию органического топлива без выбросов CO_2 и других тепличных газов и/или иных загрязнителей. Причем НТП может действовать в двух направлениях: отсутствие таких выбросов может быть как результатом самой применяемой технологии (например, получение водорода из природного газа методом пиролиза) или результатом их утилизации в ходе технологического процесса, сопровождаемого выбросами (например, применение технологии улавливания и захоронения CO_2 в связке с получением водорода паровым риформингом метана).

Сегодняшняя реверсная фаза глобализационного цикла означает временный отход мирового сообщества от дальнейшего развития системы глобального международного права как взаимоприемлемого инструментария защиты инвестиций и торговли и минимизации некоммерческих рисков в энергетике. Но наибольший невоенный риск для международной энергетической без-



опасности – это риск необоснованных инвестиционных решений, в том числе из-за неадекватной оценки и/отсутствия адекватных защитных инструментов от рисков инвестиций и торговли в энергетике. Так что нынешняя, деглобализационная фаза развития мировой экономики неизбежно делает современный трансграничный по сути своей энергетический бизнес более рискованным, менее защищенным от некоммерческих рисков, в дополнение к тем технико-экономическим и коммерческим рискам, которые в рамках «Большой энергетической Европы» вызваны ускоренным политически мотивированным (хоть и под климатической фразеологией) стремлением перехода от экономики, построенной на сбалансированном использовании всего спектра энергоресурсов и, главное, энерготехнологий их использования, к экономике, построенной на безусловном доминировании использования ВИЭ.

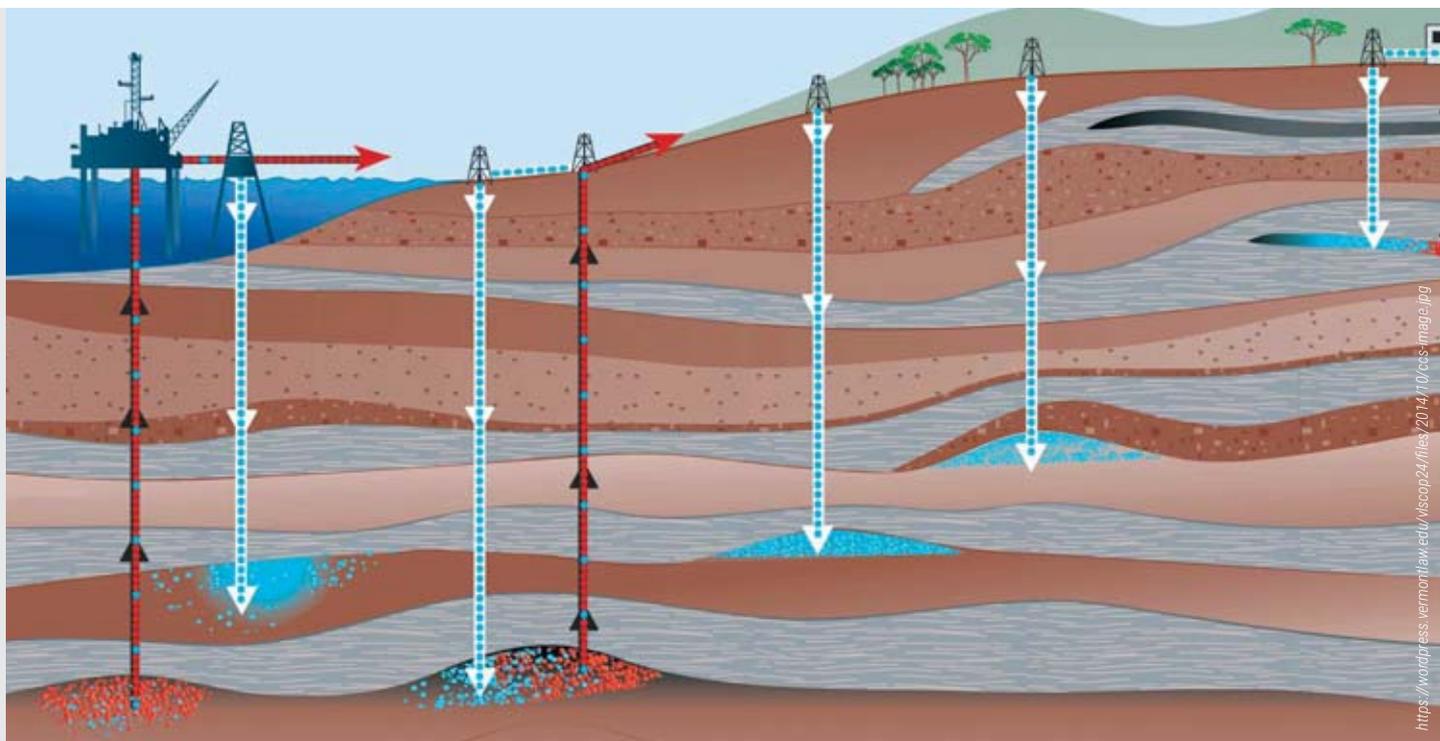
Но это, увы, объективная реальность нынешнего этапа развития мировой экономики, которая лишь усугубляется нынешней санкционной антироссийской истерией того «международного сообщества», которое (как его видят страны Запада) было весьма наглядно представлено недавно официальным представителем МИД КНР (см. рисунок 1). ❗

(Окончание в следующем номере)

Список литературы

- Lijian Zhao. The “international community” you always hear about. 18.03.2022 (https://twitter.com/zlj517/status/1504599052868255744?ref_src=twsrc%5Etfw%7Ctwcamp%5Etweetembed%7Ctwterm%5E1504599052868255744%7Ctwgr%5E%7Ctwcon%5Es1_&ref_url=https%3A%2F%2Fwww.rb.c.ru%2Frbcfreenews%2F6234d3939a7947fe5647ddb0).
- Russia Sanctions Dashboard. 17 May 2022 (<https://www.cas-tellum.ai/russia-sanctions-dashboard>).
- How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year. Press-release. IEA, 3 March 2022 (<https://www.iea.org/news/how-europe-can-cut-natural-gas-imports-from-russia-significantly-within-a-year>).
- A 10-Point Plan to Reduce the European Union’s Reliance on Russian Natural Gas, Fuel report – March 2022. IEA, 3 March 2022 (<https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>).
- A 10-Point Plan to Cut Oil Use. IEA, 18 March 2022 (<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5043064-58b7-4066-b1e9-68d7d9203fe9/A10-PointPlanToCutOilUse.pdf>).
- 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).
- Putting a Price on ENERGY: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. // Energy Charter Secretariat, Brussels, 2007, 236 pp.; Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. // Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с.
- EU plans proposal to phase out Russian fossil fuels by 2027: von der Leyen. S&P Global, 11.03.2022 (<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/031122-eu-plans-proposal-to-phase-out-russian-fossil-fuels-by-2027-von-der-leyen>).
- Informal meeting of the Heads of State or Government Versailles Declaration 10 and 11 March 2022, Versailles, 11 March 2022 (OR. en) (<https://www.consilium.europa.eu/media/54773/20220311-versailles-declaration-en.pdf>).
- 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/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>).
- Press statement by President von der Leyen on the Commission’s proposals regarding REPowerEU, defence investment gaps and the relief and reconstruction of Ukraine. 18 May 2022, Brussels (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/STATEMENT_22_3164).
- EU unveils energy rationing plan. RT, 18.05.2022 (<https://www.rt.com/news/555691-eu-green-energy-russia/>).
- EU details €300B strategy in quest for independence from Russian energy. S&P Global, 18 May, 2022 (<https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/eu-details-8364-300b-strategy-in-quest-for-independence-from-russian-energy-70416423>).
- «Газпром» полностью приостановил поставки газа в Польшу и Болгарию // "Интерфакс", 27.04.2022 (<https://www.interfax.ru/business/838133>).
- В Болгарии задумались о поспешности отказа платить за газ в рублях. 24.05.2022 (https://lenta.ru/news/2022/05/24/blg_gaz/?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop).
- Opening speech by President von der Leyen at the European Hydrogen Energy Conference 2022, 18 May 2022, Brussels (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_22_3185).
- Statement by President von der Leyen at the Leader’s Summit on offshore wind in the North Sea. 18 May 2022, Esbjerg (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/STATEMENT_22_3162).
- EU getting rid of Russian energy addiction? Second Episode: The practicalities. Florence School of Regulation,

- 12.04.2022 (<https://fsr.eui.eu/event/eu-getting-rid-of-russian-energy-addiction-second-episode-the-practicalities/>).
19. См.: <https://minenergo.gov.ru/node/14646>.
 20. Глава евродипломатии впервые в истории ЕС пожелал военного решения конфликта. // ТАСС, 09.04.2022 (https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/14333487?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru).
 21. Глава евродипломатии пожелал военного решения украинского кризиса. // РИА Новости, 09.04.2022 (<https://ria.ru/20220409/borrel-1782704980.html>) ; Захарова ответила на слова Борреля про военное решение конфликта на Украине. // Риа Новости, 09.04.2022 (<https://ria.ru/20220409/zakharova-1782699238.html>).
 22. «В подтверждение Володин процитировал заявление Борреля, которое тот сделал в социальной сети, в переводе на русский язык: «Эта война должна быть выиграна на поле боя». ...Мария Захарова, представитель МИД РФ ...также процитировала слова Борреля на русском языке в той же версии перевода, что и Володин.» // Володин призвал ЕС отправить в отставку Борреля. Интерфакс, 10.04.2022 (<https://www.interfax.ru/russia/834113>).
 23. Канцлер ФРГ Шольц заявил, что нельзя допустить победы России в спецоперации на Украине. // Новости Восточной ленты, 19.04.2022 (https://novostivl.ru/post/439699/?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop).
 24. Шольц заявил, что нельзя допустить победы России на Украине. // ТАСС, 19.04.2022 (https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/14416729?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop).
 25. Playing my part: How to save money, reduce reliance on Russian energy, support Ukraine and help the planet. IEA-European Commission, 21.04.2022 (https://www.iea.org/events/playing-my-part-how-to-save-money-reduce-reliance-on-russian-energy-support-ukraine-and-help-the-planet?utm_source=SendGrid&utm_medium=Email&utm_campaign=IEA+newsletters).
 26. 09.04.2022, <https://twitter.com/josepborrellf/status/1512778418445860864>.
 27. Johnson: Russian victory in Ukraine a ,realistic possibility' // The Guardian, 22.04.2022 (<https://www.theguardian.com/world/live/2022/apr/22/russia-ukraine-war-satellite-images-appear-to-show-mass-graves-near-mariupol-zelenskiy-says-ukraine-needs-7bn-a-month-in-aid-live?page=with:block-62626d828f08c1667906c9be>).
 28. Джонсон назвал победу России на Украине «реалистичной вероятностью» // РИА Новости, 22.04.2022 (https://ria.ru/20220422/rossiya-1784930149.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop).
 29. Джонсон не исключил, что Россия добьется успеха в спецоперации на Украине. // Интерфакс, 22.04.2022 (<https://www.interfax.ru/world/837411>).
 30. Г. Бовт. Всем воздастся. // «Вечерняя Москва», 14-21.04.2022, №14 (29101), с.8-9.
 31. Russia Sanctions Private Discussion with Peter Harrell. // Atlantic Council, Geoeconomics center, 22.04.2022.
 32. Круглый стол: «Отрасли российского ТЭК в условиях санкций: риски, угрозы, меры политики, новые проекты, контрсанкционная политика» в рамках 208-го заседания Энергетического семинара А.С. Некрасова. Институт народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН, 12.04.2022.
 33. Круглый стол «Возможности поддержки и развития газового экспорта в условиях энергоперехода». Аналитический центре при Правительстве Российской Федерации (АЦПРФ), 22.04.2022.
 34. Deglobalisation: will backlash against Russia lead to downturn in open trade? Geopolitical pressures are threatening fragmentation of liberalised trading systems // Financial Times, 04.04.2022 (<https://www.ft.com/content/279d0bf0-a58f-40c5-951f-84ecd54fe3f0>).
 35. Centre for Petroleum & Mineral Law & Policy, University of Dundee. European Energy Charter Treaty: An East-West Gateway for Investment & Trade. (International Energy and Resources Law & Policy Series), ed. by T.Waelde. // London – The Hague – Boston: Kluwer Law International, 1996, 700 p.; Договор к Энергетической Хартии – путь к инвестициям и торговле для Востока и Запада (под ред Т.Вальде – англ.изд. и А.Конопляника – рус. изд). – М.: Международные отношения, 2002, 632 стр.
 36. А. Конопляник. Энергетическая Хартия и экономика России: роль процесса Энергетической Хартии в повышении конкурентоспособности России на мировых рынках энергии и капитала. – ИНП РАН, Постоянно действующий семинар «Экономический рост в России: проблемы и перспективы», Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», Совместное заседание от 1 октября 2003 г. – М: Изд-во ИНП РАН, 2003, 63 с.
 37. А. Конопляник. Россия и Энергетическая Хартия (Учебное пособие по курсу «Эволюция международных рынков нефти и газа»). – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011 г., 80 с.
 38. А. Konoplyanik. Russia and the Energy Charter: Long, Thorny and Winding Way to each Other (pp.185-225). – in: German Yearbook of International Law (Jahrbuch Fur Internationales Recht), Volume 56, 2013 – Duncker & Humblot/Berlin 2014, 646 pp.
 39. А. Konoplyanik. "The role of the ECT in EU-Russia energy relations" (Chapter 7, pp. 114-149) – in: "Research Handbook on EU Energy Law and Policy", Edward Elgar Publishing, 2017, 576 pp.



ЭКОНОМИКА ПРОЕКТОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ЗАХОРОНЕНИЯ CO₂ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

КИРИЛЛ ОВЧИННИКОВ

к. т. н. , доцент, руководитель программы «Геологическое обеспечение и мониторинг технологий утилизации, хранения и ресурсосбережения углеродных газов CO₂» УГНТУ

Захоронение углекислого газа в нефтяных пластах является сегодня основным решением для снижения выбросов в атмосферу. Статья анализирует экономику проектов захоронения углеродных газов с точки зрения рентабельности в разных регионах мира.

Обзор индустрии

Всего около 40 Гт CO₂ от действующих в настоящее время источников выбросов могут быть экономически эффективно геологически захоронены с целью повышения нефтеотдачи. Так, например, Китай в настоящее время выбрасывает около 10 Гт CO₂ в год. Экономический потенциал проекта зависит от цены закупки CO₂, но это лишь один из факторов. При цене на нефть \$50 за баррель, пропорционально увеличивается CO₂ цена – примерно до \$20 за тонну CO₂. Выше \$20 за тонну CO₂ проекты захоронения

углеродных газов теряют прибыльность. Приблизительно 6 Гт CO₂, главным образом в России, Китае, Индонезии и Омане, можно выгодно хранить при отрицательной или нулевой CO₂ цене на рынке, при цене на нефть \$50 за баррель. Таким образом оператор проекта не получает дохода за предоставление услуг захоронения углеродного газа. В настоящее время наблюдается дефицит диоксида углерода для удовлетворения потенциального спроса проектов геологического захоронения с целью повышения нефтеотдачи. При наличии логистических цепочек поставок CO₂, только Саудовская Аравия технически могла бы

захоронить в общей сложности около 25 Гт CO₂. При этом одной из международных целей является достижение ежегодного уровня захоронения 6,8 Гт CO₂ к 2060 году.

Вопросы политики в отношении улавливания и захоронения углеродных газов

В силу ряда факторов, вопрос ценообразования для стимулирования применения CO₂ для повышения нефтеотдачи не до конца исследован. Таким образом, критерии экономической эффективности применения CO₂ при геологическом захоронении в различных регионах мира могут варьироваться.

Увеличение нефтеотдачи средством геологического захоронения CO₂ (CO₂-ПНП) – это технология, используемая недропользователями для извлечения дополнительной нефти из истощающихся месторождений путем закачки CO₂ и воды непосредственно в нефтеносный пласт через нагнетательные скважины. Закачиваемый CO₂ химически взаимодействует с нефтью в пласте, интенсифицируя приток к добывающим скважинам в секторе пласта. Текущие коммерческие методы повышения нефтеотдачи с использованием CO₂ сосредоточены исключительно на оптимизации добычи нефти и максимизации прибыли. Поскольку CO₂ необходимо закупить, операторы стремятся контролировать расходы, вводя в пласт минимально необходимое количество. Преимущество проектов CO₂-ПНП полностью связано с дополнительным доходом от увеличения добычи нефти, компенсирующим и, в идеале, превышающим затраты на CO₂. С точки зрения изменения климата, вызывающего растущую озабоченность правительств, эта технология интересна своей способностью обеспечивать долгосрочное захоронение закачиваемого CO₂. Количество хранимого CO₂ в значительной степени зависит от того, как осуществляется и управляется конкретный проект по геологическому захоронению CO₂. Принимая во внимание дополнительные доходы от нефти, чистые затраты на захоронение CO₂ с целью повышения нефтеотдачи значительно ниже, чем затраты, связанные с другими формами улавливания и захоронения углерода. Благодаря этому ценовому преимуществу проекты CO₂-ПНП могут стать ступенькой для развития крупномасштабной инфраструктуры утилизации CO₂. Проекты могут быть стимулированы путем политики, которая устанавливает цену на выбросы CO₂ в атмосферу и/или предлагает оплату за сервис захоронения. Это создает потенциал для проекта CO₂-ПНП в виде двух потоков доходов: один от увеличения добычи нефти, а другой от захоронения CO₂. При сбалансированной политике операторам проектов CO₂-ПНП становится выгодно оптимизировать доходы как от добычи нефти, так и от захоронения CO₂.

Этот анализ фокусируется на сценарии повышения нефтеотдачи, который максимизирует добычу нефти и за-

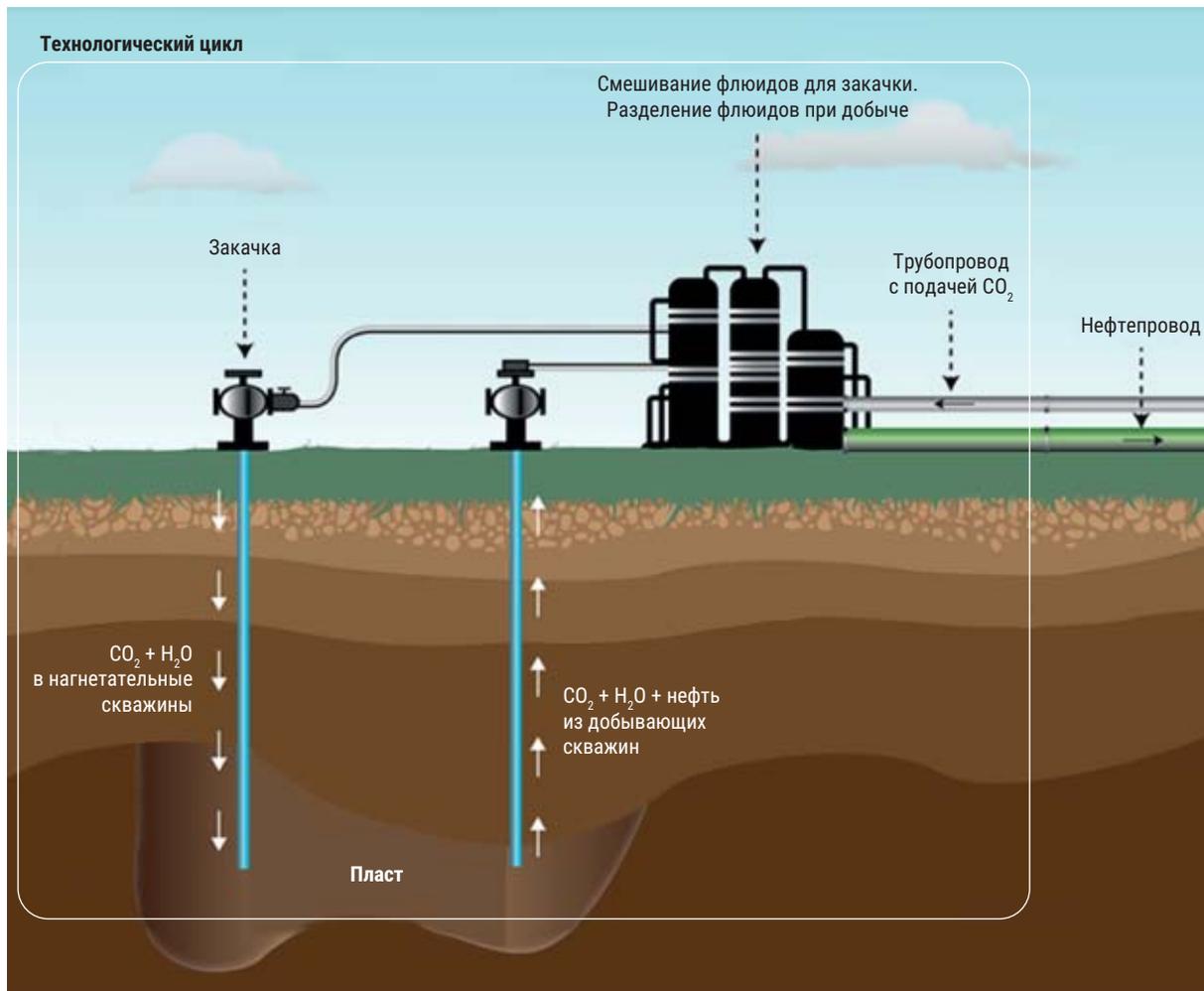
хоронение CO₂, исходя из предположения, что обе цели желательны и должны поощряться государственной политикой. К примеру, оценка потенциала захоронения в Северной Америке уже существует, этот документ способствует анализу потенциала геологического захоронения путем расчета количества CO₂, которое может быть экономично сохранено за пределами Северной Америки. Акцент на источниках поставок CO₂, на сопоставлении источников и потребителей является ключевой особенностью этого учебного материала.

Механизм повышения нефтеотдачи с помощью геологического захоронения CO₂

Усовершенствованные методы добычи направлены на то, чтобы «разблокировать» часть оставшейся в пласте нефти за счет снижения ее вязкости, что упрощает ее добычу. Эти методы повышения нефтеотдачи обычно основаны на нагревании или химическом процессе для повышения подвижности нефти в пласте. Для повышения нефтеотдачи газ CO₂ закачивается в пласт и взаимодействует с нефтью двумя способами в зависимости от температуры и давления. Если давление достаточно высокое, чтобы достичь так называемого минимального давления смешиваемости, CO₂ будет растворяться в нефти и «освободить» ее от пласта. За фазой закачки газа CO₂ часто следует фаза закачки воды, на которой вода уносит только что высвобожденную нефть к добывающим скважинам. Затем фазы закачки газа и воды продолжают в процессе, называемом чередованием воды с газом, до тех пор, пока добыча нефти не упадет ниже экономически целесообразного уровня. Если после закачки пластовое давление останется ниже МДС, закачиваемый CO₂ не будет смешиваться с нефтью, а вытолкнет ее к добывающей скважине поршневым образом, что называется несмешивающимся заводнением. Затем CO₂, растворенный в добываемой нефти, извлекается и рециркулируется для повторной закачки. Это означает, что практически весь CO₂, доставленный и закачанный в течение всего срока реализации проекта, должен оставаться в резервуаре после прекращения добычи, за исключением незначительной утечки из-за летучих выбросов. Чтобы приносить пользу с точки зрения климатической политики, захороненный CO₂ должен оставаться эффективно удерживаемым в недрах. Для этого оператор проекта захоронения должен проводить соответствующие измерения и проверки. В России и в мире в данный момент только создается нормативная база, регламентирующая эти процессы. Большинство действующих в настоящее время проектов CO₂-ПНП не проводят мероприятия по мониторингу эффективности захоронения.

Текущая практика ведения бизнеса в обычном режиме направлена на оптимизацию добычи нефти с минимальным количеством CO₂. Эти методы обычно используют

Рис. 1. Изображение проекта CO₂-ПНП для экономического анализа



около 0,3 т CO₂/баррель для добычи дополнительных 6,5% начальных запасов нефти на месторождении. Однако более инновационный подход, направленный на оптимизацию использования CO₂ и добычи нефти, может дать значительно лучшие результаты. Европейское энергетическое агентство предлагает при заводнении смешиваемого CO₂ утилизацию, ориентированную на захоронение, на уровне 0,6 т CO₂/баррель, что позволяет увеличить извлечение на 13% от начальных запасов нефти. Соответствующие цифры для операций повышения нефтеотдачи с использованием несмешивающегося заводнения составляют 0,65 т CO₂/баррель с дополнительным извлечением в 4% от начальных запасов нефти на месторождении. Несмешивающееся заводнение обычно менее эффективно для увеличения добычи нефти, чем смешиваемое заводнение. Упрощенное изображение проекта CO₂-ПНП показано на рис. 1. После прибытия на проектную площадку CO₂ поступает на наземные объекты и сжимается для закачки в пласт через нагнетательную скважину. В пласте CO₂ либо растворяется в нефти, либо физически выталки-

вает нефть к добывающей скважине, где затем из пласта выходит смесь нефти, воды и газа. Установки для рециркуляции отделяют CO₂ от нефти (часто бывает достаточно простого отстойника, когда газ выходит сверху, а жидкости – снизу). Извлеченный CO₂ повторно закачивается, в то время как нефть перерабатывается и экспортируется через существующие производственные мощности.

Методология выбора месторождений-кандидатов для проектов CO₂-ПНП. Оценка доступных месторождений

Первым шагом для оценки глобального потенциала захоронения диоксида углерода в рамках подхода, направленного на оптимизацию методов увеличения нефтеотдачи и захоронения диоксида углерода, является оценка имеющихся месторождений. Для выбора месторождений-кандидатов использовались следующие критерии:

- статус месторождений: рассматриваются разрабатываемые наземные нефтяные месторождения.

- тип заводнения CO₂: тип может быть смешивающимся или несмешивающимся, в зависимости от МДС, которая была рассчитана на основе массовой плотности нефти и пластовой температуры для каждого исследованного пласта.
- газовый фактор: большой объем существующего газа в пласте снижает эффективность операций ПНП путем захоронения CO₂. Большее количество газа указывает на насыщенную нефть с уже присутствующими растворенными газами, что снижает способность CO₂ напрямую взаимодействовать с сырой нефтью. Сжимаемость газовой шапки также затрудняет проталкивание нефти в добывающие скважины. По этой причине были выбраны коллекторы с небольшой газовой шапкой или без нее, с газовым фактором < 25%.
- потенциал прорыва газа: флюиды, закачиваемые в пласт более подвижны, чем нефть в пласте. Продвижение в пласте с низким сопротивлением для нагнетаемых жидкостей между нагнетательными и добывающими скважинами может существенно снизить их способность вытеснять нефть, так как они обходят большую часть запасов.

По причине малого потенциала хранения и технических сложностей разработки исключаются морские залежи.

Исключаются наземные проекты выработкой более, чем 80% запасов.

Этот первоначальный процесс фильтрации определяет круг месторождений-кандидатов, которые демонстрируют большой потенциал для захоронения CO₂. Следующим шагом была оценка доступных запасов CO₂.

Определение источников CO₂

Чтобы разработать технически осуществимый проект геологического захоронения CO₂ с целью повышения нефтеотдачи, недропользователь должен обеспечить достаточные местные поставки CO₂. Возможные источники CO₂ для каждого потенциального проекта геологического захоронения были найдены с помощью Европейской базы данных выбросов для глобальных атмосферных исследований с целью отслеживания исторических выбросов CO₂ из стационарных источников по всему миру и классификации их в соответствии с типом источника. Чтобы обеспечить достаточное количество CO₂ предложение должно соответствовать пиковому спросу проекта повышения нефтеотдачи с помощью геологического захоронения CO₂. После определения источников и спроса на CO₂ для каждого потенциального проекта-кандидата, были определены жизнеспособные пары спроса и предложения путем выбора ближайшего источника с достаточным предложением для каждого проекта. Предложение и спрос на диоксид углерода также рассматривались с точки зрения того, что предложение обычно остается постоянным в течение

нескольких лет, в то время как спрос на CO₂ падает после пиковой добычи нефти: таким образом, один источник диоксида углерода может последовательно снабжать несколько проектов повышения нефтеотдачи. Наш анализ предполагает, что наиболее экономически привлекательная комбинация «источник-потребитель» разрабатывается первой, пока спрос не упадет; тогда следующий проект может продолжаться. Исходя из существующих проектов и экономических соображений, максимальное расстояние для доставки CO₂ от источника до потребителя должно быть в пределах 500 км. На этом расстоянии предпочтительным способом транспортировки больших объемов CO₂, необходимых для проектов повышения нефтеотдачи, является трубопровод. Существующие проекты CO₂-ПНП предполагают, что размер трубопровода должен обеспечивать за один год пиковую поставку CO₂ в размере 15% потребности в течение всего срока службы. С помощью описанной методологии было выявлено более 2000 проектов-кандидатов в 30 странах (см. рис. 2).

Географическое распространение источников выбросов CO₂

На рис. 3 показаны страны за пределами Северной Америки с наибольшим потенциалом геологического захоронения CO₂ при достаточном количестве источников. Россия возглавляет список с точки зрения доступных в настоящее время возможностей захоронения в объеме 11,9 Гт CO₂, за ней следуют Китай с объемом 5,4 Гт CO₂ и Иран с 2,9 Гт CO₂. Для сравнения на диаграмме также указан технический накопительный потенциал, т.е. неограниченный доступностью диоксида углерода из антропогенных источников. Оранжевые столбцы на рисунке показывают, что возможности захоронения с целью повышения нефтеотдачи значительно превышают количество CO₂, доступное в настоящее время (синие столбцы) из местных источников, особенно в России, Саудовской Аравии и Ираке. Еще одним интересным открытием является то, что большинство проектов-кандидатов можно объединить в кластеры. Приблизительно 1900 проектов можно сгруппировать в 32 кластера, показанных на рис. 4. Часто эти кластеры включают несколько залежей в пределах одних и тех же геологических формаций с источником CO₂ поблизости. Кластеры обеспечивают стабильную поставку CO₂ и общую транспортную инфраструктуру CO₂, что может привести к снижению общих капитальных и операционных затрат. Около 40 Гт CO₂ из действующих в настоящее время стационарных источников в нашей области деятельности можно было бы захоронить, повысив нефтедобычу приблизительно на 66 млрд. баррелей нефти. При проверке предшествующей методологии фильтрации почти все потенциальные возможности находятся на суше, а потенциал морских хранилищ не превышает 2 Гт CO₂. При этом большая часть из

Рис. 2. Доля выбросов CO₂ по регионам

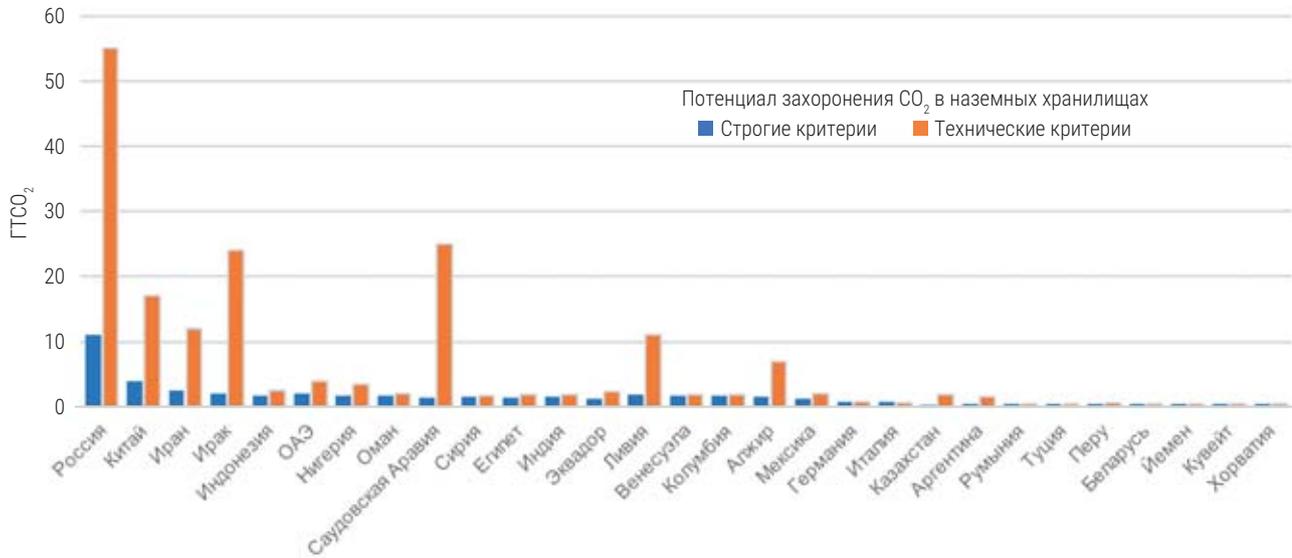
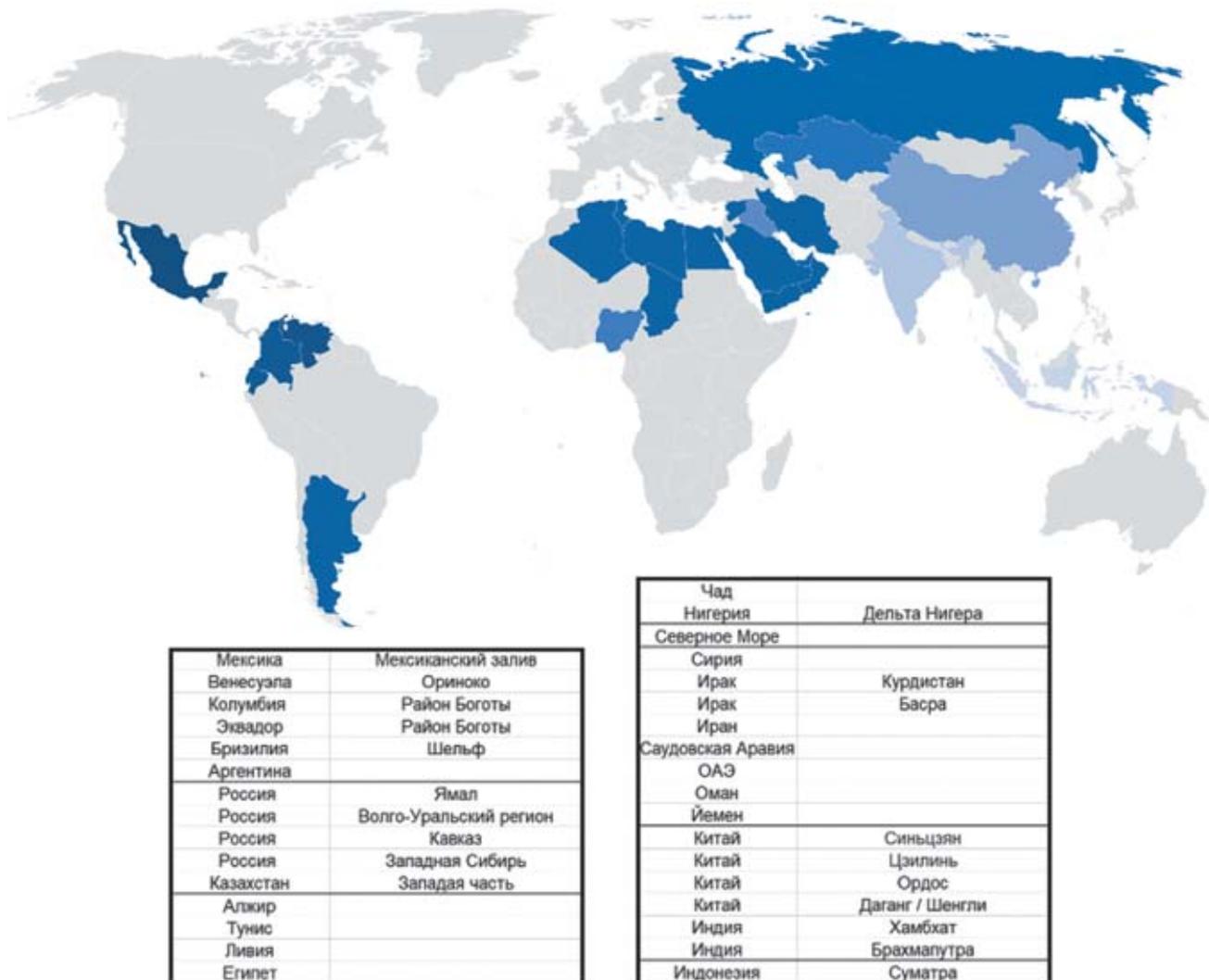


Рис. 3. Потенциал проектов CO₂-ПНП. Строгие критерии – наличие пары «предложение–потребитель CO₂». Технический потенциал – наличие потребителей CO₂ для геологического захоронения



них приходится на разрабатываемые в настоящее время месторождения на Ближнем Востоке, в Китае и России.

Экономика

Если не будет гарантирован разумный возврат инвестиций, ни один производитель нефти не будет инвестировать в проект CO₂-ПНП. Для оценки экономической целесообразности проекта необходимо определить капитальные и эксплуатационные расходы, а также потенциальные доходы.

Расчет стоимости проектов повышения нефтеотдачи путем захоронения CO₂

Общее количество CO₂ для коммерческих проектов, в решающей степени зависит от прибыльности отдельных проектов. Важно оценить прибыльность выявленных возможных кандидатов для проектов геологического захоронения. Выполнение подробного анализа движения денежных средств для такого количества проектов было нецелесообразным не только из-за большого количества место-

рождений, но и из-за отсутствия важных данных, необходимых для количественного определения кривых добычи нефти и запасов CO₂ для каждого геологического хранилища. Эти данные являются коммерчески конфиденциальными. В данной работе допускается, что все месторождения демонстрируют одинаковые показатели прироста добычи нефти и захоронения CO₂. Определены некоторые стандартные кривые добычи и нагнетания и масштабированы по годам и по времени в соответствии с размерами объектов для геологического захоронения. Учитывая упомянутые выше ограничения на данные, предположение такого типа можно считать «смелым», но оно необходимо для оценки экономических показателей проектов. Стоимость проектов зависит от компонентов, включенных в расчет, показанных на рис. 1. При этом, статьи затрат, относящиеся к доставке CO₂, выходят за рамки исследования. Проблемы улавливания и транспортировки намеренно избегаются, и предполагается, что они включены в цену поставки, которую несет оператор проекта геологического захоронения.

Затраты и доходы для проекта относительно просты. Основные составляющие капитальных затрат связаны с бурением и освоением нагнетательных и добывающих

Рис. 4. Потенциальные кластеры для геологического захоронения CO₂ с целью повышения нефтеотдачи за пределами Северной Америки

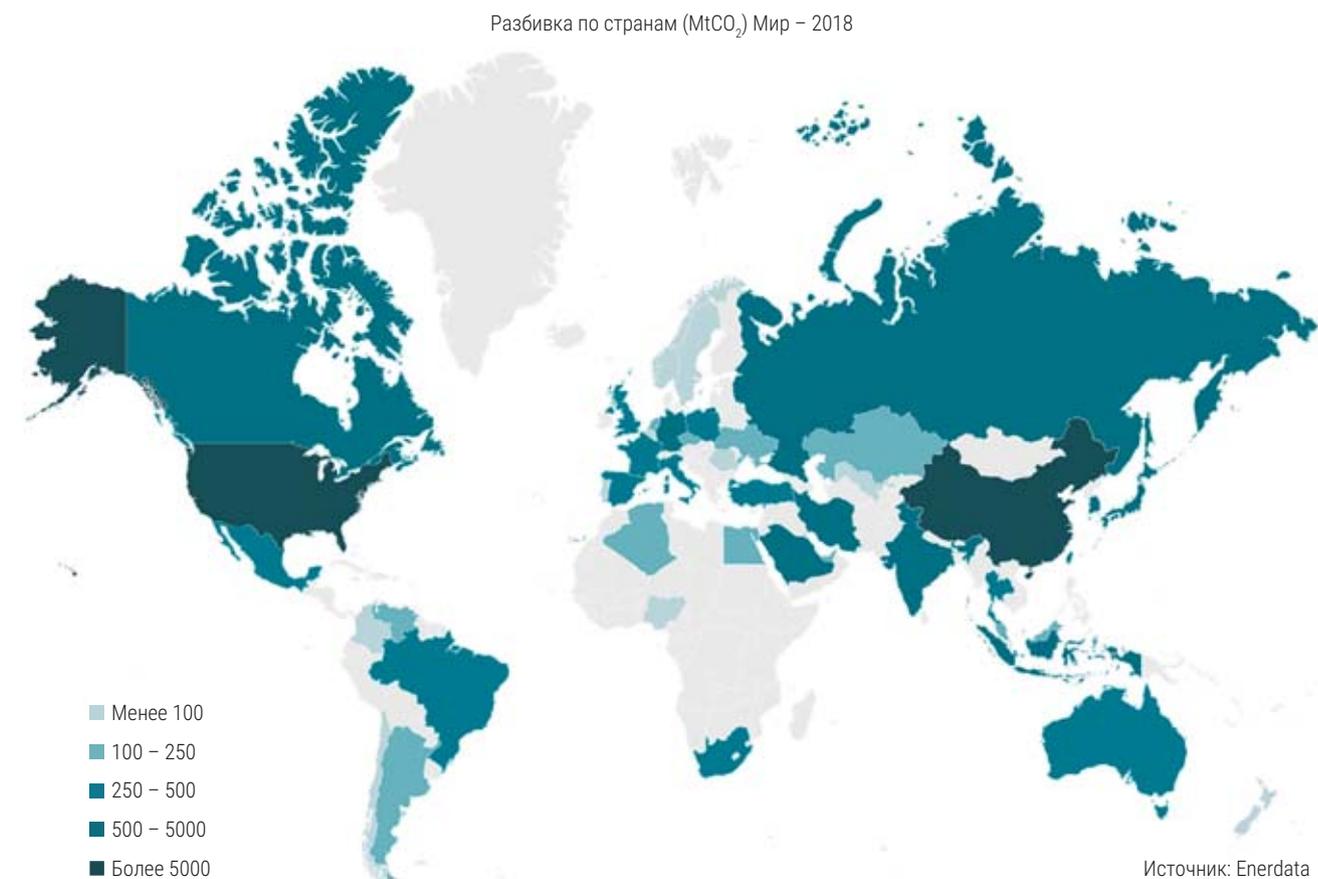
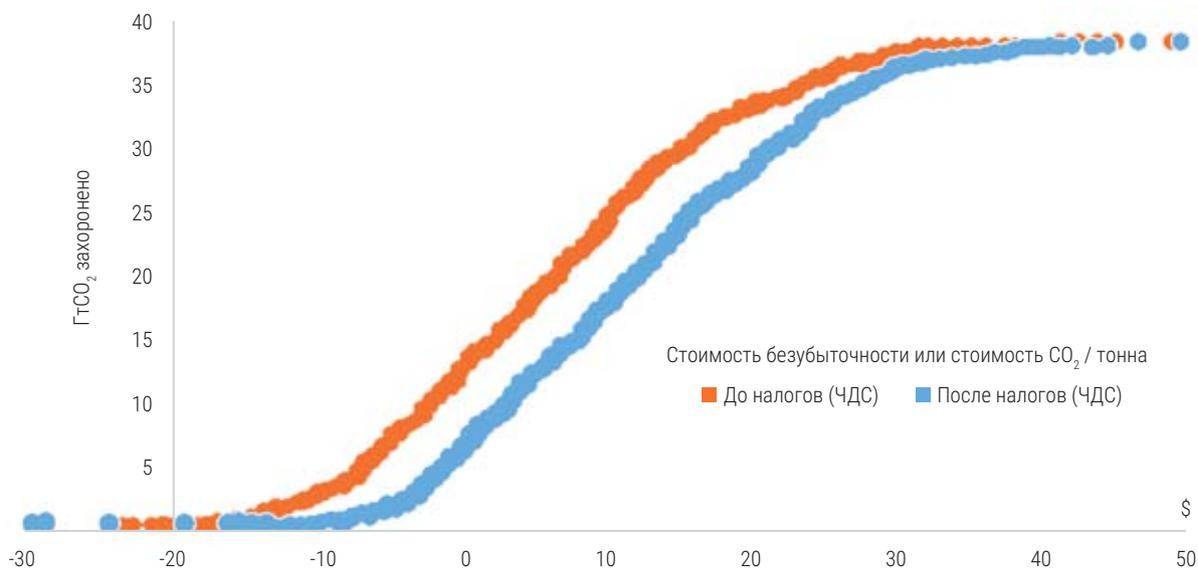


Рис. 5. Влияние налога и роялти на значение безубыточности чистой приведенной стоимости для CO₂ при \$50 за баррель нефти



скважин, а также с установкой объектов переработки. На этапе эксплуатации эксплуатационные расходы включают покупку CO₂, заработную плату рабочих и стоимость энергии. Когда проект достигает конца своего жизненного цикла, предусматриваются расходы по выводу из эксплуатации для прекращения операций и обеспечения безопасности объекта. Единственными источниками доходов считаются добыча нефти и потенциальный доход от захоронения CO₂. Другими факторами, существенно влияющими на экономику проектов, являются процентная доля доходов, собираемых правительствами в виде налогов, роялти и других сборов.

Потенциал захоронения как функция безубыточной цены CO₂

Чистая дисконтированная стоимость (ЧДС) проекта – финансовый показатель, который сравнивает расходы и доходы, возникающие в течение срока действия проекта, в сегодняшних деньгах. Он рассчитывается путем дисконтирования будущих денежных потоков по установленной ставке для каждого года, в котором они происходят. Ставка дисконтирования является ключевым предположением для этого расчета и в решающей степени зависит от предполагаемого риска проекта. Проекты с высоким риском требуют высокой ставки дисконтирования. Экономика проектов особенно чувствительна к выбору ставки дисконтирования из-за больших капитальных затрат, возникающих в начале срока действия проекта. Эксплуатационные расходы, а также чистые доходы от добычи нефти и, возможно, от захоронения диоксида углерода материализуются в течение многих лет и значительно сокращаются за счет дисконтирования, особенно при более высоких

ставках. Для целей данного анализа выбрана фиксированная 10%-я ставка. Для определения цены CO₂, при которой мероприятия по повышению нефтеотдачи становится экономически выгодным вариантом для захоронения, точка безубыточности ЧДС является подходящим индикатором. При такой цене ЧДС проекта равна нулю, и оператор не зарабатывает и не теряет денег.

На рис. 5 показана расчетная безубыточная цена поставок CO₂ для всех проектов в выборке и соответствующий объем хранимого CO₂. Цена поставки CO₂ считается отрицательной, если приобретение CO₂ представляет собой затраты на проект, и положительной, если оператор проекта получает доход от предоставления услуг по хранению. Воплощение сервисной модели от предоставления услуг является предпочтительной практикой. Предполагается, что стоимость улавливания и транспортировки CO₂ учитывается в цене для оператора проекта. Например, если предположить, что затраты на улавливание и транспортировку составляют \$50 США за тонну CO₂, то цена поставки в размере \$10 за тонну CO₂ будет соответствовать значению выбросов в размере \$60 за тонну CO₂.

Графики на рисунке 5 показывают количество CO₂, хранящегося при различных безубыточных ценах на CO₂ и фиксированной цене на нефть в размере \$50 за баррель. Поскольку известно, что налогообложение нефти оказывает значительное влияние на рентабельность проектов повышения нефтеотдачи, построены кривые как для ситуаций до, так и после налогообложения, используя налоговые страновые ставки, взятые из открытых источников. Сравнение двух кривых дает количественную оценку того, в какой степени налоги и сборы на нефть влияют на экономику проектов повышения нефтеотдачи CO₂, ориентированных на захоронение. Медиана значе-

ния безубыточности CO₂ в нашей модели составляет около \$6 за тонну CO₂ дохода, полученного оператором до уплаты налогов, и увеличивается примерно до \$12 за тонну CO₂ после уплаты налогов, что свидетельствует о том, что налоги и сборы за нефть могут значительно подорвать финансовую осуществимость этих проектов. Форма кривой с почти линейным средним участком от \$0 до \$20 за тонну CO₂ указывает на то, что цена предложения является важным фактором, влияющим на общий объем захоронения CO₂. В этом ценовом диапазоне для проектов, направленных на оптимизацию добычи и захоронения нефти, каждый доллар дополнительной выручки может привести к дополнительному хранению 1 млрд тонн CO₂ за пределами Северной Америки. При превышении \$20 США за тонну CO₂ технические затраты становятся намного выше, а количество экономически жизнеспособных проектов начинает сокращаться. Представленные к настоящему времени результаты, связанные с допущением о фиксированной цене на нефть в размере \$50 за баррель, показывают примерно 6 Гт CO₂ экономического потенциала захоронения при коммерческих схемах, в которых оператор не получает доходов от захоронения (нет необходимости субсидий). В отличие от чисто технического потенциала, отмеченного ранее, экономический анализ показывает, что наибольший потенциал находится в Китае, России, Индонезии, Омане и Иране. Кроме того, становится ясно, что несколько крупнейших проектов могли бы платить за CO₂ для увеличения добычи нефти, поскольку их цены безубыточности отрицательны (см. табл. «Крупные проекты CO₂-ПНП после налогообложения»). Проверка чувствительности безубыточных цен на CO₂ к изменениям цен на нефть дает предсказуемый результат: более высокие цены на нефть приводят к снижению безубыточности (см. рис. б). Очевидно, это указывает на то, что при более высоких ценах на нефть производители находят значимую ценность в закачке диоксида уг-

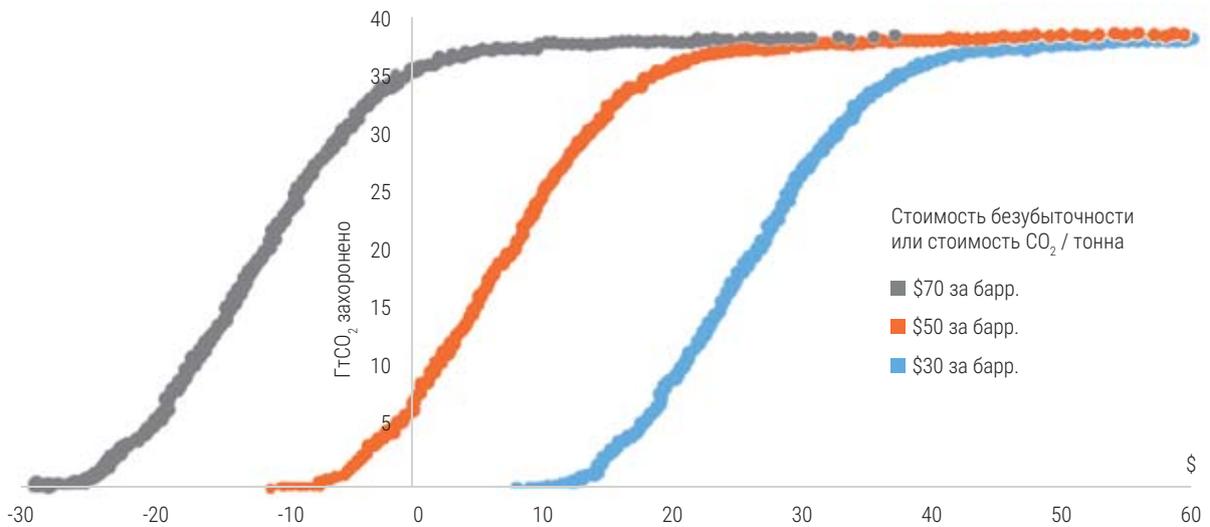
лерода и будут делать это, даже если им меньше платят за захоронение CO₂.

На рис. б показано, что изменение цены на нефть приводит к смещению всей кривой захоронения. Форма кривой остается неизменной, что указывает на то, что поведение цены предложения CO₂ является относительно стабильным при фиксированной скорости закачки. Более интересным является вывод о том, что большая часть изменения потенциала захоронения происходит только в небольшом диапазоне цен на поставку CO₂ (~ \$20 США). Это указывает на то, что общие инженерные и финансовые препятствия этих проектов, хотя и различаются, имеют схожие результаты. Крутой и линейный наклон означает, что установление цены предложения CO₂ на соответствующем уровне может действовать как рычаг для увеличения захоронения. Примечательно, что горизонтальный сдвиг кривых составляет почти \$1 цены CO₂, замещающий \$1 цены нефти. Это связано с тем, что капитальные и операционные расходы являются фиксированными, а переменными являются только денежные потоки от нефти и CO₂. Когда цена на нефть падает, денежный поток CO₂ должен расти, чтобы компенсировать упущенную выгоду и поддерживать точку безубыточности. Потребление CO₂ представляет собой фиксированное соотношение 0,6 т CO₂ на баррель, а совокупные ставки дисконтирования для нефти и CO₂ составляют 36% и 54% соответственно. Умножение этих значений (\$ США за баррель * 1 баррель * 36% = 0,36, \$ США за тонну * 0,6 т CO₂ * 54% = 0,34) дает отношение 93% движения цены на нефть к смещению цены CO₂. Как упоминалось ранее, применение производителями нефти закачки CO₂ может значительно различаться в зависимости от положительной или отрицательной цены доступной им поставки диоксида углерода. Если бы CO₂ был расходом, а не доходом, операторы, скорее всего, вернулись бы к традиционной норме закачки 0,3 т CO₂/баррель для снижения затрат. Когда цены на поставку CO₂ отрицательны, опе-

Крупные проекты CO₂-ПНП после налогообложения

Страна	Проект	Безубыточность после уплаты налогов (\$/т CO ₂)	CO ₂ хранится (Мт)
Китай	Jiangsu	(2.75)	275
Китай	Henan	(2.74)	250
Оман	Lekhwait	(7.77)	187
Россия	Arlanskoye	(0.29)	141
Индонезия	Rantau	(1.92)	135
Россия	Chutyrsko-Kiyengskoye	(1.45)	118
Оман	Al Huwaisah	(1.11)	115
Россия	Igrovkoye	(0.94)	108
Иран	Naft-I-Shahr	(10.15)	101

Рис. 6. Влияние цены на нефть на потенциал захоронения и цены безубыточности CO₂



ротор несет меньшие затраты и больше проектов являются прибыльными. Когда цена поставки CO₂ меняется с положительной на отрицательную, что означает сценарий субсидирования. При субсидировании поставок CO₂ более выгодно закачивать больше CO₂ для повышения нефтеотдачи, чем с целью захоронения в пласте (см. рис. 7).

Влияние возможных ограничений поставок CO₂

Применение описанной выше методологии, в которой поступление CO₂ ограничено различными способами, дает

общую экономически целесообразную емкость геологического хранилища CO₂ в размере 40 Гт CO₂. Это значительно меньше, чем технический потенциал глобальной емкости захоронения в 240 Гт CO₂. Помня об этом, анализ расширен, устранив ограничение поставок CO₂, чтобы прибыльность проекта стала определяющим фактором жизнеспособности. Используя методологию, описанную выше, для расчета цен поставки CO₂ в зависимости от потенциального захоронения, находим общий технический потенциал для наземных хранилищ в размере 190 Гт CO₂, что почти в пять раз больше, чем ранее рассчитанный экономический потенциал захоронения в 40 Гт CO₂ (см. рис.

Рис. 7. Влияние CO₂ коэффициент использования экономического потенциала захоронения при \$50 за баррель нефти

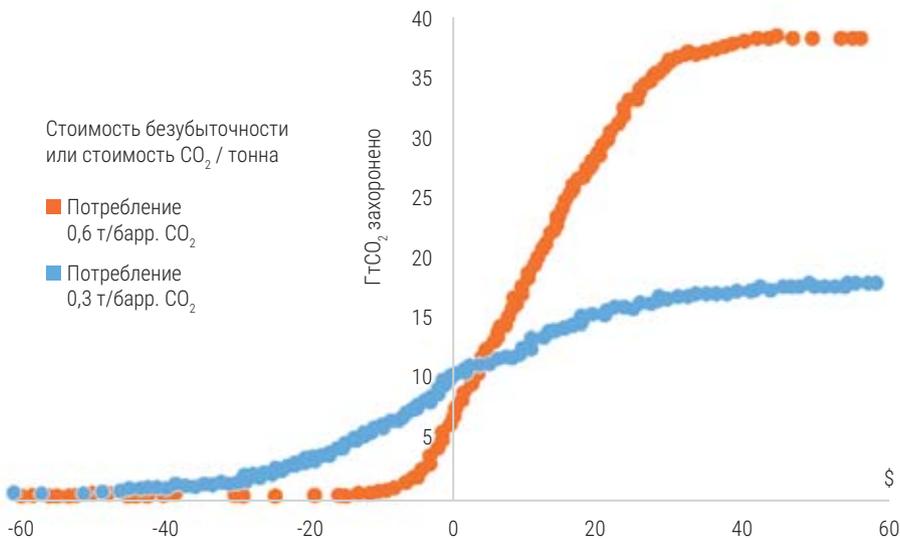
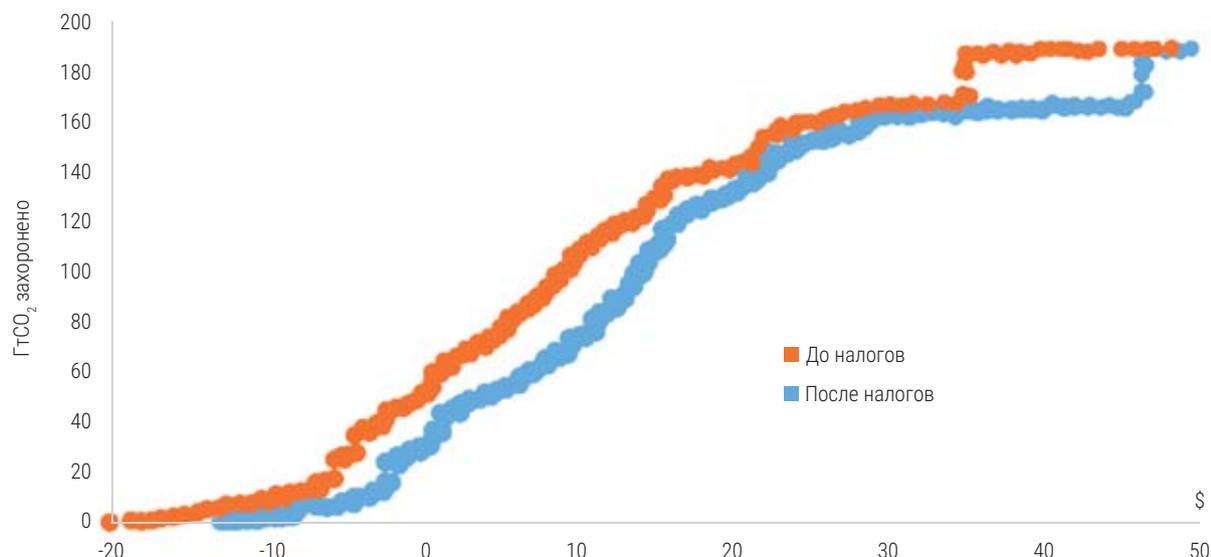


Рис. 8. Значения безубыточности CO₂ до и после налогообложения при \$50 за баррель нефти

8). Это изменяет кривую по отношению к увеличению цены предложения CO₂: в отличие от гладкой исходной кривой, новая кривая выглядит неровной из-за включения нескольких очень больших полей, которые оказывают чрезмерное влияние на результаты. Вертикальная часть справа – это группа очень больших месторождений, например, в Саудовской Аравии. На рисунке также показано, что налогообложение оказывает меньшее влияние в этом масштабе из-за большего объема проектов в выборке.

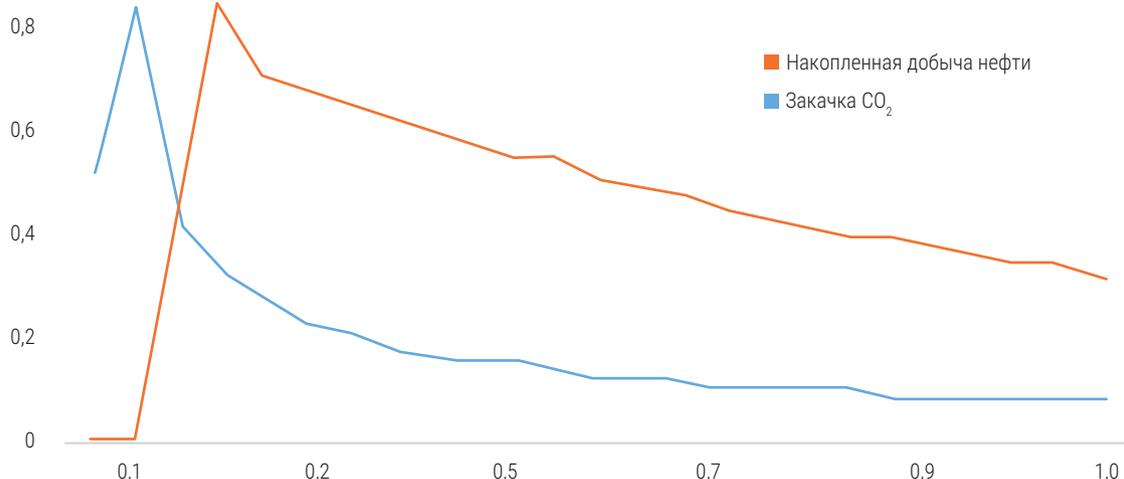
В этом расширенном анализе диапазон цен, влияющих на потенциал захоронения, очень похож на первые результаты (см. рис. 6); медианная цена поставки по-прежнему составляет около \$15 за тонну CO₂, выплачиваемых оператору за захоронение. Разница в том, что общий объем памяти намного больше. Изучение данных по Саудовской Аравии подчеркивает разницу между техническим и экономическим потенциалом. Согласно методологии, включающей исходные ограничения, экономический потенциал захоронения Саудовской Аравии оценивается в 788 млн тонн CO₂ (Mt CO₂), что составляет менее одной десятой от экономического потенциала захоронения России (9,9 Гт CO₂). Эта оценка основывается на нескольких предположениях:

- потребность в CO₂ предполагает, что все месторождение разрабатывается одновременно;
- поставки CO₂ из одного источника достаточно для обеспечения максимального объема CO₂, необходимого для проекта геологического захоронения;
- протяженность трубопровода не должна превышать 500 км;
- источники выбросов фиксированы и не меняются.

На самом деле потенциал захоронения на некоторых месторождениях в Саудовской Аравии настолько велик,

что поставка достаточного количества CO₂ для полного проекта повышения нефтеотдачи из одного источника практически невозможна. Реализация проектов повышения нефтеотдачи с помощью геологического захоронения CO₂ в таких ситуациях будет поэтапной, с последовательной разработкой небольших участков месторождения по мере того, как подача CO₂ может поддерживать это. Без этих ограничивающих критериев возможный объем хранилищ Саудовской Аравии возрастает до 25 Гт, что составляет более половины общего объема в нашем первичном анализе. В глобальном масштабе поэтапный подход к строительству более крупных проектов может увеличить поставку CO₂. Там, где этот подход невозможен или экономически нецелесообразен, альтернативой может быть предварительная загрузка водоносным горизонтом. Производитель CO₂, которому не хватает поставок для удовлетворения максимальной потребности проекта, может предварительно зарядить водоносный горизонт, чтобы поддержать начальные этапы закачки при водогазовом воздействии, когда требуются огромные объемы CO₂. Крупные сети трубопроводов для сбора и распределения CO₂ между несколькими источниками и поглотителями также могут помочь устранить ограничения, вызванные нехваткой CO₂. Поскольку оценки в этом анализе сделаны на основе текущих условий и данных о выбросах CO₂, следует отметить, что некоторые ключевые допущения могут измениться в будущем. С ростом потребности в CO₂ на месторождениях-кандидатах может оказаться выгодным размещать источники выбросов вблизи потенциальных мест захоронения. Кроме того, на крупнейших месторождениях экономия за счет масштаба может сделать такие варианты поставок, как более длинный трубопровод или сеть, соединяющая

Рис. 9. Изменение дополнительной добычи нефти и потребность в закачке CO₂



Примечание: Добыча нефти и выбросы CO₂ спрос количественно определяется как доли их соответствующих максимальных значений

несколько источников, экономически выгодными. Такие события существенно изменили бы результаты настоящего анализа.

Закачка CO₂ и добыча нефти

Сосредоточившись исключительно на оценке прибыльности проекта CO₂-ПНП, используется упрощенный подход, основанный на наборе безразмерных кривых добычи нефти и закачки CO₂ (см. рис. 9). Эти кривые связывают дополнительную добычу нефти (в % от максимальной добычи) с процентом закачки, необходимым для заполнения порового объема углеводородов. Эти кривые были построены с использованием модели CO₂ – Prophet, программного обеспечения для оценки повышения нефтеотдачи с целью геологического захоронения CO₂, в котором чистый CO₂ заполняет 10% порового объема пласта с последующей фазой водогазового воздействия, с отношением CO₂ к воде 1:1. Кривые отображают основные характеристики повышения нефтеотдачи, в том числе отсутствие полки добычи и резкое падение добычи. В действительности отдельные проекты могут демонстрировать значительные отклонения от рабочих характеристик, принятых в этом расчете.

К примеру, возможно применить к этим значениям 10%-ную чистую приведенную стоимость и определить текущую стоимость будущих доходов (или потенциальных затрат в случае CO₂) по отношению к общим объемам. В этом случае чистая приведенная стоимость CO₂ составляет 54% от общей стоимости, а чистая приведенная стоимость нефти – 36%. Это связано с тем, что большая часть использования CO₂ происходит в начале проекта, а затем резко сокращается. Добыча нефти происходит после пер-

воначальной задержки и постепенно снижается, что приводит к большему снижению общей стоимости.

Затраты на наземное оборудование

Для каждой скважины, существующей или новой, необходимо будет установить новое наземное оборудование, начиная от набора задвижек и заканчивая самым устьем скважины. Поскольку CO₂ является сильно коррозионным веществом, это оборудование необходимо модернизировать или заменить даже на существующих скважинах. Стоимость нового оборудования была определена примерно в \$200 000 на добывающую и \$250 000 на нагнетательную скважину.

Стоимость скважины и системы рециркуляции CO₂ (сепаратор и компрессоры)

В зависимости от характеристик коллектора стоимость одной скважины может варьироваться в широких пределах. Глубина объекта для геологического захоронения является основным фактором, определяющим стоимость скважины.

Первоначальная стоимость, указанная в зависимости от пропускной способности системы и с использованием миллионов стандартных кубических футов (MMscf), составляла примерно \$1200 США за MMscf/год.

Операционные затраты

Предполагается, что операционные затраты для проанализированных проектов установлены на уровне 1% от цены на нефть за баррель; следовательно, при цене на нефть \$50 за баррель операционные расходы составляют \$0,50 за тысячу кубических футов.

Вывод из эксплуатации

Стоимость затрат на вывод из эксплуатации рассчитывается на основании изучения различных частей каждого проекта. Расчеты основаны только на дополнительных затратах, связанных с геологическим захоронением, поскольку существующие элементы (например, скважины) должны учитываться при выводе из эксплуатации первоначального проекта. Таким образом, система рециркуляции рассматривалась как новый объект, а затраты на вывод из эксплуатации оценивались примерно в 27% капитальных затрат. Затраты на вывод из эксплуатации новых скважин намного ниже, при этом выделяется всего 6 % капитальных затрат.

Заключение

Анализ показывает, что проекты увеличения нефтеотдачи путем геологического захоронения CO₂ за пределами Северной Америки, ориентированные на захоронение, могут хранить до 40 Гт CO₂ из существующих крупномасштабных стационарных источников. В некоторых регионах потенциал захоронения значительно превышает имеющиеся в настоящее время поставки CO₂ из таких источников. Количество хранимого CO₂ зависит от прибыльности полученной от повышения нефтеотдачи, на которую, в свою очередь, влияет ценность CO₂ для оператора проекта. Два ключевых элемента могут существенно изменить уравнение ценности: когда цена на нефть растет, ценность CO₂ как ресурса для увеличения производства увеличивается. Реализация правительствами политики ценообразования на выбросы углерода увеличивает интерес к проектам захоронения CO₂. Независимо от того, создают ли правительства последнюю стоимость за счет субсидий, налоговых льгот, торговли квотами на выбросы или налога на выбросы, конкретные финансовые выгоды возникают в результате поощрения дополнительного захоронения CO₂ на нефтяных месторождениях. Независимо от цены на нефть даже умеренные изменения цен на поставку диоксида углерода могут существенно повлиять на экономику захоронения CO₂. При цене на нефть \$50 за баррель и цене поставки CO₂ в диапазоне от \$10 за тонну CO₂ до \$15 за тонну CO₂, с учетом ограничений на поставку CO₂, мы находим на совокупном уровне экономически целесообразную емкость хранилища в размере 20 Гт CO₂. Без этих ограничений предложение доступное пространство для захоронения увеличивается в пять раз при этих ценовых уровнях. Исследование позволяет сделать три ключевых вывода, имеющих отношение к политике:

Оптимальный диапазон цен на поставку CO₂, чтобы стимулировать увеличение потребления CO₂. Для заданной цены на нефть диапазон, в котором цена предложе-

ния CO₂ может влиять на потенциал захоронения, довольно узко определен в интервале от \$10 до \$30 за тонну CO₂ при цене на нефть \$50 за тонну CO₂.

Налогообложение нефти оказывает пагубное влияние на доступность экономических хранилищ, снижая рентабельность отдельных проектов. Смысл политики заключается в том, что страны-производители нефти, стремящиеся реализовать проекты по хранению CO₂, возможно, пожелают пересмотреть свои фискальные режимы для нефти, чтобы избежать негативного взаимодействия с политикой захоронения CO₂.

Экономически целесообразное захоронение ограничено текущими запасами CO₂. Крупная транспортная инфраструктура CO₂ может открыть дополнительные возможности для захоронения CO₂ и позволить производителям нефти участвовать в обезуглероживании в значительных масштабах. 

Список литературы

1. Глебова А.Г., Данеева Ю.О., Адаптация российской энергетики к декарбонизации мировой экономики. Экономика. Налоги. Право. 2021;14(4):48-55.
2. Кайсина В.В., Кустикова М.А., АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПЕРЕХОДА ПРОМЫШЛЕННОСТИ К ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА. Московский экономический журнал. 2022;7(2):429-41.
3. Katashov A., Ovchinnikov K., Maliavko E., Tatarinov D., Ogienko V. DIGITAL PLATFORM AS A TOOL FOR EFFICIENT RESERVOIR MANAGEMENT. First Break. 2021. Т. 39. № 7. С. 57-61.
4. UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE. Геологическое захоронение CO₂ в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики. UNITED NATIONS GENEVA, 2021
5. IEA 2015. "Storing CO₂ through Enhanced Oil Recovery." International Energy Agency, Paris.
6. Овчинников К.Н., ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И БУРЕНИЯ, РЕШАЕМЫЕ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКОВ СКВАЖИН. Нефть. Газ. Новации. 2019. № 2. С. 71-77.
7. Saini, Dayanand 2015. "CO₂-Prophet model based evaluation of CO₂-EOR and storage potential in mature oil reservoirs." Journal of Petroleum Science and Engineering 134: 79-86.
8. Kovscek, A.R. and M.D. Cakici 2015. "Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery II. Cooptimization of storage and recovery." Energy Conversion & Management 46:1941-1956.
9. Овчинников К.Н., Повышение эффективности разработки месторождений с помощью технологий Big Data Недрапользование XXI век. 2019. № 4 (80). С. 124.



ТАПИ: ПЕРЕСТУПИТЬ АФГАНСКИЙ ПОРОГ

ВЛАДИМИР МИШИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

В преддверии анонсированного подписания российско-афганского меморандума об участии России в строительстве афганского участка ТАПИ и о закупках Кабулом российского природного газа, рассмотрим перспективы проекта для всех участников.

Таблица 1. Трубопроводные магистрали, рассматриваемые Туркменистаном в качестве экспортных

Газопровод	Длина магистрали, км	Проектная пропускная способность, млрд м ³ газа в год	Планируемый туркменский экспорт, млрд м ³ газа в год
Система Туркменистан-Китай (перспективная)	1800	80	65
Система Средняя Азия – Центр (действующая)	5000	80	10
Система Туркменистан – Иран (действующая)	30,5	20	20
Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия (строящийся)	1814	33	33
Транскаспийский (гипотетический)	300	30	30
Итого	-	-	158

Строительство газопровода Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия (ТАПИ) началось в 2015 году. Сегодня остро необходимый всем участникам проект (хотя интерес у каждого свой) реализован менее чем на 12%. «Зоной преткновения» ТАПИ стал Афганистан. Стал по очевидным причинам – война запрещенного в России движения «Талибан» против коалиции США, стран НАТО и прозападного афганского режима продолжалась два десятилетия, и реально (на словах – это сколько угодно) затевать коммерческую «стройку века» в зоне боевых действий камикадзе как-то не нашлось. Но 15 августа 2021 года талибы вошли в Кабул, режим прозападного президента Афганистана Ашрафа Гани пал, США и НАТО форсированно эвакуировали с афганской территории своих солдат, и тема ТАПИ вышла из тени. Только победитель в войне – «Талибан» – внес в проект ТАПИ существенную корректировку: строительство афганского участка газопровода, считают новые власти Кабула, они могут доверить исключительно России. Во всяком случае, в мае этого года временный поверенный в делах Афганистана в России Джамал Насир Гарвал подчеркнул, что на XXV Петербургском международном экономическом форуме (15-18 июня 2022 года) может быть подписан российско-афганский меморандум об участии России в строительстве афганского участка ТАПИ и о закупках Кабулом российского природного газа.

Если намерения Москвы и Кабула трансформируются в реальные дела, ТАПИ, похоже, переступит наконец через «высокий афганский порог», а экономико-политическое влияние России в ключевом регионе Азии поднимется на новый уровень.

Врез. Проект ТАПИ (оператор – TAPI Pipeline). Долевое участие сторон: Государственный концерн «Туркменгаз» – 85%, Афганская газовая корпорация – 5%, пакистанская Inter State Gas Systems – 5%, индийская GAIL – 5%. Проектная мощность ТАПИ – 33 млрд м³ газа в год. Оценочная стоимость – от \$10 млрд. Длина национальных участков газопровода: Туркменистан – 214 км, Аф-

ганистан – 774 км, Пакистан – 826 км, итого – 1814 км. Источник сырья: туркменское месторождение Галкыныш (открыто в 2006 году, оценочные запасы – 21,2 трлн м³ газа и 300 млн тонн нефти).

Туркменский «джокер» ТАПИ

Официальный Ашхабад оценивает газовые ресурсы Туркменистана в 27,5 трлн м³ (оценки британской ВР скромнее – 19,5 трлн м³). Но, исходя даже из британского минимума, ресурсы все равно значительные, по объемам четвертые в мире, позволявшие Ашхабаду в начале 2000-х годов строить масштабные планы по добыче до 200 млрд м³ газа в год, из которых на внешние рынки должны были экспортироваться 150-170 млрд м³.

При наличии, разумеется, адекватных экспортных трубопроводных мощностей. Таковыми в Ашхабаде считали газопроводы – реально действующие... и гипотетические (см. табл. 1).

Только затея с газовыми трубами на годовые 150-170 млрд м³, идущими на север, юг, запад и восток, Туркменистану не удалась, и на середину 2022 года экспортные трубопроводные реалии Ашхабада существенно отстают от «планов громадьи» десятилетней давности (см. табл. 2).

Таблица 2. Действующие экспортные газопроводы, используемые Туркменистаном

Газопровод	Проектная мощность, млрд м ³ в год	Туркменский экспорт в 2021 году, млрд м ³
Система Средняя Азия – Центр	80	Около 10
Система Туркменистан-Китай	55	34
Система Туркменистан-Иран	20	2

Как следствие, Ашхабад вынужден сдерживать – «в разумных пределах» – добычу природного газа – своего главного сырьевого богатства и основного источника валютных поступлений в страну. Во всяком случае, хотя в 2021 году Туркменистан и добыл рекордные за годы политического суверенитета 83,7 млрд м³ газа, республика так и не превзошла достигнутого в советский период (1990 год) высокого рубежа – 90 млрд м³. Из объемов, добытых в минувшем году, 46 млрд м³ были экспортированы, а 37,7 млрд м³ пошли на внутренний рынок, обеспечив Туркменистану один из самых высоких в мире уровней потребления газа на душу населения в год (7,5 тыс. м³), слабо, правда, коррелируемый с уровнем жизни граждан страны.

Но проблема в том, что экспорт в объеме 46 млрд м³ газа в год – это, конечно, внешнеэкономический рекорд Туркменистана, вот только существенно превзойти его, используя лишь действующую систему экспортных газопроводов, Ашхабаду будет, политкорректно говоря, непросто.

Планы Ашхабада по добыче до 200 млрд м³ газа в год и экспорте 150-170 млрд м³ «скорректировал» недостаток мощностей действующих экспортных трубопроводов. Как следствие, Туркменистан вынужден сдерживать – «в разумных пределах» – добычу природного газа – своего главного сырьевого богатства и основного источника валютных поступлений в страну

Действительно, на китайском направлении выйти на продекларированные Ашхабадом (и обещанные Пекину) 65 млрд м³ газа в год при действующих мощностях трех ниток газопроводов, идущих в Китай, технически невозможно, а одолеть «планку» хотя бы в 55 млрд м³ можно лишь при условии отказа «сидящих» на тех же трубах Казахстана и Узбекистана от своих газовых интересов. В общем, как витиевато говорят на Востоке, «скорее небо упадет на землю и воды Нила потекут вспять», чем «добрые» соседи Туркменистана откажутся от своих меркантильных интересов. Разумеется, были планы по строительству четвертой нитки системы мощностью 25 млрд м³ газа в год и доведения суммарной пропускной способности китайского вектора до 80 млрд м³ газа в год, но пока в деле все те же три нитки.

Иранский вектор на текущий момент – это всего лишь туркменский своп в Азербайджан.

Российский вектор в минувшем году мощно подставил экономике Туркменистана «плечо», почти вдвое увеличив контрактные закупки туркменского газа¹. Действительно, Россия покупает (после трехлетнего перерыва) туркменский газ с 2019 года, по пятилетнему контракту, с годовыми поставками – до 5,5 млрд м³, но в 2021 году они приблизились к 10 млрд м³ газа.

ТАПИ – единственная реальная экспортная трубопроводная альтернатива Туркменистана

С другой стороны, ПАО «Газпром» в январе-апреле 2022 года добыл 175,4 млрд м³ (минус 4,5 млрд м³, или 2,5%), а экспортировал в страны дальнего зарубежья 50,1 млрд м³ (минус 18,4 млрд м³, или 26,9%). Поставки на российский рынок на 4,4 млрд м³, или на 3,4%, снизила теплая зима². Другими словами, «излишек» газа за указанный период составил 18,3 млрд м³. Будет ли «Газпром» при таком газовом балансе увеличивать в 2022 году закупки у «Туркменгаза» или хотя бы держать их на уровне года минувшего – вопрос, тяготеющий к разряду риторических.

Разумеется, в запасе у Ашхабада были и альтернативные варианты экспортных трубопроводов: газопроводы Прикаспийский, Транскаспийский и ТАПИ.

Проект Прикаспийского газопровода предполагал строительство 1700-километрового маршрута (500 км – туркменский участок, 1200 км – казахстанский), состыкованного с системой Средняя Азия – Центр (первая очередь САЦ запущена в 1967 году). Мощность Прикаспийского должна была достичь 40 млрд м³ в год (туркменская доля – 30 млрд м³, казахская – 10 млрд м³), и эти объемы предполагалось экспортировать через территории России и Украины в Европу. В 2007-2008 годах в рамках проекта был подписан ряд документов, но в 2012 году интерес «Газпрома» к Прикаспийскому газопроводу аннигилировался. И это, как показали дальнейшие политические события, было правильное экономическое решение.

Проект Транскаспийского газопровода, связывающего восточный (туркменский) и западный (азербайджанский) берега Каспия, на устах политиков уже лет тридцать, но за это время дальше вербальной стадии так и не продвинулся.

Транскаспийский «лед» вроде бы тронулся 21 января 2021 года, когда Баку и Ашхабад подписали в туркменской столице меморандум о взаимопонимании по

¹ Заявление на брифинге в Ашхабаде по итогам 2021 года Чрезвычайного и Полномочного посла России в Туркменистане Александра Блохина.

² Отчет ПАО «Газпром» по итогам деятельности за январь-апрель 2022 года.

Таблица 3. Газовый баланс Азербайджана в 2020-2021 годах.

Год	Добыча, вал*, млрд м ³	Динамика, %	Добыча, товарный газ, млрд м ³	Динамика, %	Внутреннее потребление, млрд м ³	Динамика, %	Экспорт, млрд м ³	Динамика, %
2020	37,1	+3,1	25,36	+9,8	11,96	+3,7	13,4	+16
2021	43,9	+18,3	32,5	+28,1	13,3	+11,2	19,2	+43

* Валовая добыча включает в себя попутный нефтяной газ, не поступающий на берег и закачиваемый в нефтяные пласты для поддержания внутрислоевого давления; в 2020 году объемы закачки – свыше 11,7 млрд м³, в 2021 году – 11,4 млрд м³

совместной разведке, разработке и освоению вчера еще спорного месторождения Сердар (туркменская версия, азербайджанский эквивалент – Кяпаз), углеводородные ресурсы которого оцениваются в 50-65 млн тонн конденсата и 100 млрд м³ газа. Как следует из меморандума, долевое участие Туркменистана в проекте составит 70%, Азербайджана – 30%. Прошло более года, но обещанного, юридически обязывающего, дающего старт финансированию проекта и работам на Каспии соглашения по Сердару-Кяпазу стороны пока так и не подписали.

Почему не торопится Ашхабад, понятно. Во-первых, газовые ресурсы Сердара – ничто по сравнению с тем же сухопутным Галкынышем, который осваивать и дешевле (в пересчете на каждый добытый кубометр), и технически проще. Во-вторых, ключевой интерес Ашхабада к Сердару-Кяпазу – не углеводороды, а система подводных газопроводов, которые должны были связать добывающую платформу на Каспии с берегами туркменским и азербайджанским. В результате Ашхабад де-факто получил бы тот самый Транскаспийский газопровод (мощностью, конечно, не в 30 млрд м³ газа в год, а несколько меньше), мечтами о котором 30 лет живут политики Туркменистана, ЕС, США и Турции.

Ну и голосом в общем хоре – Азербайджан, на словах многократно обещавший Туркменистану предоставить туркменскому газу, как только он окажется на западном берегу моря, свою газотранспортную инфраструктуру. А если говорить конкретно, квоту в трехзвенном Южном газовом коридоре (ЮГК)³.

Но дальше обещаний «предоставить» Баку пока не идет. И не только потому, что туркменский газ «и ныне там», на берегу восточном.

Свой интерес ближе к телу

«Азербайджан вносит значительный вклад в обеспечение глобальной энергобезопасности, в стабилизацию европейского и мирового энергетических рынков, в диверсификацию энергетических источников» – за этими плакатными клише стоит земной и банальный меркантильный интерес Баку – добыть и экспортировать больше нефти и газа, подороже продать каждый баррель и каждый кубометр, а на полученный валютный гешефт импортировать «все необходимое республике».

Схема простая и... тупиковая – как только будут исчерпаны углеводородные ресурсы страны, экономика Азербайджана начнет сыпаться, словно детская пирамидка, из которой вытащили стержень⁴.

На данном историческом этапе ТАПИ судьба газопровода зависит исключительно от России и от тех решений, которые будут приняты на XXV Петербургском международном экономическом форуме. Или не приняты: это уж как пройдут переговоры, как ляжет карта, как сложатся интересы сторон

Но другой схемы у Баку, несмотря на все нефтяные усилия, пока нет, тем более что и эта, тупиковая, пока работает. Во всяком случае, к началу 2022 года Азербайджан накопил валюты на \$52 млрд, в первом квартале текущего года увеличил ВВП на 6,8%, внешнеторговый оборот нарастил на 60%, а торговое сальдо января-марта вывел в плюс \$5,1 млрд.

³ Первое звено ЮГК – Южно-Кавказский трубопровод. ЮКТ начинается на Сангачальском терминале (к югу от Баку), доходит до грузино-турецкой границы (длина – 690 км), далее еще 280 км – до турецкого Эрзурума. Суммарная пропускная способность ЮКТ – до 25 млрд м³ газа в год.

Второе звено ЮГК – Трансатлантический газопровод (TANAP). Длина от стыкового узла с ЮКТ до турецко-греческой границы – 1841 км. Пропускная способность – 16 млрд м³ газа в год. Третье звено ЮГК – Транскаспийский газопровод. Начинается ТАР на стыке с TANAP и заканчивается в итальянском Мелсидуньо, длина – 878 км, пропускная способность первой действующей очереди – 10 млрд м³ газа в год, вероятная вторая очередь – еще 10 млрд м³.

⁴ Ошибки, неудачи, просчеты в базовых секторах экономики Баку «лечит» нефтегазовыми долларами. «Лечение – симптоматическое», позволяющее на время «снимать остроту момента». Так, ЦБ Азербайджана завершил 2021 год с чистым убытком в 162,7 млн манатов (\$95,7 млн); из финансового отчета Азербайджанских авиалиний – национального авиаперевозчика республики, следует, что к началу 2021 года накопленные за 30 лет деятельности убытки АЗАЛ достигли 1,764 млрд манатов (\$1 млрд) при активах в 1,978 млрд манатов (\$1,163 млрд) и обязательствах в 2,758 млрд манатов (\$1,622 млрд). Тем не менее АЗАЛ продолжает успешно функционировать.

И тем не менее обратный отсчет, приближающий Азербайджан к часу X, запущен.

Первым зазвонил нефтяной колокол. Если в 2010 году Азербайджан добыл рекордные 50 млн тонн жидких углеводородов, то в 2021 году добыча нефти и конденсата упала до 34,5 млн тонн (снижение за 11 лет – 15,5 млн тонн, или 31%). Остаточный извлекаемый нефтяной ресурс республики, по оценке BP, к началу 2022 года снизился до 1 млрд тонн, которых, при текущем уровне добычи, хватит лет на 30. В общем, как заявил в мае 2022 года президент Азербайджана Ильхам Алиев, «сегодняшний профиль экспорта нефти устраивает нас и потребителей».

Экономический интерес Баку – добыть и экспортировать больше газа, подороже продать каждый кубометр, поэтому туркменский конкурирующий продукт в магистрали ЮГК и рынках Европы Азербайджану не нужен

К счастью для схемы «добыть-продать-все купить», у Азербайджана есть газовый ресурс – остаточные около 2,6 трлн м³ (оценка BP – менее 2,1 трлн м³), добыча которых растёт с каждым годом, стремясь к заявленному Баку идеалу – 35 млрд м³ товарного газа в год (см. табл. 3). «В наши планы входит значительное увеличение объема экспорта газа», – подчеркнул в мае этого года президент И.Алиев.

Хотя и газ не без нюансов. Во-первых, базовые газовые источники Азербайджана – это месторождение Шах-Дениз (Фазы 1 и 2 дали республике в 2021 году 23 млрд м³), попутный газ нефтяного блока АЧГ (3 млрд м³) и месторождения ГНКАР (6,5 млрд м³).

Во-вторых, добыча на Шах-Денизе приблизилась к проектному максимуму добычи (25 млрд м³ в год), а ресурсная база снизилась до 840 млрд м³, которых, при проектной добыче, хватит на 33 года. В-третьих, рост поставок товарного газа с АЧГ гипотетически вероятен, но лишь в том случае, если ГНКАР убедит оператора проекта BP Azerbaijan снизить закачку попутного газа в пласты блока. В-четвертых, есть надежда, что новые месторождения ГНКАР (Умид, Бабек), а также СРП по месторождению Апшерон добавят на пике добычи – совместными усилиями – в газовый баланс Азербайджана 5-7 млрд м³ газа в год.

В результате добыча 35 млрд м³ товарного газа в год вполне может стать сырьевой реальностью республики. И если 12-12,5 млрд м³ пойдут на внутренний рынок Азербайджана, а 2,4-2,5 млрд м³ – на грузинский, то остальные 20 млрд м³ – это рынки Турции и Европы. И, как следствие, на все 100% задействованные мощности ЮГК.

При таком раскладе у газа Туркменистана нет ни малейшего шанса оказаться ни в трубе ЮГК, ни на рынках Европы. Даже при наличии Транскаспийского трубопровода или поставок на территорию Азербайджана через Иран (технически возможно до 5 млрд м³ в год)!

Полагать, что Баку, «исходя из принципов добрососедства», отодвинет на второй план свои национальные интересы и отдаст пальму первенства интересам Ашхабада, могут только ну очень-очень наивные люди.

Тем более что Азербайджан уже ощутил сладкий вкус гешефта от роста своего газового экспорта: по данным ЦБ республики, в 2021 году доходы от экспорта газа выросли до \$5,4 млрд (средняя цена 1000 м³ – \$281), тогда как годом ранее газ обеспечил доход лишь в \$2,2 млрд (средняя цена 1000 м³ – \$164).

А перспективы еще гешефтнее. Во-первых, растут объемы поставок, и в текущем году, как пообещал министр энергетики Азербайджана Парвиз Шахбазов, Европа получит свыше 10 млрд м³ азербайджанского газа (в 2021 году – 8,15 млрд м³, еврорезультаты I квартала 2022 года – 2,6 млрд м³). Во-вторых, радуют и цены на рынках Европы: в минувшем году Азербайджан продавал газ по средней стоимости в \$281 за 1000 м³, к весне текущего года евроцены выросли до \$1000-1200 за 1000 м³. А к концу 2022 года, есть такая вероятность, европейцам придется платить за 1000 м³ уже \$3000-3500.

Великую финансовую помощь Азербайджану и экономике республики, как бы цинично это не прозвучало для «евроушей» Баку, оказал тандем антироссийских экономических санкций США, ЕС с их сателлитами и СВО России на территории Украины. Коллективный Запад достал из ножен шашку экономических санкций, больно уколол себя в ногу, мировые цены на газ рванули на невиданный прежде уровень, свет в конце ценового туннеля пока не виден, и Азербайджану только и остается, что считать газовые гешефты.

Для Пакистана и Индии газопровод ТАПИ – реальный шанс получить стабильные трубопроводные поставки газа, снизив тем самым зависимость от дорогого СПГ

Одним словом, для Баку мировые энергетические проблемы – дар судьбы, обещающий спасительный рост цен на нефть и газ и, как следствие, приумножение валютных резервов республики. Плохая новость – «слабое здоровье» основных резервных валют Азербайджана – доллара и евро. Но это, конечно, «другое» и к допуску туркменского газа в ЮГК отношение не имеющее.

Надежда на Россию

Таким образом, единственная более-менее реальная экспортная трубопроводная альтернатива Туркменистана – это ТАПИ.

Ашхабад так заинтересован в этой трубе, что в 2015-2018 годах силами «Туркменгаза» построил национальный участок магистрали, а потом пообещал Кабулу профинансировать работы на афганском участке. И 23 февраля 2018 года в районе Серхетабата (бывшая советская Кушка) даже состоялась торжественная церемония начала строительства 774-километрового афганского участка ТАПИ, участие в которой приняли президенты Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедов, Афганистана Ашраф Гани, премьер Пакистана и глава МИД Индии. Церемония прошла, масштабная стройка не началась, в августе 2021 года Ашраф Гани бежал из Кабула. Все, ветер ТАПИ, казалось бы, вернулся на круги своя.

Для Пакистана и Индии газопровод ТАПИ – реальный шанс получить стабильные трубопроводные поставки газа, снизив тем самым зависимость от дорогого СПГ

Реакция на перипетии ТАПИ ключевых потребителей годовых 33 млрд м³ туркменского газа – Пакистана и Индии – была, в общем-то, закономерной. Исламабад обещал построить пакистанский участок к 2020 году, но, раз афганский и близко не готов, торопить события не стал. Индия заявила, что создала на своей территории всю необходимую для приема туркменского газа инфраструктуру, и дело осталось за малым – принять в пограничном пункте Фазилка пакистанскую составляющую ТАПИ. Инфраструктура, – несмотря на то, придет в Фазилку туркменский газ или не придет, – Индии все равно пригодится.

Таким образом, на данном историческом этапе судьба газопровода ТАПИ зависит исключительно от России и от тех решений, которые будут приняты на Петербургском форуме. Или не приняты: это уж как пройдут переговоры, как ляжет карта, как сложатся интересы сторон.

Пока карты и интересы ложатся так, что ТАПИ необходимо строить – и побыстрее.

Во всяком случае, в июле 2021 года глава МИД России Сергей Лавров заявил, что Москва заинтересована в участии в достройке ТАПИ.

Об интересе Туркменистана сказано выше: ТАПИ – это, можно сказать, единственный реальный трубопроводный шанс увеличить туркменский газовый экспорт и

приток в страну валюты. Плюс, конечно, «с опорой на газ» построить долгосрочные взаимовыгодные отношения с партнерами по региону.

Для Пакистана⁵ и Индии⁶ газопровод ТАПИ – реальный шанс получить стабильные трубопроводные поставки газа, снизив тем самым зависимость от дорогого СПГ, пути которого по морям-океанам определяют не только ценовая конъюнктура, но и глобальные политические процессы.

Во всяком случае, диктуемая Брюсселем политика по снижению странами ЕС газового импорта из России потребует от Европы увеличения закупок СПГ. А если в Европе СПГ прибедет, в Индии и Пакистане, не исключено, убудет. Опять же судьба мощного трубопровода Иран-Пакистан-Индия (длина – 2135 км, мощность – 55 млрд м³ газа в год, цена – от \$7 млрд) зависит от многих факторов: то от санкций США против Ирана (остановили проект в 2013 году), то от отношений Исламабада и Дели...

Ну и для Афганистана ТАПИ и участие в строительстве афганского участка России – это реальный шанс и на получение прибыли от газового транзита (до \$500 млн в год), и на прокладку вдоль магистрали трубопровода линии ЛЭП-500 и оптоволоконного кабеля связи, и, возможно, на закупки российского газа (пока это предмет вероятных переговоров). Талибы так заинтересованы в ТАПИ, что уже пообещали выделить для обеспечения безопасности строительных работ на маршруте газопровода 30 тыс. бойцов.

Для Афганистана ТАПИ и участие в строительстве афганского участка России – это реальный шанс и на получение прибыли от газового транзита (до \$500 млн в год), и на прокладку вдоль магистрали трубопровода линии ЛЭП-500 и оптоволоконного кабеля связи, и возможно, на закупки российского газа

Британия 200 лет стремилась утвердиться на землях Афганистана – и потерпела фиаско.

США 20 лет вели войну с талибами – и позорно «эвакуировались» восвояси.

Не исключено, что Россия, выстраивая политико-экономические отношения с новым Афганистаном, взаимовыгодно поможет афганскому народу решить многочисленные экономические проблемы страны, в недрах которой сокрыты полезные ископаемые, оцениваемые в \$7 трлн. 

⁵ Британская ВР оценивает газовые ресурсы Пакистана менее чем в 400 млрд м³, собственное производство – менее чем в 30 млрд м³ в год, а потребление – более чем в 40 млрд м³ в год. В Пакистане проживают 221 млн человек, уровень потребления газа на душу населения – 180 м³ в год – почти в 42 раза ниже, чем в Туркменистане.

⁶ Британская ВР оценивает газовые ресурсы Индии почти в 1200 млрд м³, собственное производство – в 28,7 млрд м³ в год, а потребление – в 60,7 млрд м³ в год. В Индии проживают 1326 млн человек, уровень потребления газа на душу населения – 45 м³ в год – в 167 раз ниже, чем в Туркменистане.



РОЛЬ, КОТОРАЯ АФРИКЕ ПОКА НЕ ПО СИЛАМ КЛАДОВЫЕ ЧЕРНОГО КОНТИНЕНТА АКТИВИРОВАНЫ ЗАПАДОМ. НЕ ПОЗДНО ЛИ?

ПАВЕЛ БОГОМОЛОВ

Кандидат политических наук

Нарочито замедленная «поэтапность» отказа от российской нефти и газа, заложенная в шестой санкционный пакет ЕС, свидетельствует о многом. Эксперты полагают: Европа, исполняя по заокеанской указке «ритуально-энергетический танец», нуждается еще хотя бы в паре лет. Нуждается потому, что ей придется перестроить ТЭК логистически и технологически. Но даже это – довольно узкая интерпретация. Ибо круто переделать самих себя понадобится, прежде всего, в широчайших смыслах – геополитическом и географическом. Вопрос о том, откуда заболевшему не по своей воле блокадным синдромом Старому Свету придется «завлекать и притягивать» к себе компенсационные потоки топлива и сырья завтра и послезавтра, выдвигается на передний план.



Алжирский «довесок»: не замена «Газпрому», но все же кое-что

Прошло всего четыре дня после начала военной операции России, когда с новостных лент информационных агентств «посыпались» первые намеки, а затем и официальные прогнозы грядущего отказа ЕС от традиционного газоимпорта из РФ. Приступ «санкционного союзничества» подхватила среди многих других, как известно, Италия.

Давние и добрые связи с «Газпромом» были там, увы, перечеркнуты. Как, впрочем, вырвано из короткой памяти обитателей Апеннин и многое другое. Например, маршруты недавних (и усыпанных цветами!) автосанитарных колонн Минобороны РФ. В ту пору наши медики, проявляя беспрецедентную благотворительность в стране НАТО, спасали от пандемии тысячи жителей Ломбардии и иных уголков итальянского севера. Но зачем засевшим в СМИ русофобам вспоминать о хорошем, если вершителям нового раскола Старого Света надо перечеркнуть достигнутые результаты как минимум полувекового диалога в гуманитарной сфере? Как, впрочем, вытравить еще и прямые коммерческие выгоды топливно-энергетического партнерства, да и в целом пролегающих по Средиземноморью мирохозяйственных связей Востока и Запада?!

28 февраля с.г. глава итальянского отраслевого гиганта Eni Клаудио Дескальци прибыл с визитом в Демократическую Республику Алжир. Это государство, сдавленное в начале века тисками социально-экономического и конституционного кризисов, как и беспорядков, да и всплеск терроризма, столкнулось еще и с геологическим феноменом истощения запасов «голубого топлива». Собственно, в течение нескольких лет алжирцы, хотя и располагая действующими подводными газопроводами к берегам ЕС и танкерными трассами по перевозке СПГ в Европу, сетовали на вышесказанное публично. Они честно предупреждали Евросоюз: поставки по Средиземному морю обречены, увы, на неуклонное сокращение. Но, оказывается, грозовой 2022-й принес на кромку Сахары принципиально новые отраслевые императивы.

Не скрывая «форсмажорных» планов введения энергетического эмбарго против России, высокопоставленные эмиссары из Вашингтона начали заново «психологически обрабатывать» алжирские коридоры власти. А затем, дабы воплотить намерения по приросту экспорта из «газового колодца Магриба» всеми силами, туда же зачастили представители европейских компаний. И вот – приезд г-на Дескальци, которого, кстати, не случайно сопровождал, подчеркивая особую важность момента, министр иностранных дел Италии Луиджиди Майо. Собственно, в его присутствии и обсуждалась подготовка к заключению амбициозного двустороннего документа. Речь – о соглашении между Eni и алжирской Sonatrach по радикальному приросту подводной транспортировки «голубого топлива» из североафриканского государства.

Условиями контракта будут покрыты «новые объемы газа, – говорилось в пресс-релизе Eni. – Это явится результатом тесного партнерства в развитии проектов газового апстрима». Рычагом же станет внедряемая инвестором собственная модель ускорения проводки (программной документации – П.Б.). Этот подход, именуемый на международном лексиконе нефтяников не иначе как «Eni's Distinctive Fast Track Model, придаст высокую динамику всей разработке производственного потенциала алжирских месторождений».

Условиями контракта будут покрыты «новые объемы газа, – говорилось в пресс-релизе Eni. – Это явится результатом тесного партнерства в развитии проектов газового апстрима». Рычагом же станет внедряемая инвестором собственная модель ускорения проводки (программной документации – П.Б.). Этот подход, именуемый на международном лексиконе нефтяников не иначе как «Eni's Distinctive Fast Track Model, придаст высокую динамику всей разработке производственного потенциала алжирских месторождений».

Прошло два месяца после пристрелочного визита проводников интересов итальянской энергетики и внешней политики в Алжир, – и все материалы по «сделке века» появились на свет в готовом виде. Так, было согласовано, что увеличение пропускной способности алжирско-итальянского газопровода будет сообщено достигнуто уже осенью нынешнего года. Достигнуто, кстати, не само по себе, а в рамках долгосрочного контракта на поставки данного вида углеводородов между Eni и Sonatrach. Это ведь только в подходах к России «коллективный Запад» отвергает теорию и практику долговременно-стратегических соглашений об экспорте сырья в ареал ЕС. А с африканцами, как видно, можно – в порядке исключения – пойти и на такую, якобы давно уже отжившую и архаичную(!) форму «внеспотового» взаимодействия.

Удивился бы сам Энрико Маттеи...

Итак, серия целевых технологических инноваций на алжирских кладовых природного газа и на стыках межконтинентальной инфраструктуры позволит наращивать объемы поставок из Сахары на Апеннины уже в этом году. А уж в 2023-м и 2024-м трубный газозэкспорт по дну морскому призван составлять, соответственно, по 318 млрд ф³ или, переводя на общепринятый у нас профессиональный язык, – по 9 млрд м³ в год.

Иной читатель наверняка отмахнется: мол, не так уж много. Что ж, это верно, но ведь компенсация эффектов назревающего со стороны ЕС эмбарго должна, как известно, складываться из целого ряда ингредиентов. Ну а сегодня главное для Рима, как и для интеграционного Брюсселя, – как бы приподнять и усилить резонанс даже довольно скромных подвижек.

И символично, что главы Eni и Sonatrach Клаудио Дескальци и Туфик Хаккар заверили сделку, так сказать, не просто в рабочем порядке и не сами по себе. Протокол о взаимопонимании двух компаний многозначительно соседствовал на столе переговоров еще с одним немаловажным документом. То был Протокол о намерениях по усилению двустороннего сотрудничества в энергетической области в целом. Под этими договоренностями поставили свои подписи уже известный нашим читателям (по этой статье) руководитель итальянской дипломатии Луиджиди Майо и его алжирский коллега Рамтане Ламамра. Присутствовали, кстати, премьер североафриканского государства Айман Бенабдеррахман и министр энергетики Мохаммед Аркаб, а также итальянский министр по вопросам энергоперехода Роберто Чинголани.

Если и впрямь удастся «задробить» российский экспорт в Индию, то львиная доля «черного золота» из Персидского залива не попадет в Европу. Да-да, она по большей части будет вливаться в портовые резервуары Индостана

Но и это еще не все! Чуть поодаль от перечисленных официальных лиц были на той же торжественной церемонии президент Алжира Абдельмаджид Теббун и глава правительства Италии Марио Драги. Такой вот сверхвысокий – для заключения в общем-то отраслевой сделки – уровень протокола.

Вспору увековечить это событие. И прикрепить в память о нем еще одну – дополнительную бронзовую мемориальную табличку у компрессорного входа в тот самый средиземноморский газопровод, о котором все время заходила речь на алжирском мероприятии. А называется эта трасса, между прочим, так: Trans Med/Enrico Mattei.

Но, собственно, какой энергетический курс воплощал своими делами и помыслами бывший партизан-антифашист, а впоследствии легендарный основатель и топ-менеджер современной Eni по имени Энрико Маттеи? Кем он был на взгляд историков ТЭК послевоенной Европы, да и если судить с позиций упорного выстраивания сбалансированного энергобаланса после кошмарных потрясений середины века? Маттеи слыл последовательным сторонником топливного диалога между СССР и Общим рынком, Востоком и Западом. Недаром бесчисленные завистники и недруги, особенно в США, клеймили его как «главного бенефициара хрущевского демпинга» дешевой в ту пору советской нефти через порты Причерноморья.

Венгрию, упорствующую ради сохранения российских нефтепроводов, заставили поддержать запрет на морские перевозки «черного золота» Сибири европейскими танкерами

27 апреля 1962 года самолет главы Eni, в котором, наряду с Маттеи, летел еще и шеф римского бюро американского журнала Newsweek, разбился при странных обстоятельствах, которые лишь по прошествии многих лет были квалифицированы как диверсионный взрыв. Не выжил, разумеется, никто. Потому и звучит риторическим вопросом фраза, на которую нет и не может быть ответа. Вдумаемся: как бы отозвался гений итальянского бизнеса на то, что газопровод его имени служит целям увеличения поставок из Африки не просто сам по себе, а под призывы заблокировать углеводороды той России, с которой именно Маттеи выстроил в 1950-х отраслевой мост дружественного партнерства? Мост надежды, которая теперь, похоже, растоптана.

Впрочем, многим африканским руководителям надо все же отдать должное. Если они и пошли в последние дни на ускоренное заключение топливных сделок с Западом, то уж подписывать при этом антироссийские декларации не стали. Яркий тому пример – майский визит канцлера ФРГ Олафа Шольца на берега Гвинейского залива, его встречи с тамошними лидерами. Учитывая пожелание берлинского гостя заполнить в ЕС больше африканского СПГ, президент Сенегала Маки Салл не оспаривал возросших европейских запросов на «голубое топливо» и «черное золото» республики. Да и то сказать: на его шельфе залегает 1 млрд баррелей нефти и 40 трлн ф³ газа! Сырья, иными словами, хватает вполне.

Вместе с тем г-н Салл убежденно, причем в один голос еще с одним региональным игроком – ЮАР, подтвердил приверженность нейтралитету Дакара и Претории в ООН, где обе страны воздержались от голосования по анти-

российской резолюции на фоне спецоперации на Днестре. Даже любезно озвученное Шольцем приглашение южноафриканцам и сенегальцам: принять участие в июньском саммите G7 – и то не помогло Берлину. Да уж, осуждать Кремль, пусть даже под «углеводородным соусом», мало кто на Черном континенте хочет. Готовность того же Сенегала отправлять в ЕС, начиная с 2023 года, по 2,5 млн тонн СПГ, а к 2030-му выйти на 10 млн тонн – это, как говорится, само по себе. А вот вторить проклятия в адрес России не хочется даже там, в Африке. Кстати, по соседству с Сенегалом находится непокорное былой метрополией государство – Мали, чья делегация, побывав в Москве, не на шутку расстроила Париж своими тесными узами с «агрессором»

Частокол невыдуманных проблем

На первый взгляд, проводники удушения российского экспорта, работая над картой мира, не должны испытывать на подступах к своей деструктивной задаче неразрешимых и тем более роковых трудностей. Ведь никуда не исчез баснословно богатый запасами углеводородов Ближний Восток, все еще дающий, по некоторым данным, свыше 33% «черного золота» в мире. Стоит, дескать, нажать из натовских столиц на Персидский залив как следует, и замена отвергнутым кладовым Сибири не заставит себя долго ждать.

Имеются, однако, три фактора, затрудняющих реализацию сказанного в обоих отраслевых сегментах, о которых идет речь, – как по нефти, так и по «голубому топливу». Прежде всего, почти никто в сообществе арабских монархий не верит в возможность стремительного подъема – на порядок выше – объемов «альтернативного» (помимо РФ) газоз экспорта в Евросоюз.

Сначала, накануне санкционного витка, Катар и другие экспортеры СПГ убедительно говорили об этом «верховному куратору мировой энергетики» в Госдепартаменте – старшему советнику Эймосу Хохштейну. Позднее, когда функция по «дипломатичному выкручиванию рук» перешла, по указке США, к самим европейцам, – Катару все же пришлось пообещать «нагрывшей» делегации ФРГ скромные прибавки газа в обмен на научно-техническую помощь в альтернативной энергетике. Но даже гости самокритично сказали: полноценно-континентальной сети портовых терминалов по приемке СПГ в Германии, да и Европе в целом, не будет как минимум до 2026-2027 годов!

В общем, пока не просматривается ни новых сенсационных открытий в газовых кладовых Персидского залива, ни по-настоящему отлаженных цепочек газотранспортной логистики от Индийского океана до Атлантики.

Не лучше – для охваченного санкционной лихорадкой ЕС – обстоят дела и по нефти. Ведущие экспортеры «чер-

ного золота» все смелее бросают вызов своего несогласия не то что Брюсселю, а и самому Вашингтону! Саудовская Аравия и Объединенные Арабские Эмираты без какого-то стеснения твердят в один голос: полноценной замены устойчивому притоку углеводородного сырья из РФ нет и быть не может! Никаких скрытых в барханах или на дне Персидского залива месторождений с тысячами преднамеренно закрученных вентилях на простаивающих скважинах не существует в природе!

И ведь что выглядит еще хуже в глазах «мирового гегемона»? Для Белого дома становятся невыносимыми не только объективно ограниченные реалии Ближнего Востока, но и все более смелый дискурс региональной нефтяной дипломатии – ее новый, подчеркнуто-наступательный стиль. Ибо кто мог подумать всего пару лет назад, что, уклоняясь от телефонных звонков от Джо Байдена, лидеры «королевства пустынь» и ОАЭ будут заинтересованно общаться, да еще не фоне антироссийских санкций, с Владимиром Путиным?

Что же делать с нефтяным эмбарго тем, кто подчинен Урсуле фон дер Ляйен? Подытожив долгие антикремлевские дискуссии, они решились еще и на «шиппинговый ультиматум»

Или, скажем, кто мог предвидеть, что в Эр-Рияде и Абу-Даби не станут ломать связей с Москвой в рамках столь «разноцветного» по своему составу и уже поэтому раздражающего Соединенные Штаты альянса, как ОПЕК+? Или кто поверил бы, что на смену навязанной из-за океана вражде суннитов Аравийского полуострова и шиитов Ирана придет, наконец, эра нынешнего потепления? И настанет новая эпоха, когда саудиты уже не станут возражать против легализации весьма конкурентного для них иранского нефтеэкспорта и, параллельно, открытия в Джиdde полноценного генконсульства Тегерана.

Есть, впрочем, и еще одна – третья дилемма глобального «топливного поворота», затрудняющая нападки на Москву из «третьего мира». Дилемма, лишившая покоя «энергетических русофобов» ЕС. О ней-то мы и поговорим.

Удар по российским планам энергоразворота на восток и на юг

Брюссельские споры о навязчивом сокращении и – в итоге – об отмене газо- и нефтеимпорта из РФ столкнулись не только с почти нереальными для Евросоюза объемными параметрами. Дебаты споткнулись еще и о колючий вопрос альтернативной транспортировки углеводородов Сибири и Арктики к неподвластным Еврокомиссии премиальным топливным рынкам Азии. «На ко-

ну» – перевозка сырья по многим акваториям Мирового океана, но на сей раз никак не Атлантики! В самом деле, надо помешать Москве не только в продаже, но и в самих поставках ее экспортных ресурсов, перенаправляемых отныне очень далеко от капризной и, более того, вероломной Европы. Но как это сделать – какие препятствия лучше всего нагромоздить?

Евросоюз мирится с ключевой нацеленностью нефтяников Персидского залива не на ЕС, а на Азию, ведь россияне будут еще больше оттуда выживать

Во-первых, надо попытаться заставить Индию, этот ведущий в Азии ареал гигантской по своим мощностям нефтепереработки, свернуть «кремлевский завоз» к минимуму. А во-вторых, если сказанное не получится у Запада» в Южноазиатском регионе непосредственно, то понадобится задуть экспорт ресурсов из РФ юридически. Словом, опереться на то, что большинство трейдерских, шиппинговых и страховых «империй» мира в конечном счете управляется из Европы и США. И распространить антикремлевские санкции еще и на эту сферу «крючкотворства международно-офисных иезуитов».

И все бы хорошо для разрушителей мирового энергобаланса, но, как говорят медики, возникает попутное осложнение. Ибо, если и впрямь удастся «задробить» российский экспорт в Индию, то львиная доля «черного золота» из Персидского залива не попадет в Европу. Да-да, она по большей части будет вливаться в портовые резервуары Индостана. И уж оттуда продукция даунстрима разойдется мириадами наполненных готовым бензином бочек, а также канистр и флаконов со смазочными маслами. Разойдется по всей Азии и лишь во вторую очередь – по рынкам ЕС. А перерабатывающие заводы Старого Света останутся с носом! Кстати, маршрутный «СПГ-перекос» 2021 года из США в сторону Индо-Тихоокеанского региона продемонстрировал простоту этого «аттракциона неслыханной алчности». Продемонстрировал, конечно, на примере предприимчиво-аполитичных техасских поставщиков.

Итак, что же делать с нефтяным эмбарго тем, кто подчинен Урсуле фон дер Ляйен? Подытожив долгие антикремлевские дискуссии, они решились еще и на «шиппинговый ультиматум». Отважились на поэтапное объявление Москве не только нефтяного эмбарго как такового, но и на бойкот фрахтовых сделок российских игроков – подрыв оформления и страхования любых, а не только европейских, экспортных путей. Даже Венгрию, упорствующую ради сохранения российских нефтепроводов, заставили-таки поддержать запрет на морские перевозки «черного золота» Сибири европейскими танкерами. А не со-

гласных с этим греков, киприотов и мальтийцев прижали, попросив не поддерживать Россию экономически, что для континентальных тяжеловесов явно «не комильфо» по отношению к младшим партнерам из «второй лиги». То есть как минимум несолидно даже в сегодняшней – донельзя взвинченной ситуации.

На языке географической конкретики бойкот заказов на перевозку сырья из РФ под зарубежными флагами, видимо, будет означать включение – на брюссельском светофоре – зеленого света, в основном, для арабских поставок на Средний и Дальний Восток. Все поймут: Евросоюз мирится с ключевой нацеленностью нефтяников Персидского залива не на ЕС, а на Азию, ведь россияне будут еще больше оттуда выживать. Но кто в этом случае сможет, вместо ядра ОПЕК, подкрепить поставками полуголодный ТЭК Европы?

Оптимисты отвечают: сделать это (хотя бы наполовину) призвана Африка, которая давно дает в совокупности примерно столько же нефти, что и Россия. Звучит просто. Но практически осуществить, казалось бы, столь логичный и естественный замысел «африканского рывка» будет крайне проблематично.

Регион богат сырьем, но пребывает в крайне шатком состоянии

В марте 2022-го расширенный альянс в составе 24-х мировых поставщиков «черного золота», известный как ОПЕК+, ежесуточно направлял на мировой рынок на 1,5% меньше нефти, чем было согласовано. Переводя этот дефицит на язык физических объемов, агентство Reuters пришло к обоснованной цифре: недопоставлялось в среднем по 1,45 млн барр в день.

При этом почти целая половина нехватки (в сравнении с обязательствами и планами все той же ОПЕК+) была обусловлена неспособностью всего двух африканских государств справиться со своими коллективно согласованными наметками. Итак, имеются в виду всего две страны, два ключевых звена экваториального апстрима на целом материке! На 300 тыс. барр в сутки не дотягивала до обещанной планки Ангола. И на 400 тыс. барр меньше «положенного» давала Нигерия – страна с более чем 206-миллионным населением и гигантскими ресурсами недр как на суше, так и на море.

Чем же можно объяснить подобное – быть может, оскудением недр? Но вот что сообщил 6 мая, по данным Neftegaz.RU, исполнительный директор Нигерийской комиссии по регулированию добычи углеводородного сырья (NUPRC) Гбенга Комолафе. Выступив в Абудже на пресс-конференции, он сообщил журналистам актуализированные цифры. По состоянию на 1 января 2022 года запасы нефти и конденсата в стране достигли 37,046 млрд барр, причем годовой прирост этого объема составил 0,37%.

Приведенной статистике можно, вероятно, доверять: она была получена от 61-ой добывающей компании. Словом, недра все еще богаты, но осваиваются они из рук вон плохо. NUPRC требует «тщательного рассмотрения всех факторов, мешающих эффективным и действенным операциям по разведке и добыче». «Инициирована масштабная кампания по определению скважин, отдача которых ниже их мощности». А в рамках другой инициативы жесткий мониторинг объектов нацелен на «выявление плохо работающих скважин и «кандидатов» на капитальный ремонт для оперативного вмешательства».

Меры, как видите, принимаются почти авральные. Неужели все это – из-за 400-тысячного (в баррелях) дефицита суточной добычи? Нет, не только. На брифинге прояснилось, что прозорливые нигерийцы разглядели в санкциях против ТЭК России (как и в вызванном этими нападениями интеллектуальном параличе «коллективного Запада») свой уникальный шанс. Между прочим, у нас в Москве не скрывают того, что и отечественные нефтяники в марте с.г. тоже не полностью реализовали свою квоту, согласованную в ОПЕК+. То есть и наш – российский – апстрим не достигал своей среднесуточной цели. Выдавал, словом, на 300 тыс. барр в день меньше, чем имелось в виду в ОПЕК+ изначально.

Рассудите же сами: недоброе эхо спецоперации за рубежом не могло не ударить своим «нефтяным бумерангом» по объемным показателям сырьевого сектора РФ. Но, за счет повышения цен, российский госбюджет все равно получил гораздо больше! Так что в целом выявилось, что для России пока даже такая конъюнктура «на руку». А вот «минусы» Анголы и Нигерии носят в основном долгосрочный – структурно-системный характер. Да, сказываются издержки амбициозного ресурсного нацио-

нализма, пережитки автократически-волонтаристских подходов и «институционального кумовства», самоуверенно составленные законы «О местном наполнении и национальном участии» в проектах ТЭК.

Годами не хватало многого, но прежде всего – инвестиций

Именно вышеназванные, то есть коренные, недостатки африканского углеводородного сектора стали рычагами оттока капиталов. Как следствие, затянувшиеся неудачи Черного континента еще больше усилили дороговизну нефти в мире, взлетевшую к наивысшим за 14 лет показателям – до \$139 за баррель. Отсюда и подмеченная в СМИ истерия вашингтонского призыва к ОПЕК+: немедленно нарастить добычу и экспорт любыми способами!

Однако нефтяная промышленность, в том числе на просторах «третьего мира», как известно, – отрасль с растянуто-долгосрочным инвестиционным циклом. В его русле капиталовложения начинают, как правило, окупаться лишь через семь лет после своего старта. И вот как раз крупных, поистине стратегических вливаний финансов в африканскую нефтянку не наблюдалось как минимум с момента окончания драматично-глобальной ценовой рецессии 2014-2016 годов, т.е. кризисная полоса подошла к концу, а большие деньги в регион так и не пришли. Минули довольно пассивные 2017-й, 2018-й и 2019 годы; а затем ударила пандемия коронавируса...И не только в Африке, а и в целом по планете инвестиции в углеводородный ТЭК упали, утверждает МЭА (Международное энергетическое агентство), на 32%. Причем сильнее других обеднел в этом смысле и без того бедствующий Черный континент.





Почему же, наверняка спросит читатель, те зигзаги сильнее ударили по нефтеносным зонам Африки, а не Ближнего Востока? Потому что у арабских монархий гораздо больше не зарубежных, а собственных, причем огромных, бюджетных ресурсов и накоплений. Подчеркнув взаимосвязь между этим фактором и динамикой ТЭК, аналитики Алекс Лолер, Джулия Пейн и Рон Буссо пишут: «Те звенья ОПЕК, которые находятся в Персидском заливе и возглавлены Эр-Риядом, в основном, справляются со своими ориентирами по линии ОПЕК+». Да, по мнению источников в штаб-квартире Организации стран-экспортеров нефти, арабским странам-производителям помогла хотя бы относительная независимость от внешних – приглашенных инвесторов.

И наоборот, спад капиталовложений в ТЭК подкосил те государства, «чья плотная привязка к иностранным инвестициям ощущается гораздо сильнее». Это, собственно, и есть африканский ареал. Своих средств, будь то свободно-ликвидных или заемно-банковских, у Африки нет. Стоит ли удивляться тому, что число Итоговых инвестиционных решений (практических «прологов» к запуску апстрим-проектов силами тех или иных корпораций) каждый год охватывает на Ближнем Востоке в восемь раз больше запасов недр, чем в глубинах Черного континента? Во всяком случае, такова статистика МЭА.

Зададимся же вопросом: действительно ли бросают Африку западные нефтегазовые инвесторы или, возмож-

но, страхи преувеличены? И что будут делать в ЕС для стабилизации обстановки и возвращения «супермейджоров» в «хромающий» ТЭК материка, столь отстающего от отраслевых лидеров?

Магистральной трубе с Гвинейского залива в Европу – быть!

Делается, прямо скажем, немало. Европа, опасаясь итогов «выпадения» РФ из списка своих ведущих поставщиков, да и явно тревожась аппетитами потребителей топлива в Азии, охвачена, так сказать, отраслевой лихорадкой. Часть ожиданий ЕС устремлена к постколониальному Экватору. Какими перспективными проектами, пусть даже на грани фантастики, можно, пока не поздно, завлечь африканцев и спасти их от уныния в топливной области?

Наиболее оригинальная и многообещающая инициатива – проложить из Нигерии в Европу трансконтинентальный газопровод, промежуточным узлом на трассе которого призвано стать королевство Марокко. То, что отделено узким Гибралтарским проливом от Испании. Длина артерии, по данным Reuters, составит 5660 км, что сделает ее самой протяженной в мире. По словам нигерийского министра энергетики Чифа Тимпире Сильвы, команда нынешнего президента страны Мухаммеда Бухари намерена приступить к строительству до мая 2023 года, т.е. до истечения срока своих полномочий.

О заинтересованности в прокладке артерии сообщалось еще в 2016 году. Но сейчас – понятное дело – эта идея обретает гораздо больше актуальности. По словам министра иностранных дел Нигерии Джеффри Оньеамы, новая магистраль позволит углеводородной жемчужине Гвинейского залива выйти непосредственно на европейский рынок. И это не просто мечта и не только смелый замысел. Договор между двумя странами на сей счет уже подписан. Он был заключен в ходе визита марокканского короля Мухаммеда У1 в Абуджу. По статистике ОПЕК за 2019 год, доля Нигерии среди обладателей мировых залежей «голубого топлива» весьма внушительна – 2,79%.

Сказанное означает, что природного газа у Нигерии – феноменальное количество: 5,9 триллиона кубометров, или 208,62 трлн кубических футов. Прирост доказанных запасов этого сырья за последний год составил 1,01%. Иными словами, в отраслевом эпицентре Западной Африки мы имеем дело с потенциальным гигантом, занявшим в рядах нефтяной ОПЕК еще и 4-е место по кладовым природного газа. Характерно, что подчеркивается это именно сегодня – в исключительных условиях текущего момента. «Спецоперация РФ на Украине и сопутствующие перебои в глобальном спросе на газ, да и в цепочке его поставок, предоставили Нигерии редкую возможность заполнить образовавшиеся проблемы». Не случайно правительство африканской страны торжественно объявило именно нынешнее десятилетие «Десятилетием газа».

«Воспользоваться преимуществами щедрых госбюджетных льгот на газ для принятия Окончательных инвестиционных решений по предложенным им проектам разведки и добычи» призывает инвесторов NUPRC. Ослаблен общий фискальный пресс на производство и монетизацию газа. Снижены, в частности, ставки ройялти. Немало упрощений предвещает консолидация налогов... Но все равно Нигерия разрабатывает пока всего 8% имеющихся запасов газа. Из них 20% идет на внутренний рынок, 30% используются для повторной закачки и других нужд самого ТЭК, а 10% попросту сжигаются в факелах. И лишь 40% экспортируется. Именно эту скромную долю призвана увеличить проектируемая магистраль на Марокко и – далее – в Испанию.

Вообще-то говоря, посол Нигерии в России А. Шеху вполне прозрачно и конструктивно отмечал в своем интервью 31 марта, что его страна готова продавать газ любым странам без дискриминации. Что ж, действовать на мировых рынках без дискриминации – это и впрямь хорошо. Другое дело, что умело проложить трансконтинентальный газопровод – это ведь сюжет куда более долгий, чем оперативно посылать к европейским берегам флотилии СПГ-танкеров. Да и узловой вопрос о том, кто профинансирует многолетний газопроводный мегапроект, и не поднимутся ли на его пути чьи-то «баррикады», тоже остается пока нераскрытым, – не так ли?

ЕС вновь подталкивает инвесторов на юг

Если по размаху гигантомании газоэкспортных планов Нигерия бесспорно лидирует, то по реально достигнутым нефтяным параметрам сегодняшнего дня – нет. В сфере жидких углеводородов – стагнация, долгие судебные иски против «супермейджоров». Вместе с тем, не искоренены атаки на буровиков, танкерное пиратство, акты саботажа в Огониленде и других точках дельты Нигера. Результат – не исчезнувшие топкие нефтяные болота в ряде мест...

...«Транснациональные нефтяные компании, – сетует все та же тройка вышеназванных экспертов, – мало-помалу уходят из наземной нефтедобычи в этой стране». Хотя, с другой стороны, они активны на море. «И по-прежнему продолжают инвестировать в крупную оффшорно-ресурсную базу (на шельфе того же государства в Гвинейском заливе – П.Б.), где издержки на добычу все еще конкурентоспособны». Именно так «выборочно» ведет себя, например, англо-нидерландская Shell, которая – надо отдать должное – еще в 1930-х годах превратила Нигерию в ведущего производителя «черного золота».

В общем и целом, хотя западные транснационалы все еще обеспечивают 40% нефтедобычи в Нигерии и примерно 60% – в Анголе, но сами доли крупных американских и европейских партнеров снижаются. Да и то сказать: в последние годы эти отраслевые игроки были больше озабочены – не только в Луанде, но и по всему миру – зеленым энергопереходом и распродажей углеводородных активов. К тому же, как отметил аналитик всемирно известного норвежского консалтинга Rystad Energy Аудун Мартинсен, «себестоимость добычи ископаемых видов сырья в той же Западной Африке остается слишком высокой». «Мейджоры», говорит он, стали «фокусироваться на этом с 2015 года. Из-за превышения смет дальнейшего развитие отраслевых инициатив в регионе становилось слишком рискованным. И в итоге Африка более не фигурирует среди ареалов их приоритетного внимания».

Обидно, не правда ли? Начиная с 2015 года производство углеводородов в Анголе (откуда транснационалы давно уже поставляют супертанкерами сырье преимущественно в Китай) снизилось на целых 50%!

В то же время в Нигерии добыча упала на 30%. Правда, за ближайшие два года, считает г-н Мартинсен, местный апстрим может ненадолго оживиться и даже обеспечить среднегодовую прибавку в ориентировочном объеме 200 тыс. барр. Но затем, уже после 2024-го, отраслевой спад скорее всего возобновится, тем более что дерзкие кражи партий нигерийского сырья тоже будут, вероятно, нарастать. Если прежде из страны ежемесячно вывозилось по 8-9 танкеров с наиболее востребованным зарубежными рынками сортом нефти Bonny Light, то теперь причалы покидает не более двух судов с таким грузом. Бандитские «врезания» в трубопроводные сети обрели такой размах,

что в прошлом году даже сами площади утечек и пятен из-за таких диверсий возросли... вдвое, достигнув рекордной планки за весь период с 2016 года!

Приватизация по-ангольски

Если в Нигерии главным отраслевым злом названы коррупция, воровство, межплеменные стычки и прочие проявления «уголовного и этнического криминала», то к югу от Экватора, в экс-колонии Португалии по имени Ангола сложилась непохожая ситуация. Там тяжелейшим тормозом на пути развития нефтегазовой отрасли является (наряду с объективным истощением природных кладовых) с трудом искореняемое авторитарное наследие эпохи покойного президента Жозе Эдуарду душ Сантуша и его семейного клана.

«Минусы» Анголы и Нигерии носят в основном долгосрочный – структурно-системный характер

Очень много драгоценного времени было, увы, потеряно Луандой в ходе разорительного создания, а затем демонтажа чрезмерно централизованной и тяжеловесной командно-плановой конструкции ангольского ТЭК. Слишком много, чтобы надеяться теперь на дорогостоящее, но при этом – желательно – быстрое оживление сектора. Причем рассчитывать приходится на помощь со стороны уже разочарованных предыдущими долговыми неурядицами итальянских и американских партнеров, в том числе экипажей арендуемых буровых судов 5-го и 6-го поколений, оснащенных новейшей электроникой.

Спасти ангольскую ситуацию, как считают иные аналитики, может только решительная – без всяких обиняков – приватизация. В первоочередной повестке дня фигурируют свободное вливание частного капитала, отлучение падких на государственное добро чиновников от самого многообещающего источника завтрашнего благосостояния страны. Эта приватизация в Луанде, между прочим, уже началась! Ее ключевым этапом как раз и провозглашен нынешний – 2022 год. А сложность переживаемого момента состоит в том, что приватизировать решено не только саму госмонополию Sonangol как таковую, но и весь аффилированный с нею сегмент ангольской экономики.

Председатель Совета директоров Института управления госактивами и холдингами (IGAPE) Патрисио Вилар осторожен в своем прогнозе: «Одна из предпосылок (для планомерно-выгодной распродажи госимущества – П.Б.) включает в себя задачу реструктурировать не только компанию как таковую, но и нефтяной сектор нашей страны целиком. Насколько известно, такая всеобъемлющая реструктуризация пока еще только начинается».

Идущие с молотка активы компании Sonangol и ее филиалов равны целой четверти «приватизационной корзины», собранной Луандой на старте 2022-го. На тендеры пойдут доли в Sonangol Cabo Verde – Sociedade Investimentos и Oleosde Sao Tomeand Principe. Намечено продать желающим пакеты в Founton (Гибралтар), Sonatidede Marine (Каймановы острова), Solo Properties Knightbridge Британия), Societe Ivoriense de Raffinage (Котд'Ивуар), Puma Energy Holdings (Сингапур) и Sonan-diets Services (Панама). В дополнение к сказанному Sonangol реализует пакеты в парижской WTA, техасской WTA Houston. Разойдутся активы в риэлторских фирмах Puasa, Diraniproject, Diraniproject. А еще аукционируются сервисная Sonacergy, шиппинговая Sonafurt и туристическая Atlantis. Немало могут дать аукционы с весомыми «сонангольскими» интересами в здравоохранении, образовании, транспорте, телекоммуникациях, минеральных ресурсах, капитальном строительстве, электроэнергетике и, наконец, ориентированном на ТЭК банковском секторе.

Остается убедиться в том, поможет ли все это стране сделать шаг вперед. Т.е. не только вернуть долг зарубежным инвесторам, но и придать местному апстриму новый импульс, укрепленный на сей раз собственными финансами.

Неоколониальное наследие не преодолено

Итак, даже беглый обзор ситуации в африканском ТЭК приводит к неутешительному выводу: подлинный «водопад инвестиций» там пока не виден. Дефицит многообещающих апстрим-проектов и, следовательно, по-настоящему крупных капиталов (таких, например, как в СПГ программе на Индийском океане, о которой НГВ уже писала) по-прежнему сказывается.

Природного газа у Нигерии – феноменальное количество: 5,9 трлн м³, или 208,62 трлн ф³

С особой остротой он ощущается в глубинной Африке, регионах Сахеля и экваториальных государств. Не потому ли, сглаживая общее впечатление, международные консалтинговые службы, исследовательские центры, рейтинговые агентства и прочие «мозговые тресты» обращают наши взоры к более развитому африканскому Средиземноморью? Как правило, в своих докладах аналитики гораздо охотнее «подверстывают» к более динамичному Ближнему Востоку не всю, а лишь Северную Африку. Она-то ведь считается как бы «мягким подбрюшьем» для даунстрима Испании, Франции, Италии...

...Вероятно, имеется в виду, что североафриканская полоса Магриба вот-вот откликнется «ударным трудом» на санкционное нагромождение барьеров ЕС против России. Если год назад считалось, что за пятилетку 2021-2025 годов в нефтегазовую отрасль Ближнего Востока и Северной Африки хлынет \$792 млрд, то теперь планка этих ожиданий – на 13 млрд выше. Во всяком случае, так считает The Arab Petroleum Investments Corporation – APICORP.

Допустим, что выделяемых средств и впрямь станет больше. Но ведь и там, в средиземноморской зоне Африки, зияют своими «родимыми пятнами» руины плацдармов влияния богатого, но столь безжалостного к «третьему миру» постиндустриального Севера... Вообразим на минуту, что достигнут успеха «подстегиваемые» итальянцами планы газового возрождения Алжира, о чем уже упоминалось в начале статьи. Или представим себе мощный рывок египетского глубоководья хотя бы на месторождении El Zohr неподалеку от устья Нила. Но разве можно забыть о том, что между Алжиром и Египтом – кровоточащая Ливия? Хотя и будучи полноправным членом ОПЕК, она все еще погружена в хаос административно-политического раскола и военного противоборства после целой серии разрушительных событий – от методично-многократных натовских бомбардировок до т.н. «Арабской весны» 2011-го.

Обзор ситуации в африканском ТЭК приводит к неутешительному выводу: подлинный «водопад инвестиций» там пока не виден

Вот и 19 апреля с.г. Ливийская национальная нефтяная компания (НОС) не впервые объявила форс-мажорную остановку всех работ на крупнейшем нефтяном месторождении страны. Речь о знаменитой Шараре – сырьевой кладовой в юго-западной нефтеносной провинции Мурзуа. В мирные годы одни только эти блоки давали в копилку арабского государства по 300 тыс. барр в день. Но теперь это стало невозможным. Отключение «нефтяного поля» El Feel привело к параличу сразу двух ведущих портово-отгрузочных терминалов. И все это потому, что группа вооруженных людей с недобрыми намерениями «заставила нефтяников бросить работу, а саму НОС – сорвать выполнение своих контрактных обязательств», – честно сказано в заявлении бессильной в подобных вопросах госмонополии. В итоге сорван практически весь ливийский экспорт. Причина – несогласие мятежного Востока страны с «воцарением» в Триполи нового премьера по имени Абдул Хамид Дбейбах.

А ведь еще недавно, во второй половине 2021-го, возрожденная хотя бы отчасти добыча жидких углеводородов в Ливии удивила нас такой цифрой: 1,15 млн барр в сутки. В этом и коренился оптимистичный прогноз НОС на ближайшую перспективу: довести национальный объем производства до 1,4 млн барр. Но теперь на дворе – иная, куда более мрачная атмосфера. На взгляд Africa Oil+Gas Report, приход нового раунда военно-политических «засад» и межклановых распрей способен привести «сырьевую жемчужину Магриба» к новой вспышке братоубийственной гражданской войны...

Вместо эпилога

...Да, тяжкий груз колониального прошлого, усугубленный следами былых имперских разделов Черного континента между метрополиями, – это довесок к гнетущей африканцев нехватке финансовых (хотя бы кредитных) ресурсов для подъема ТЭК. Ливийский тупик, наступление ИГИЛ (запрещенной в РФ) на газоносный Мозамбик, эхо затяжных боев в Либерии и Кот д'Ивуаре, как и шрамы расового геноцида на юге Судана, да и многое другое порождает массу сомнений. Сомнений в том, что Африка готова хотя бы к частичному замещению России по нефти и «голубому топливу», меди и платине, никелю, кобальту и палладию(!). Наоборот, сам же экзотический «материк в сердце тропиков» рискует – спасибо западным «благодетелям» – лишиться дешевых российских удобрений и зерна.

Кстати, не только в Африке, но и в мире нет простаивающих источников сырья, чтобы заместить объемы поставляемого Москвой «черного золота», заявил генеральный секретарь ОПЕК Мохаммед Баркиндю. «Очевидно, что экспорт российской нефти и нефтепродуктов в объеме более 7 млн барр в день не может взяться откуда-то еще, – сказал он. – Свободных мощностей просто не существует. Нигде! Потенциальную потерю из-за санкций и даже добровольных ограничений определенно ощутит энергетический рынок».

А ведь по запасам природного газа Россия вообще лидирует на планете. И уж если «нефтяные интриги» против Кремля сотрясают мировую экономику с невиданной силой, то о «голубом топливе» шутить с евразийским гигантом еще опаснее. Такие «шутки», увы, чреваты бедами не только для африканцев, «науськиваемых» нынче со всех сторон. Но раз уж статья посвящена Африке, то давайте же вспомним: г-н Баркиндю, пытающийся отрезвить легковверных и развеять их иллюзии, – нигериец. Так почему бы его соотечественникам и их соседям по континенту не довериться мудрому земляку и главе ОПЕК, не говоря уж о других отраслевых гуру? В самом деле: лучше прислушаться к ясновидцам, чем к очернителям вполне сложившихся реалий мирового ТЭК. 🚩



ПАЗЛ С НЕФТЕПРОВОДОМ НЕ СКЛАДЫВАЕТСЯ

ЮРИЙ БАНЬКО

Специальный корреспондент в Мурманске

Сегодня экспорт российской нефти испытывает проблемы. Аналитики и маркетологи пребывают в состоянии фрустрации и не готовы сформулировать четкий рецепт оптимального сбыта в актуальных условиях. Понятно, что нужно перекраивать всю логистику, менять контрагентов, формировать новую ценовую политику. На фоне этой практически стратегической необходимости проанализируем перспективы строительства нефтепровода для экспорта нефти в Мурманской области.

Об этом было заявлено после рабочей встречи в Москве заместителя Председателя Правительства РФ Александра Новака и Губернатора Мурманской области Андрея Чибиса. «Реализация этого масштабного проекта даст Мурманской области новые векторы развития, важные и для Крайнего Севера, и для всей страны», – прокомментировал итоги встречи Андрей Чибис.

Эти вопросы поднимались еще два десятилетия тому назад, но так и не были реализованы.



Нефтяной терминал в Мурманской области: красивая гипотеза

Президент Владимир Путин недавно заявил о приоритетности проектов по глубокой переработке углеводородов на внутреннем рынке. Возможно, этому направлению суждено стать важной частью оптимизированной энергостратегии России. По идее, целесообразнее всего строить НПЗ с глубокой переработкой нефти в портах, откуда готовую продукцию удобно экспортировать. Как гипотетически, так и практически таким портом мог бы стать Мурманск. Здесь можно было бы перерабатывать и нефть, поступающую по нефтепроводу, и ту, которую уже добывают на шельфе МЛСП «Приразломная», а также нефть Новопортовского месторождения, которая отправляется на РПК «НОРД» в Кольском заливе через терминал «Ворота Арктики», да и нефть НК «ЛУКОЙЛ», добываемую в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, отправляемую на экспорт через ледостойкий терминал «Варандей» и «РПК «Волга».

Строительство НПЗ в Арктике в целом могло бы решить целый ряд проблем, характерных для северных территорий РФ, – в частности, проблему топливного обеспечения. К примеру, ежегодная потребность Мурманской области в нефтепродуктах составляет более 2,5 млн тонн. В свя-

зи с отсутствием нефтеперерабатывающего производства, весь объем необходимого топлива доставляется из других регионов страны. Более 75% завозимых нефтепродуктов приходится на мазут, его доля в топливном балансе региона составляет более 80%, а ежегодное потребление – 1,8–1,9 млн тонн. Из-за высокой транспортной составляющей – до 25% – уровень цен на нефтепродукты непомерно высок. Аналогичная картина складывается и в Архангельской области. Ситуацию усложняет загруженность железнодорожных магистралей, из-за которой снабжение городов мазутом зачастую приходится выполнять «с колес».

Владимир Путин недавно заявил о приоритетности проектов по глубокой переработке углеводородов на внутреннем рынке. Возможно, этому направлению суждено стать важной частью оптимизированной энергостратегии России

В Мурманской области уже имеется мощная транспортная инфраструктура, предприятия стройиндустрии и машиностроительного комплекса, судоремонтные предприятия, организована работа портового хозяйства, есть квалифицированные рабочие кадры, наработан опыт перевалки нефти. Наконец, и это самое главное, и Кольский залив, и другие три места возможного возведения терминалов, незамерзающие и глубоководные, дающие возможность обрабатывать танкеры дедвейтом до 300 тыс. тонн. В европейской части России больше нигде нет столь глубоководных мест, способных принимать у своих причалов супертанкеры. Стоит отметить, что для российских портов мелководность – вообще насущная проблема.

Более того, уже наработан опыт отгрузки нефти западным потребителям из Кольского залива. В октябре 2000 года Мурманским морским пароходством был создан первый в Кольском заливе рейдовый перевалочный комплекс и отгружена первая партия нефти на экспорт. Пример стал заразительным. Свой терминал на базе супертанкера «Белокаменка» в 2004 году создает НК «Роснефть», компания «Тангра Ойл» отправляет нефть на экспорт супертанкером «Трейдер», компания «Коммандит Сервис» через Мохнаткину Пахту.

Сегодня в Кольском заливе отгружают нефть на экспорт через два рейдовых перевалочных комплекса на базе супертанкеров-трехсоттысячников «Умба» и «Кола».

Танкер «Умба» является накопителем нефти «Рейдового перевалочного комплекса «НОРД» компании «Газпром нефть». Еще один терминал РПК «ЛК Волга» служит для перевалки нефти Тимано-Печоры от «ЛУКОЙЛа».

Здесь проще решать вопросы, касающиеся буксирного, спасательного и аварийного обеспечения, защиты окружающей среды.



Экспорт вылетел «в трубу»

На необходимость строительства нефтеналивного терминала в Мурманске первым обратил внимание президент НК «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов. Еще 14 декабря 1999 года в Мурманске был даже подписан протокол о намерениях, в соответствии с которым планировалось строительство здесь мощного нефтеперегрузочного терминала, нефтеперерабатывающего завода, стоимостью в \$200 млн и производительностью 3 млн тонн нефтепродуктов в год и емкостного парка на 1 млн тонн нефти. В апреле 2000 года во время визита в Мурманск Владимира Путина и проведения совещания на борту атомного ледокола «Россия» по перспективам развития арктического региона, Вагит Алекперов вновь озвучил эту идею. В мае 2002 года вице-президент НК «ЛУКОЙЛ» Леонид Федун сообщил, что компания намерена построить нефтяной терминал в Мурманске, ориентированный на экспорт сырья в США. 23 мая во время встречи Президента России Владимира Путина и Президента США Джорджа Буша были обсуждены детали этого проекта, и перспективы долгосрочного сотрудничества двух стран в сфере поставок энергоносителей из России. В совместном заявлении по итогам переговоров было зафиксировано, что американские и канадские компании готовы вложить крупные средства как в добычу углеводородного сырья, так и в создание инфраструктуры по его перевалке. Реализация этого проекта позволила бы существенно укрепить позиции России на нефтяном рынке США.

Выбор Мурманска в качестве места для строительства нефтеперегрузочного комплекса был не случаен. В европейской части России больше нигде нет столь глубоководного порта, способного принимать у своих причалов супертанкеры. Немаловажен и тот факт, что от Мурманска к США пролегает кратчайший путь через Атлантический океан.

Строительство терминала было крайне необходимо и в свете грядущих работ по освоению месторождений углеводородного сырья прибрежной зоны и шельфа арктических морей.

Но проект не одобряло руководство трубопроводной компании «Транснефть». Тогда топы «Транснефти» озвучили намерения по альтернативной инфраструктуре – они хотели протянуть нитку нефтепровода из Западной Сибири не на Кольский полуостров, как планировалось ранее, а в район поселка и реки Индига. Конечно же, у руководства и специалистов нефтяных компаний была своя точка зрения по вопросу строительства нефтепровода «Западная Сибирь – Кольский полуостров». Анатолий Барков, вице-президент НК «ЛУКОЙЛ», компании,

Прокладка к Мурманску нефтепровода и создание здесь НПЗ позволили бы:

- решить проблему круглогодичного вывоза нефти на экспорт;
- увеличить вклад местной сырьевой базы в развитие экономики Северо-Запада России;
- обеспечить энергетическую безопасность стратегически важных Мурманской и Архангельской областей;
- направлять на экспорт легкие продукты перегонки нефти с большой добавленной стоимостью и повысить рентабельность освоения шельфовых месторождений;
- создать дополнительные рабочие места на высокотехнологичных производствах;
- повысить рентабельность проекта транспортировки нефти через Архангельск и Мурманск за счет загрузки членочных танкеров на обратном пути мазутом;
- снять нагрузку на Октябрьскую и Северную железные дороги, направив высвободившиеся мощности для перевозки экспортных грузов;
- снизить зависимость России от транзита нефти через трубопроводные системы сопредельных стран.

Идея строительства нефтепровода «Западная Сибирь – Мурманск» с нефтеналивным терминалом появилась еще в 2000 году. Проект обсуждался в Мурманске неоднократно, в том числе на высшем уровне. Но до реализации дело так и не дошло (см. *врез «Экспорт вылетел «в трубу»*), хотя было очень необходимо.

Именно Мурманский порт стал бы особо значимым с точки зрения обеспечения экономической безопасности России, ее стратегических интересов, сохранения



транзитного потенциала. Но все перечисленные приоритеты экономической привлекательности Мурманска как площадки для перевалки нефти и нефтепродуктов были актуальны до 24 февраля. Сегодня все видится уже под другим углом. При транспортировке нефти возникают и финансовые проблемы (страхование грузов, аккредитивы в иностранных банках), а есть и сугубо геополитические.

С учетом осложнения отношений России с так называемыми недружественными странами, не следует забывать, что Балтийские проливы и выход в Северное море контролируют страны НАТО: Германия, Дания, Норвегия и пока нейтральная Швеция. Могут быть введены и ограничения по тоннажу проходящих через проливы судов. Нельзя сбрасывать со счетов и проблемы безопасности поставок нефти морским путем.

В любой момент вывоз нефти через Черное и Балтийское море может быть поставлен под вопрос. Что будет означать катастрофа российского танкера в морях, по берегам которых располагаются Турция, Болгария, Румыния, Грузия и страны Евросоюза – Эстония, Латвия, Литва, Польша, Германия, Дания, Швеция и Финляндия? Реакцию этих стран предугадать несложно.

Ребус экспорта

В условиях, когда Минэкономразвития (в конце апреля 2022 года) прогнозирует снижение объемов добычи нефти на 17%, с 475,3 до 433,8 млн тонн, что будет самым низким показателем с 2003 года, возникает вопрос: а какую нефть будут прокачивать по этому вновь анонсируемому нефтепроводу? Ведь и экспорт нефти может сни-

которая выступила вместе с «ЮКОСом», «Сибнефтью», «Сургутнефтегазом» и ТНК-ВР одним из инициаторов прокладки нефтепровода, заявил представителю агентства Reuters: «У нас решение одно, и мы его не меняем – это Мурманск. Наши расчеты это показывают».

В апреле 2003 года планировалось подписать совместную декларацию о намерениях и завершить строительство нефтепровода в 2007 году. Терминал в Мурманске должен был отгружать ежегодно до 60 млн тонн нефти. Заинтересованные компании, из-за проволочек в строительстве нефтепровода, были вынуждены ограничивать прирост добычи нефти в связи с загруженностью существующих экспортных мощностей трубопроводного монополиста. Вице-президент «ЛУКОЙЛа» Леонид Федун озвучил информацию о том, что государство ежегодно теряет из-за этого \$6-8 млрд, что превышает стоимость строительства нефтепровода. Только «ЛУКОЙЛ» на транспортировке нефти железнодорожным, морским и речным транспортом терял около \$2 млрд в год.

Впервые о нежелании государства разрешить прокладку частного трубопровода до Кольского полуострова заявил бывший Председатель Правительства России Михаил Касьянов, во время проведения в Мурманске в январе 2003 года на борту атомного ледокола «Ямал» совещания по развитию Мурманского транспортного узла.

Михаил Касьянов сказал тогда, что в России частных нефте- и газопроводов не будет. Все они были и останутся в государственной собственности.

«Государство не позволит вам строить трубу и владеть ею. Придумайте другую схему. Вы живете в России не сами по себе. Государство не может лишиться контроля над трубопроводным транспортом. Нужно структурировать проект», – сказал Председатель Правительства.

Правда, уже на следующий день после проведения совещания с представителями нефтегазодобывающих компаний, Касьянов на пресс-конференции был менее категоричен: «Нет проблемы и в том, что нефтепровод будут строить частные компании, а управлять им будет государство. Вложенные средства мы учтем при взимании тарифов за прокачку нефти. Мы с удовольствием рассматриваем подобные предложения».

Но решение по этому направлению строительства нефтепровода так и не было принято. Более того, уже следующий премьер Михаил Фрадков заявлял, что «вопрос о частных трубопроводах на сегодняшний день не стоит», а глава госкомпании «Транснефть» Семен Вайншток отказывался от привлечения частного капитала для строительства магистральных трубопроводов.

зяться до 213-228 млн тонн. Да и куда ее будут отправлять на экспорт в условиях объявленных санкций, отказа стран Евросоюза и США закупать ее у России? Будет ли нефтепровод в Мурманск целесообразным? В лучшие годы перевалка нефти через рейдовые перевалочные комплексы в Кольском заливе достигала 20-25 млн тонн. Здесь же при строительстве нефтепровода речь идет о трехкратном увеличении объемов перевалки нефти.

В этих условиях все нужно просчитать. К примеру, нефтепровод «Заполярье – Пурпе» прокачивает только 6 млн тонн нефти при пропускной способности 45 млн тонн. Не получится так и с предполагаемым нефтепроводом в Мурманск? А ведь это недешевый проект.

Сегодня динамика экспорта снижается. В 2021 году 30,6% российской нефти закупал Китай – 70,1 млн тонн нефти из 230 млн тонн, проданных из России на экспорт. На Евросоюз пришлось 47% поставок российской нефти, или 108,1 млн тонн. И сегодня эти мощности избыточные. Приморск может отгружать 60 млн тонн нефти, Усть-Луга – 38 млн тонн, Новороссийск – 50 млн тонн, да и на нефтепровод «Дружба» приходится немало: в 2021 году 39,8 млн тонн, а вообще его мощности обеспечивают прокачку на Юг – 16,7 млн тонн и по Северному маршруту на Польшу и Германию – 49,8 млн тонн. (см. «Ведомости», статья Виталия Петлевого «Мощность экспортного нефтепровода «Дружба» снижена на треть»). Это значительно перекрывает поставки на экспорт в Евросоюз 108,1 млн тонн нефти в год. И зачем при таких мощностях нефтеналивных терминалов и трубопроводов строить еще одни? Да, лет десять тому назад это был бы интересный и выгодный проект, но не сейчас.

Германия, которая ежегодно покупала в России около 20 млн тонн нефти, решила отказаться от ее закупок в 2022 году. В начале марта от импорта нефти из РФ отказались Канада и США. В ближайшем будущем это собирается сделать и Евросоюз.

С момента объявления санкций экспорт российской нефти серьезно «просел». По оценке Bloomberg, во вторую неделю апреля Россия потеряла \$60 млн из-за сокращения отгрузок нефти по морю. С терминалов в Балтийском и Черноморских морях экспорт сократился на 30%, с трех восточных терминалов на побережье Тихого океана – на 17%, в Мурманске – на 15%.

В том, что санкции, ограничивающие закупки российской нефти, продлятся долго, также сомневаться не приходится. Нишу России могут заполнить страны ОПЕК, которые уже приняли решение нарастить добычу.

Старший аналитик Альфа-банка Никита Блохин считает, что «реальным потенциалом к увеличению добычи обладают страны Персидского залива, прежде всего Саудовская Аравия, ОАЭ и Кувейт, а также в перспективе Ирак». По его оценкам, суммарный запас свободных мощностей этих стран сейчас составляет порядка 3,8 млн б/с.

Да, есть определенные заделы на будущее. Так, НК «Роснефть» подписала соглашение с китайской национальной нефтегазовой компанией CNPC о поставках в течение 10 лет 100 млн тонн нефти для нефтеперерабатывающих заводов северо-запада Китая. Но это, во-первых, небольшие объемы – всего по 10 млн тонн в год, а во-вторых, они пойдут в Китай через территорию Казахстана по трубопроводу. Сложно предугадывать развитие событий, но есть вероятность, что «Роснефть» вынуждена будет ограничить инвестиции в реализацию проекта «Восток Ойл».

Пока Индия остается постоянным покупателем отечественных углеводородов. Страна обычно закупает смесь казахстанской и российской нефти, которая поступает по трубопроводу. В марте экспорт российской нефти в Индию увеличился в 4 раза. Индия покупает и танкерные, так называемые «отказные» грузы. Правда, дисконт на Urals весьма существенен – доходит до \$30. При этом Индия сообщала, что готова закупать российский сорт за \$70 за баррель и ниже. Как говорится, продать можно, но с какой скидкой? А ведь логистика только дорожает.

В условиях санкций возникнет вопрос и по поводу того, какими танкерами будут отправляться нефть на экспорт. Своих танкеров Россия практически не имеет, да им и запрещен вход в иностранные порты, а западные страны вряд ли разрешат своим судоходным компаниям возить российскую нефть. Собственные танкеры позволят в любое время переориентировать направление поставок нефти с пометкой «пункт назначения неизвестен», для доставки на супертанкеры-отвозчики, где продукт смешивается с другими сортами нефти. По такой схеме работают Венесуэла и Иран, попавшие под санкции. По подсчетам экспертов, России, по-хорошему, нужно построить 70 танкеров, что, по мнению тех же экспертов, нереально. Через призму событий решение видится в переориентировании поставки нефти на азиатский рынок, каким-то образом перенастроив логистику. Но поставки из Мурманска танкерами (которые еще построить надо) кажутся довольно накладной затеей.

Таким образом, заявление губернатора Мурманской области Андрея Чибиса и заместителя Председателя Правительства РФ Александра Новака о строительстве нефтепровода в Мурманск можно воспринимать лишь, как декларацию о намерениях. К тому же, если и будет принято решение о строительстве, то это дело отдаленного будущего. Только на изыскания и разработку проектно-сметной документации потребуются годы. Уж если и будут строиться в России нефтепроводы, то из Западной и Восточной Сибири в сторону Китая. Ведь по последним данным, нефтепровод ВСТО, обеспечивающий прокачку 80 млн тонн нефти на Восток, «забит под завязку», а железная дорога не справляется с объемами грузов. ❗

ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



17 ФЕВРАЛЯ
2022

ИНВЕСТИЭНЕРГО

Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях.

Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике



17 МАРТА
2022

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка.

Награждение лучших поставщиков продукции и услуг для нефтегазового комплекса

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



26 МАЯ
2022

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ.

Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазостроительных подрядчиков

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



29 СЕНТЯБРЯ
2022

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности.

Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



27 ОКТЯБРЯ
2022

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями.

Награждение лучших нефтесервисных компаний

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



28 ОКТЯБРЯ
2022

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром флот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей.

Награждение лучших компаний, способных поставлять продукцию/услуги для шельфа

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



<https://www.cercoforum.ru/upload/images/Def/05/0856879407698327394.jpg>

КРАТКОВРЕМЕННЫЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

СИБГАТУЛИН В.Г., КАБАНОВ А.А., КРУГЛЯКОВ А.С.

Некоммерческое партнерство «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов»

В статье сделан анализ влияния кратковременных (дни, месяцы, годы) геодинамических факторов на формирование и самовосстановление нефтегазовых залежей. Рекомендовано учитывать их для оптимизации процесса эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Геологи-нефтяники в XX веке заметили, что нефтегазовые залежи после завершения эксплуатации в течение десяти и более лет восстанавливают промышленный потенциал и могут вновь эксплуатироваться.

В 1993 году [1] эту дилемму теоретически обосновал член-корреспондент РАН, декан геологического факультета (1992-2002) Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, лауреат премии имени И.М. Губкина (2004 год) за серию работ «Создание эволюционно-геоди-

намической концепции флюидодинамической модели нефтеобразования и классификации нефтегазоносных бассейнов на геодинамической основе» Б.А. Соколов. Суть открытия Б.А. Соколова заключается в том, что нефть синтезируется вновь в отработанных месторождениях. Следовательно, нефть и газ, в отличие от сложившихся у нефтяников представлений, – возобновляемый ресурс. Примеров множество: Шебелинское газоконденсатное месторождение на Украине, Ромашкинское нефтяное месторождение

в Татарстане, Старогрозненские нефтяные месторождения, ряд месторождений в Западной Сибири и др. При этом Б.А. Соколов и другие авторы исходят как из биогенной, так и абиогенной гипотез происхождения углеводородов и подчеркивают роль долговременных (сотни, миллионы лет) термодинамических (геодинамических) условий формирования нефтегазовых ресурсов и их восполнения по мере эксплуатации месторождений. Не входя в теоретические споры о биогенном или абиогенном происхождении углеводородов, признавая определяющую роль термодинамических (геодинамических) условий (давление, температура, подвижки литосферы) на формирование месторождений углеводородов, в данной публикации обращаем внимание на ряд кратковременных (сутки, месяцы, годы) геодинамических факторов (по сравнению с длительностью формирования углеводородных залежей – миллионы лет), которые, по нашему мнению, оказывают значительное влияние на миграцию углеводородов, формирование и самовосстановление нефтегазовых залежей.

Термодинамические условия (давление, температура, скорость движения литосферы) тесно связаны с гипотезой влияния мантийных плюмов (горячий мантийный поток) на формирование залежей углеводородов в земной коре. Принято считать, что плюмы развиваются очень медленно (сотни, миллионы лет), а залежи углеводородов восстанавливаются за 10-30 лет. Это время не коррелируется с характерным временем развития плюмов. Поэтому для обоснования процессов самовосстановления нефтегазовых залежей целесообразно рассмотреть кратковременные геодинамические факторы, ранее практически не описываемые в научной литературе:

1. Колебания барицентра системы Земля-Луна [2] в течение лунного месяца внутри литосферы – мантии Земли (колебания в диапазоне 700 км, возникают от поверхности Земли на 1200 до 1900 км). При этом появляются циклические (практически гармонические) изменения напряжений в земной коре – литосфере в течение лунного месяца. Своеобразный «геодинамический флюидный насос» – влияет на скорость миграции углеводородов как по вертикали, так и по горизонтали. (Это физический процесс, который известен как закон Дарси. Скорость течения при этом зависит от перепадов давления, что и возникает при колебаниях барицентра, в [2] более детально описано.)
2. Энергию 14-дневных резонансов приливных гравитирующих факторов (изменение расстояния Земля-Луна, Земля-Солнце) усиливают собственные колебания флюидных нефтегазовых систем в земной коре, что также ускоряет миграцию углеводородов и способствует скорости восстановления «отработанных» месторождений (известны технологии вибрационного воздействия на пласт с целью интенсификации дебитов. Энергия резонансов – природный аналог техногенных вибраций).

Характерное время возникновения 14-дневных резонансов – 3-6 суток, длительность резонансов 12-24 ч.

3. Изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) земной коры-литосферы в связи с нестабильной скоростью вращения Земли вокруг своей оси и вокруг Солнца. Этот геодинамический фактор также влияет на скорость миграции флюидов и, соответственно, накопление и самовосстановление залежей углеводородов. Гипотезу о том, что колебания НДС геологической среды проявляются в характерных особенностях сейсмической эмиссии на Земном шаре, авторы проверили в различных регионах Земного шара.

На основе данных геодинамического (сейсмического) мониторинга различных территорий России (п-ов Камчатка, о. Сахалин, Хабаровский край, район оз. Байкал, Алтае-Саянский сейсмоактивный регион), а также за рубежом (Япония, Индонезия, Новая Зеландия, Чили, Иран, Ирак, США (Калифорния), Аляска, Турция) по общедоступным данным [3] и данным наблюдений на локальных геодинамических полигонах в России [4], выявлены циклы сейсмической активности с характерным временем 10-20 лет, которые устойчиво коррелируются с колебаниями скорости вращения Земли (см. рис. 1-2).

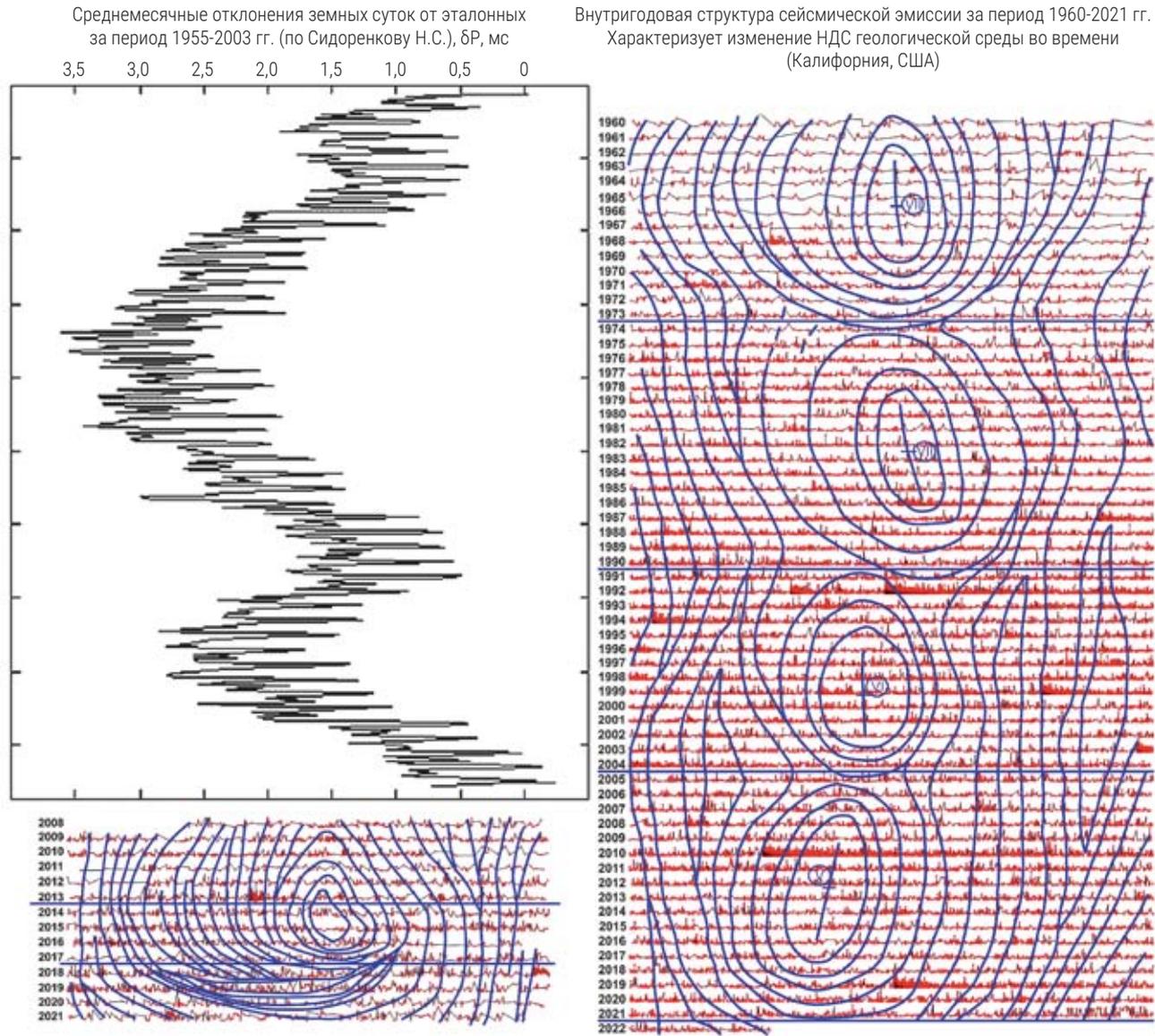
Нестабильность вращения Земли контролируется специальными службами времени. Использованы данные д. ф.-м. н. Н.С. Сидоренкова (Гидрометцентр России, г. Москва) [5], о нестабильности суточного вращения Земли с 1955 по 2005 гг. (рис. 1-2).

К сожалению, данные за период с 2005 по 2021 гг. получить не удалось. Данных до 1955-го не существует, так как измерение точного времени, а, следовательно, и его отклонений, стало возможно только после запуска атомных часов в августе 1955 года.

После обработки годовых циклов сейсмособытий на территории Калифорнии и Японии с 1960 по 2022 гг. (по данным USGS) выявлена корреляция между особенностями графика изменения скорости вращения Земли и особенностями структуры сейсмической эмиссии в годовых циклах. Установлена идентичность структуры сейсмической эмиссии годовых циклов в различных регионах Земли. Япония и США раньше других стран организовали детальные инструментальные наблюдения за сейсмической эмиссией (США – в 50-х, а Япония – в 70-х годах XX века). В других регионах мира и в РФ инструментальные данные о сейсмической эмиссии имеются только с конца XX века.

Обработанные данные сейсмического мониторинга на территории России (п-ов Камчатка, о. Сахалин, Хабаровский край, район оз. Байкал, Алтае-Саянский сейсмоактивный регион) подтвердили особенности характера изменения сейсмической эмиссии в течение года за период с 2000 по 2021 гг. и близки к структуре годовых изменений характера сейсмической эмиссии в Калифорнии и Японии в эти же годы (рис. 1-2). По мере удаления региона от Тихоокеанского

Рис. 1. Сопоставление колебаний скорости вращения Земли со структурой сейсмической эмиссии в Калифорнии (США) и в Камчатском крае

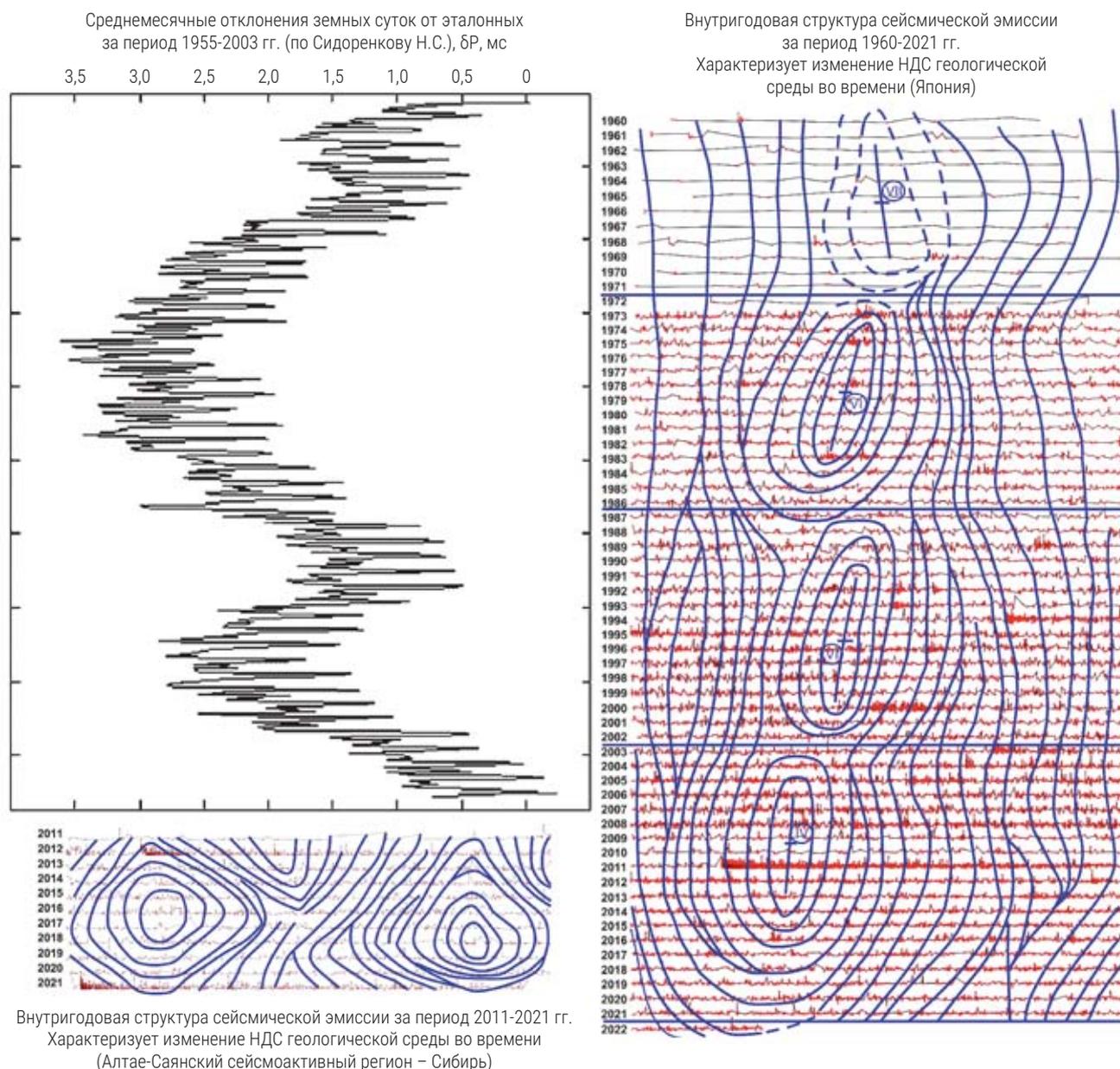


Внутригодовая структура сейсмической эмиссии за период 2008-2021 гг. Характеризует изменение НДС геологической среды во времени (Камчатский край)

сейсмоактивного кольца (Япония, Калифорния, Камчатка) наблюдается сдвиг внутригодовой структуры сейсмической эмиссии, что в первом приближении можно объяснить различием коры и литосферы в океанических и континентальных областях Земли. Между Японией и Центральной Сибирью (Алтае-Саянский регион) сдвиг по времени около пяти-шести лет, в то время как между Японией и Калифорнией – около двух лет. Физику этого явления еще предстоит выяснить. Тем не менее можно рассматривать выявленную взаимосвязь характера годовой изменчивости сейсмической эмиссии в различных регионах мира как пока еще не до конца понятный фактор планетарного масштаба (неоднородности во внутренних областях Земли?).

Н.С. Сидоренков объясняет изменение скорости вращения Земли не особенностями внутреннего строения Земли (вращение твердого ядра в «жидкой» среде), а тормозящими свойствами атмосферы. Публикуемые результаты напротив, позволяют предполагать, что основной вклад в изменение скорости вращения Земли вносят особенности строения внутренних областей Земли, так как закономерности изменения характера годовой сейсмической эмиссии на планете сохраняются и коррелируются по времени с колебаниями реальных данных изменения скорости вращения Земли (рис. 1-2). Сейсмическая эмиссия земной коры определяется НДС геологической среды, которое формируется не колебаниями атмосферы, а гл-

Рис. 2. Сопоставление колебаний скорости вращения Земли со структурой сейсмической эмиссии в Японии и на территории Алтае-Саянского сейсмоактивного региона (Сибирь)



бинными факторами в теле Земли. При этом, резкие колебания давления могут быть триггерами разрядки НДС геологической среды, но не ее источником.

Связь упомянутых выше кратковременных геодинамических факторов с НДС геологической среды была отмечена авторами еще в 2016 году [6]. В частности, уже тогда было замечено, что:

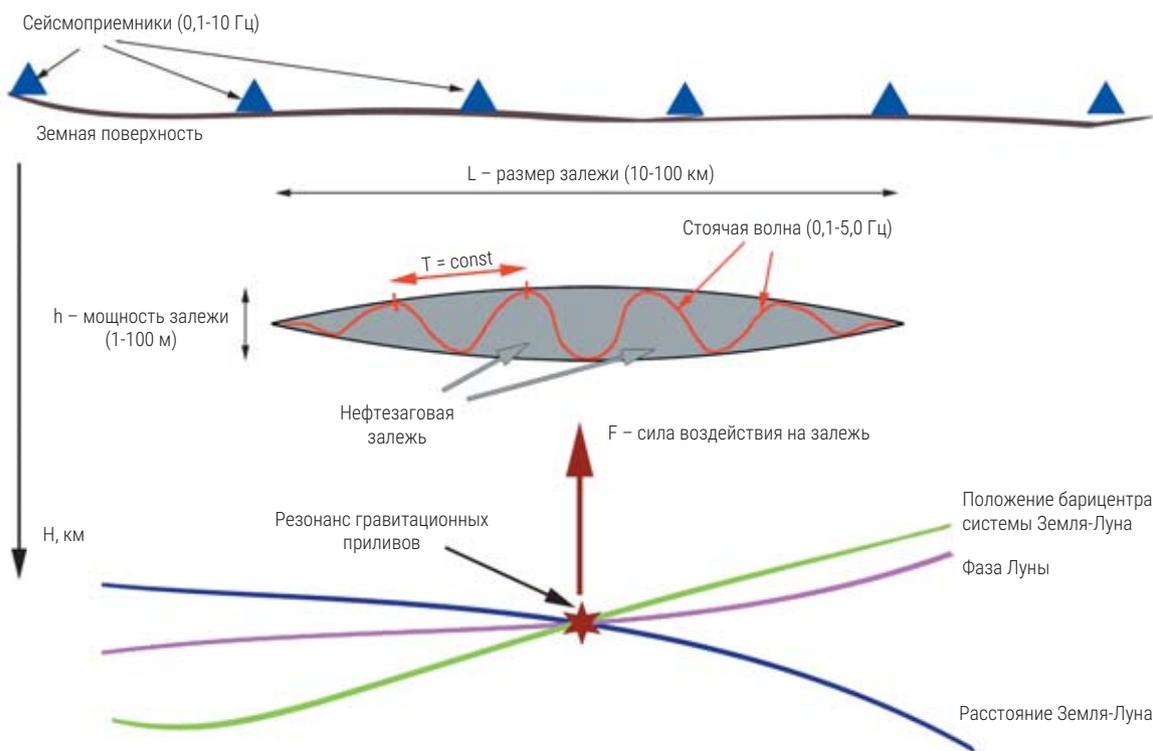
1. Колебания барицентра системы Земля-Луна способствуют латеральной миграции флюидов (включая нефть и газ) в земной коре. По этой причине преимущественно нефтяные залежи в нефтегазоносных бассейнах северного полушария приурочены к южным и центральным территориям, а газовые расположены

преимущественно на севере бассейнов (Западная Сибирь, Тимано-Печерская провинция, Иран и др.). Эти особенности распределения нефтяных и газовых залежей в единых нефтегазовых бассейнах можно объяснить с позиций колебаний напряжений в земной коре под влиянием периодически меняющегося положения барицентра системы Земля-Луна внутри тела Земли.

В пределах единого нефтегазоносного бассейна более подвижный газ смещается в северном полушарии на север по отношению к менее подвижной нефти. В южном полушарии – наоборот.

2. Резонансы 14-дневных гравитационных приливов – значимый энергетический источник геодинамических

Рис. 3. Возникновение стоячих волн в нефтегазовых залежах под влиянием резонанса гравитационных приливов (принцип технологии ФРС)



процессов в земной коре. Энергии резонансов приливов достаточно для возбуждения стоячих волн в нефтегазовых (флюидных) системах, что позволило разработать технологию прямых поисков месторождений нефти и газа – флюидную резонансную сейсморазведку (ФРС), успешно опробовать ее на ряде площадей в РФ и за рубежом (США) и получить на нее патент [7] (см.рис. 3).

3. На нефтегазовых промыслах нередки технологические аварии, связанные со «срезом» колонн в скважинах. Если исключить человеческий фактор, то вероятная причина аварий – геодинамические подвижки во время резонансов 14-дневных гравитационных приливов. Скачки давления в пласте нефти на Саматлорском месторождении во время 14-дневных резонансов инструментально зафиксированы (см. рис. 4) и подтверждают высказанное предположение.

Основным экономически значимым фактором в нефтегазовой отрасли является величина дебита нефти и газа из скважин на промыслах, так как связана не только с технологией добычи, но и параметрами коллектора (пористость, трещиноватость, проницаемость, пластовое давление и т.д.). Влияние геодинамических факторов, которые упомянуты выше, как правило, не учитывается при оценке причин изменения дебита скважины.

Долговременные (миллионы лет) геодинамические факторы (температура, давление, тектонические движения, мантийные плюмы) оказывают влияние на катагенез ор-

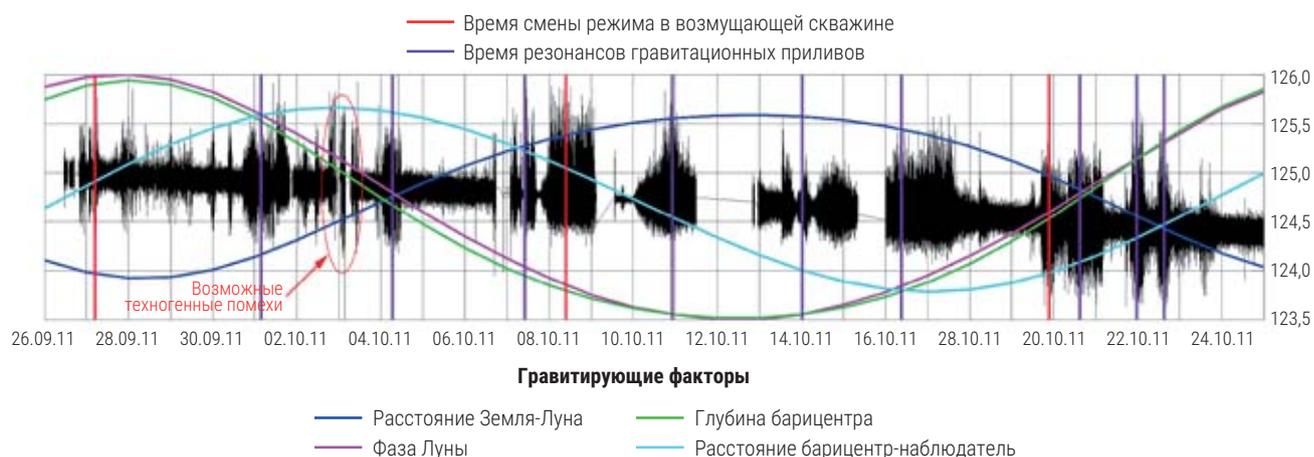
ганического вещества в процессе его преобразования в нефть. Однако это длительные процессы (сотни, миллионы лет), и ими трудно объяснить скорость процессов самовосстановления залежей нефти и газа в течение 10-30 лет.

Кратковременные (сутки, месяцы, годы) геодинамические факторы, изменяющие НДС горных пород в пределах месторождений нефти и газа (колебания барицентра, резонансы гравитационных приливов), в теории нефтегазообразования и миграции углеводородов пока не получили признания.

Помимо колебаний барицентра и энергии 14-дневных резонансов, авторы выявили, что сейсмическая эмиссия в течение солнечного года в различных регионах земного шара имеет характерную структуру. Она не идентична по регионам, но подобна, так как различные регионы имеют особенности строения земной коры и литосферы. Однако, общие закономерности при этом проявляются явно (рис. 1-2).

В течение 60-ти лет (с 1960 по 2020 гг.) в структуре сейсмической эмиссии проявились четыре цикла от 10 до 20 лет, границы которых с точностью два-три года (по-видимому, в зависимости от особенностей строения литосферы в различных регионах мира) совпадают с границами смены скорости вращения Земли вокруг своей оси [5] (рис. 1-2). Колебания скорости вращения Земли изменяют НДС геологической среды независимо от сейсмической активности региона, что должно вести к изменению скорости миграции флюидов (углеводородов) в толще месторождений. Поэто-

Рис. 4. Сопоставление данных гидропрослушивания (давления) нефтяной скважины на месторождении с резонансами 14-дневных гравитационных приливов [6]



му характер колебаний НДС геологической среды в слабосейсмических и асейсмических нефтегазовых областях будет подобен колебаниям НДС геологической среды в сейсмоактивных регионах, где отсутствуют месторождения нефти и газа. К сожалению, в условиях рынка в свободном доступе нет информации о величинах дебитов нефтяных и газовых скважин на месторождениях как в России, так и за рубежом, что не позволяет подтвердить тезис об изменении дебита скважины в зависимости от колебаний НДС геологической среды под влиянием геодинамических факторов. Однако это может выполнить любой специалист, имеющий доступ к данным о параметрах дебитов при эксплуатации скважин за длительное (10-20 лет) время.

Выявленные циклы изменения НДС геологической среды Земного шара по годам и в течение солнечного года (рис. 1-2) могут быть использованы для оптимизации темпов добычи углеводородов скважин путем учета природных геодинамических (кратковременных) факторов. Изменения НДС геологической среды в связи с колебаниями скорости вращения Земли вокруг своей оси могут быть использованы для прогноза времени самовосстановления истощенных эксплуатацией нефтяных и газовых залежей.

Выводы

Геодинамические процессы, включая и описанные выше кратковременные геодинамические факторы, оказывают определяющее влияние на формирование и миграцию нефтегазовых залежей и их самовосстановление по мере эксплуатации.

Величины дебитов скважин зависят от особенностей строения и физико-реологических свойств коллекторов. Но в геологической среде постоянно изменяется НДС под влиянием кратковременных геодинамических факторов, что пока в нефтегазопромысловой практике не учитывается. Для оптимизации затрат на интенсификацию деби-

тов углеводородов целесообразно учитывать природные кратковременные (в нашем понимании) геодинамические факторы. Для этого нефтегазодобывающие организации должны вести полноценный геодинамический мониторинг, а не только контролировать наведенную сейсмичность по мере эксплуатации месторождений, что предусмотрено инструкциями Ростехнадзора. 📄

Список литературы

1. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа / Вестник Московского университета, сер. 4. Геология. 1993. № 3. С. 39-46.
2. Сибгатулин, В.Г.; Перетокин, С.А.; Кабанов, А.А. Резонансы гравитационных приливов – мощный энергетический источник геодинамических процессов в земной коре // Журнал Сибирского федерального университета, Техника и технологии. – Красноярск: ФГАОУ ВПО «СФУ», 2016. – 9(2) – С. 146-165.
3. <https://earthquake.usgs.gov/>
4. Лыгин А.М., Стажило-Алексеев С.К., Кадури И.Н., Сибгатулин В.Г., Кабанов А.А. Мониторинг напряженно-деформированного состояния геологической среды в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах в 2007-2014 годах // Монография. Изд-во «Город». – Красноярск, 2015. – 114 с.
5. Сидоренков Н.С. Нестабильность вращения земли / Вестник Российской академии наук. Том 74, № 8, с. 701-715 (2004).
6. Сибгатулин В.Г., Перетокин С.А., Кабанов А.А. Технология флюидной резонансной сейсморазведки для прямых поисков нефтегазовых залежей // Технологии сейсморазведки. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН 2016. – №3 – С. 28–37.
7. Sibgatulin et al. Fluid resonant seismic surveying. United States Patent № US 10,520,615 B1 – December 31, 2019.



http://pro-arctic.ru/wp-content/uploads/2019/01/digital-twin-aker-solutions_1920x1080.jpg

ЧТО ПРОИСХОДИТ С ПРОФИЛЯМИ ПРИТОКА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ ОСВОЕНИЯ

ИПАТОВ А.И.

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н.

МАЛЯВКО Е.А.

ООО «ГеоСплит»

Фактор негативного влияния на разработку и добычу динамических изменений профиля притока в горизонтальных добывающих скважинах, как правило, сильно недооценивается службами промысла в России. Этот фактор может являться одной из основных причин значительных просчетов в разработке месторождений углеводородов. Каким образом снизить потери от начальных извлекаемых запасов углеводородов на месторождениях, разрабатываемых с помощью горизонтальных скважин и много-стадийного гидроразрыва пласта? Авторы предлагают добывающим компаниям активнее наращивать систему наблюдения за профилем притока в эксплуатационном фонде скважин.

Введение

Профиль притока (ПП) в горизонтальных добывающих скважинах (ГС) определяют методами промыслово-геофизических исследований (ПГИ) или с помощью стационарных систем дистанционного долговременного мониторинга (на основе маркерных систем, точно-распределенных гирлянд из нескольких датчиков, распределенных оптоволоконных термических и акустических систем DTS-DAS и пр.). Сопоставления ПП в динамике позволяют судить о том, насколько сильно и почему во времени меняются распределения притоков компонент продукции вдоль ствола ГС. Это дает возможность анализировать как текущие вклады отдельных интервалов разреза пласта или портов многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), так и динамику их изменения.

Практика показывает, что для протяженных стволов ГС (500 м и более) с МГРП характерны следующие динамические изменения в ПП жидкости (в среднем, за периоды отработки скважин до 3-5 лет) (см. рис. 1):

- а) профиль притока практически не меняется (17%);
- б) профиль притока меняется, но медленно (28%);
- в) профиль меняется достаточно быстро – особенно в начале, в течение первых 0,5-1 года (55%).

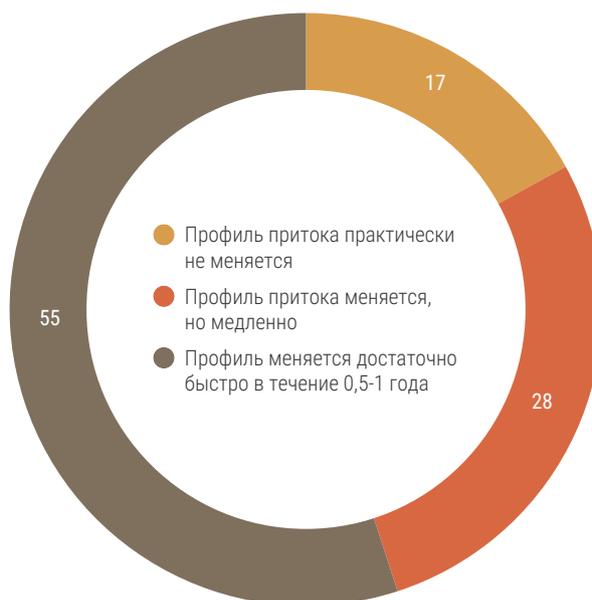
Таким образом, крайне важно изучать динамику изменения ПП уже в первые месяцы после вывода ГС на технологический режим отбора, причем как при фонтанной, так и при насосной эксплуатации. Длительная работа ГС в режиме неравномерного ПП чревата неполной выработкой запасов из пласта и соответственно потерей доли проектной накопленной добычи углеводородного сырья, что в итоге в будущем может потребовать дополнительных капитальных затрат – бурения ГС или бокового горизонтального ствола (БГС) для довыработки оставшихся начально извлекаемых запасов (НИЗ). К сожалению, исходя из имеющегося в большинстве добывающих компаний России многолетнего опыта разработки нефтяных активов и эксплуатации ГС приходится констатировать следующий факт: длительная стабильность и относительная равномерность ПП для протяженных ГС и тем более многоствольных ГС (МГС) – редкость...

Особенности формирования профилей притоков в горизонтальных скважинах

Каковы же причины выхода эксплуатационных ГС и МГС на неоптимальный режим эксплуатации УВС, при которых наблюдаются исключительно неравномерные ПП продукции скважин?

Авторы отмечают, что к таким причинам можно отнести:

Рис. 1. Изменение профилей притоков горизонтальных скважин с МГРП протяженностью 500 м и более в динамике 3-5 лет после освоения, %

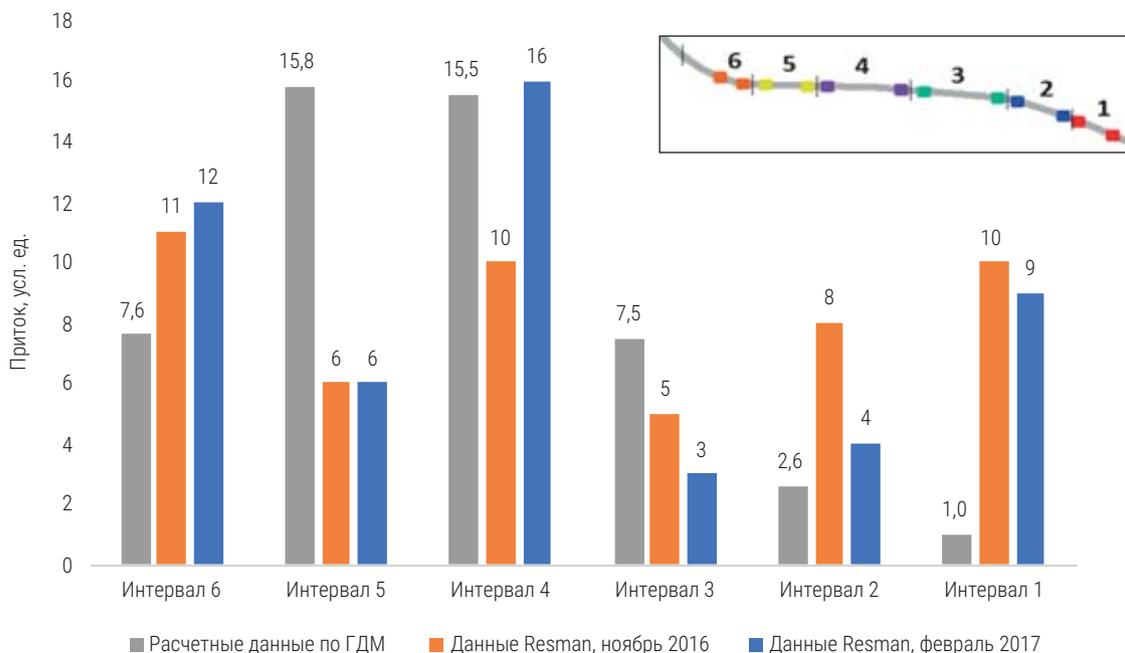


- а) часть трещин после проведения МГРП не работает или приток по ним не обнаруживается методами внутрискважинной диагностики, что подтверждается результатами исследований промыслово-геофизическими методами ПГИ/PLT: спектральной шумометрией, термометрией и механической расходомерией;
- б) как правило, даже однофазный (однокомпонентный) ПП в первые 12 месяцев кардинально изменяется (в том числе, в сторону ухудшения равномерности) и при этом зачастую он относительно плохо соответствует предварительным прогнозам, полученным на основании расчетов по гидродинамическим (ГДМ) и геомеханическим моделям. Зачастую это свидетельствует о слабом прогнозном потенциале «виртуальных» дизайнов.

На рис. 2 представлен пример сопоставления оценок профиля притока горизонтального ствола высокодебитной скважины по шести интервалам, полученных по данным маркерного мониторинга (технология диффузионных индикаторов притока компании «Resman») за период четырех месяцев после запуска скважины в работу, с результатами геолого-гидродинамического моделирования. В верхнем фрагменте показана траектория горизонтальной части скважины с интервалами фильтра. Фильтрационно-емкостные свойства данного коллектора высокие.

Другой пример получения информации о профиле притока в 4-х-сегментной ГС, вскрывшей среднепрони-

Рис. 2. Пример сопоставления оценок профиля притока (в усл.ед.) по шести интервалам горизонтального ствола высокодебитной скважины, полученных по данным маркерного мониторинга (технология диффузионных индикаторов притока компании «Resman») за период 4-х месяцев после запуска скважины в работу, с результатами геолого-гидродинамического моделирования



цаемый неоднородный коллектор, и ее сопоставления с данными, полученными по результатам каротажа во время бурения и соответственно заложенными в ГДМ, представлен на рис. 3.

Согласно расчетам ГДМ, наибольший приток нефти должен наблюдаться в интервале №1 («носочная» зона ГС), имеющем наибольшую среднюю удельную проницаемость на единицу длины продуктивного интервала. Тем не менее, по результатам маркерной диагностики (технология квантовых маркеров-репортеров компании ООО «ГеоСплит»), выполненной при проведении гидродинамических исследований скважины (ГДИС) на разных режимах, наибольший приток пластовой жидкости, наоборот, был зафиксирован в интервале №4 («пяточная» зона ГС). При этом анализ маркеров по газовой фазе показывает, что профиль распределения газового фактора скважины имеет обратную картину. Это может означать наличие свободного газа в призабойной зоне пласта интервала №1, приводящего к снижению фазовой проницаемости по нефти для данного интервала ГС.

Факты несоответствия ПП по инструментальным измерениям с прогнозными расчетами ГДМ – достаточно типичная картина в практике вывода на технологические режимы ГС, МГС и ГС с МГРП. На рис. 4 приведена выборочная статистика по достижению проектных дебитов горизонтальных и многоствольных скважин, полученная

на основании опыта работ авторов по разным нефтегазодобывающим компаниям. Можно видеть, что только треть объектов ГС в среднем «ложится» на предварительные прогнозы гидродинамического цифрового моделирования.

Остановимся на основных причинах динамического перераспределения ПП в случае, когда получены близкие к проектным запусковые дебиты, но они быстро и в значительной степени упали после отработки скважин, перестав соответствовать проектным показателям ГС (рис. 5):

- 1) Неудачная траектория ствола ГС или ошибка бурения и заканчивания (4%). Является относительно редким явлением при налаженном массовом бурении ГС.
- 2) Деградация трещин МГРП (29%). Например, это типично для пространства стимулированного объема пласта (SRV) низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами после образования в ближней зоне пласта искусственного аномально-высокого пластового давления (АВПД), которое резко снижается с началом отборов жидкости. При этом технологические параметры при проведении МГРП могут составлять: 100-150 м³ проппанта на стадию с закачкой гелевой жидкости по каждой стадии – в n тысяч м³. Чем меньше проницаемость

Рис. 3. Сопоставление профиля притока в 4-х-интервальной горизонтальной скважине, исследованной на разных режимах отбора при гидродинамических исследованиях, с данными каротажа во время бурения, заложенными в геолого-гидродинамическую модель

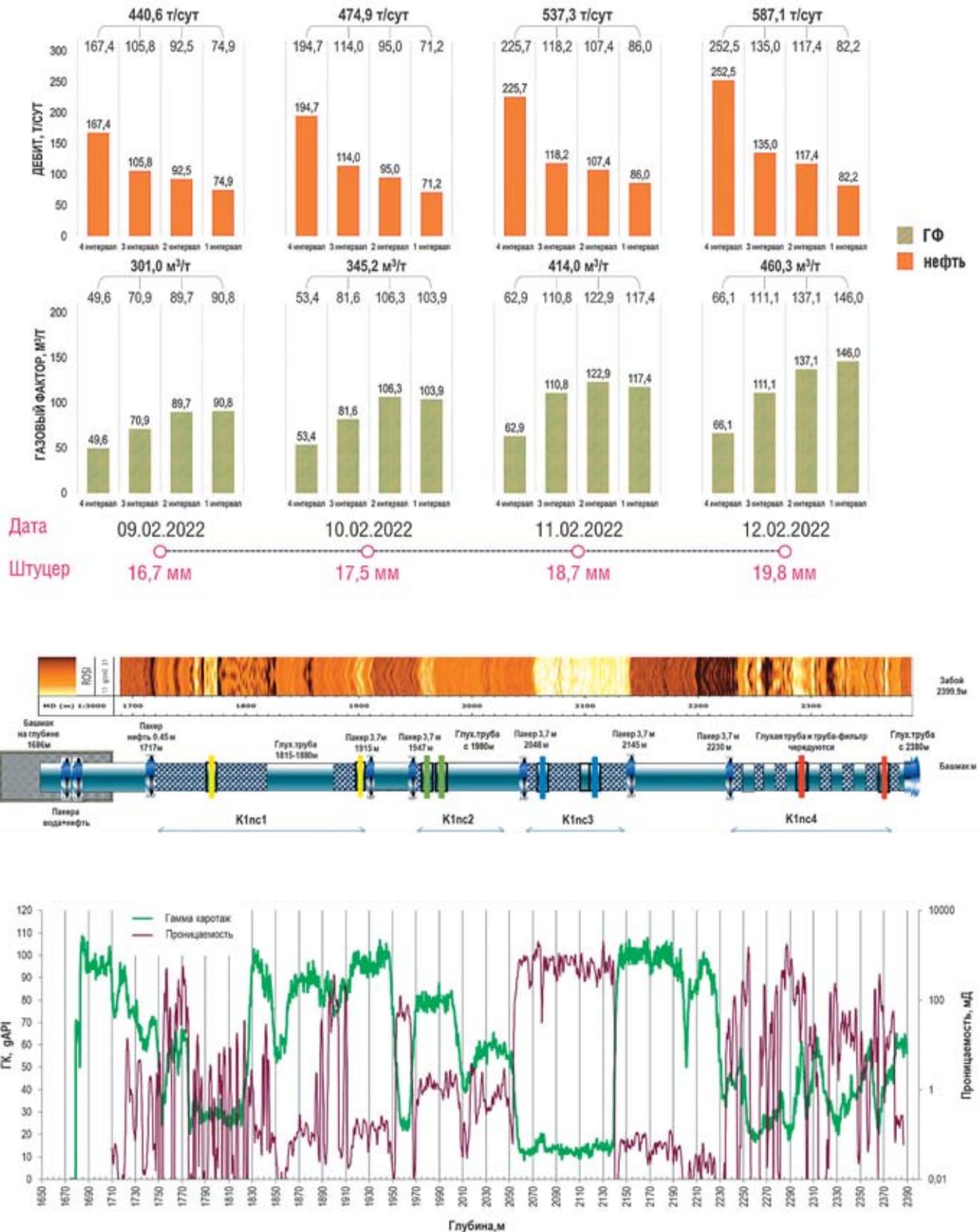


Рис. 4. Статистика по достижению проектного дебита ГС, МГС и ГС с МГРП, %



матрицы породы, тем более вероятно преобладание данного фактора (особенно это наглядно проявляется для объектов разработки залежей баженовской и ачимовской свит).

- 3) Засорение ствола ГС после проведения МГРП твердым шламом («выволю» проппанта, песка), а также образование в прогибах траектории ствола ГС «сифонов» с «затворами» из воды и шлама (51%). В результате потери пластовой энергии в горизонтальной части лифта ГС могут достигать 30 и более процентов [1]. Является распространенным явлением, борьбе с которым уделяется недостаточно внимания.
- 4) Влияние на выработку высокопроводящих прослоев или естественных трещин, пересекаемых стволом пробуренной ГС, а также приобщаемых искусственными трещинами в процессе МГРП (16%). Данный фактор может фиксироваться методами ПГИ-ГДИС и сенсорами стационарного геомониторинга через характерные изменения в ПП. В настоящее время данный фактор встречается все более часто, т.к. все активнее разрабатываются именно резко неоднородные по ФЕС коллекторы [2, 3].

Хотелось бы отметить, что перечисленные четыре причины по мнению авторов – определяющие, однако кроме них есть немало и других, «вторичных» причин из-

Рис. 5. Причины динамического перераспределения профилей притока горизонтальных скважин, % (в случае, когда получены близкие к проектным запускным дебитам, но они быстро и в значительной степени упали после отработки скважин и перестали соответствовать проектным показателям)

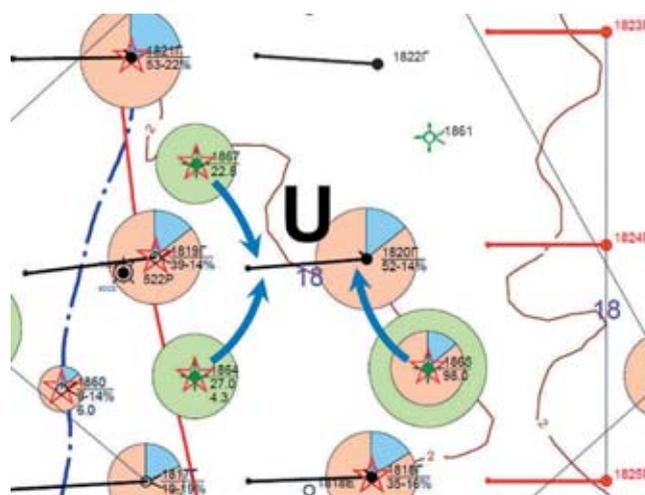
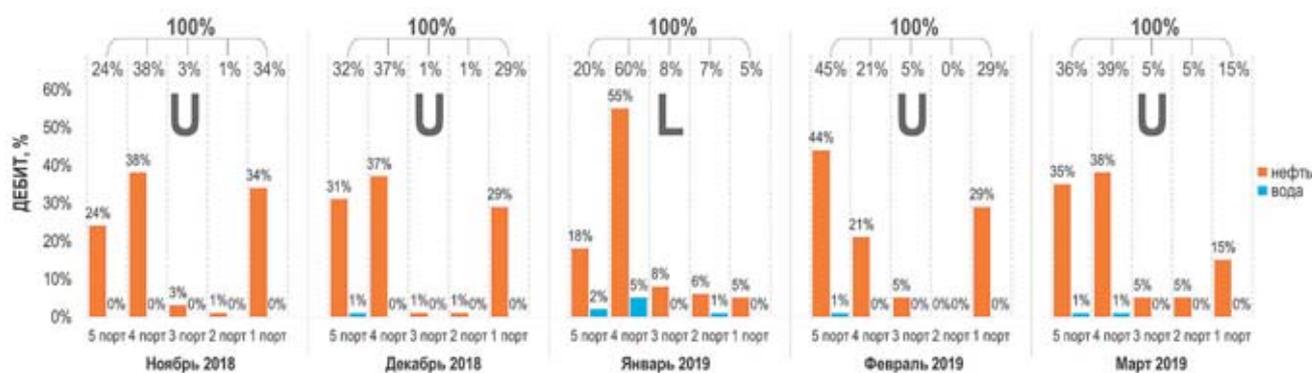


менения ПП в динамике с меньшей долей влияния на потерю скважиной проектной продуктивности. Так, например, некоторые специалисты-технологи во главу угла рассматриваемых процессов ставят засорение (кольматацию) каналов непосредственно в трещинах многостадийного ГРП по мере отработки пласта и выноса некоторых компонент жидкости ГРП. Однако, эта причина далеко не главная, особенно для низкопроницаемых объектов разработки ТРИЗ.

Кроме перечисленных выше, вескими причинами более продолжительных динамических изменений ПП, по мнению специалистов ООО «ГеоСплит», на основании имеющегося у них опыта долгосрочного маркерного мониторинга ГС, являются еще и такие факторы, как исходная флюидонасыщенность интервалов, особенности технологических процессов при бурении, заканчивании и стимуляции (например, могут повлиять типы дизайнов МГРП и кислотных стимуляций), гидродинамические процессы при добыче и разработке (режимы депрессии, наличие свободного газа в призабойной зоне пласта вследствие снижения забойного давления ниже давления насыщения, влияние системы искусственного поддержания пластового давления (ППД), прорывы пластовых вод из аквифера или свободного газа из газовой шапки).

Чем более длительной является история эксплуатации скважины и собственно разработки блока залежи,

Рис. 6. Пример преимущественно «U»-образного профиля притока горизонтальной скважины с 5-ти-стадийным ГРП в ходе долгосрочного маркерного мониторинга [4]



дренируемой ГС, тем выше будет влияние гидродинамических факторов. Рассмотрим ниже один из таких факторов, усиливающийся по мере интенсивности разработки залежи и связанный с началом влияния на выработку пласта системы искусственного ППД.

Взаимосвязь профилей притоков и системы ППД

При проведении динамического маркерного мониторинга ГС на ряде месторождений Западной Сибири была выявлена закономерность формирования 3-х типов профилей притока (классификация «U-L-J») [4]:

- 1) «U»-образный ПП, когда преимущественно работает как ближняя (пяточная), так и дальняя (носочная) зоны горизонтального ствола;
- 2) «L»-образный ПП, когда преимущественно работает ближняя (пяточная) зона горизонтального ствола;
- 3) «J»-образный ПП, когда преимущественно наблюдается приток из дальней (носочной) зоны.

При проведении геолого-промыслового анализа авторами установлено, что тип профиля притока на данных скважинах коррелируется с площадным распределением пластового давления, формируемого за счет работы нагнетательных скважин окружения.

На рис. 6 представлен пример преимущественно «U»-образного профиля притока, зафиксированного при проведении исследований ГС с 5-ти-стадийным ГРП (пласт ЮС₁) в течение 5-ти месяцев. Вероятнее всего, «U»-образный профиль притока формировался за счет работы трех нагнетательных скважин, расположенных в окружении исследуемой ГС.

На рис. 7 представлен пример «L»-образного профиля притока ГС с 5-ти-стадийным ГРП (пласт ЮС₁). Преимущественная работа ближней зоны горизонтального ствола вероятно связана с работой двух нагнетательных скважин окружения, формирующих приток через ближнюю (пяточную) зону.

На рис. 8 представлена диаграмма встречаемости типов ПП по классификации «U-L-J» при выходе скважин на установившийся режим после освоения ГС. Следует

Рис. 7. Пример «L»-образного профиля притока горизонтальной скважины с 5-ти стадийным ГРП в ходе долгосрочного маркерного мониторинга [4]

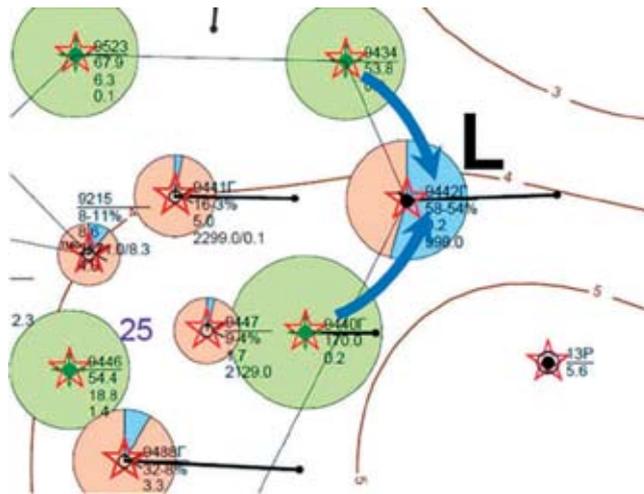
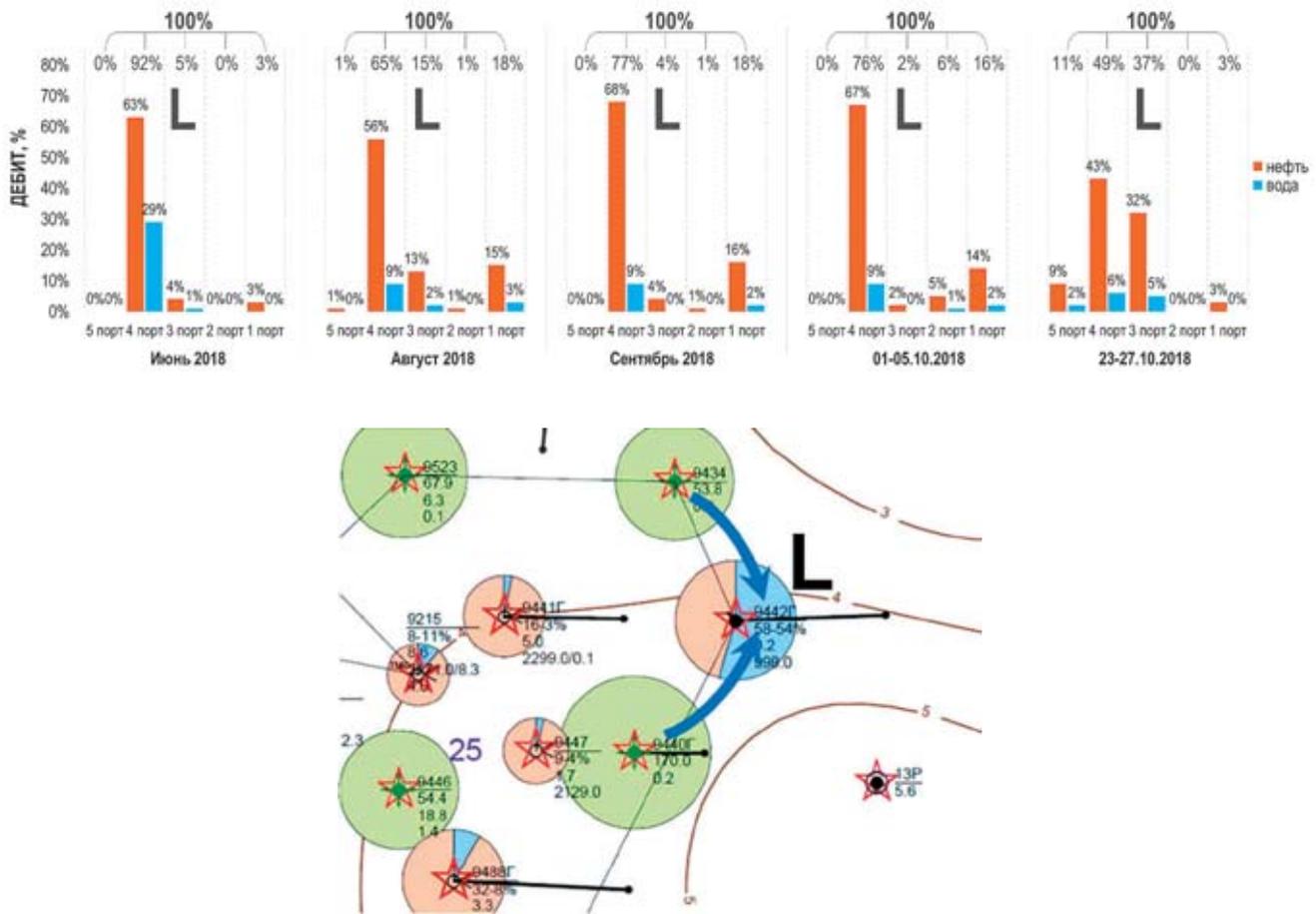
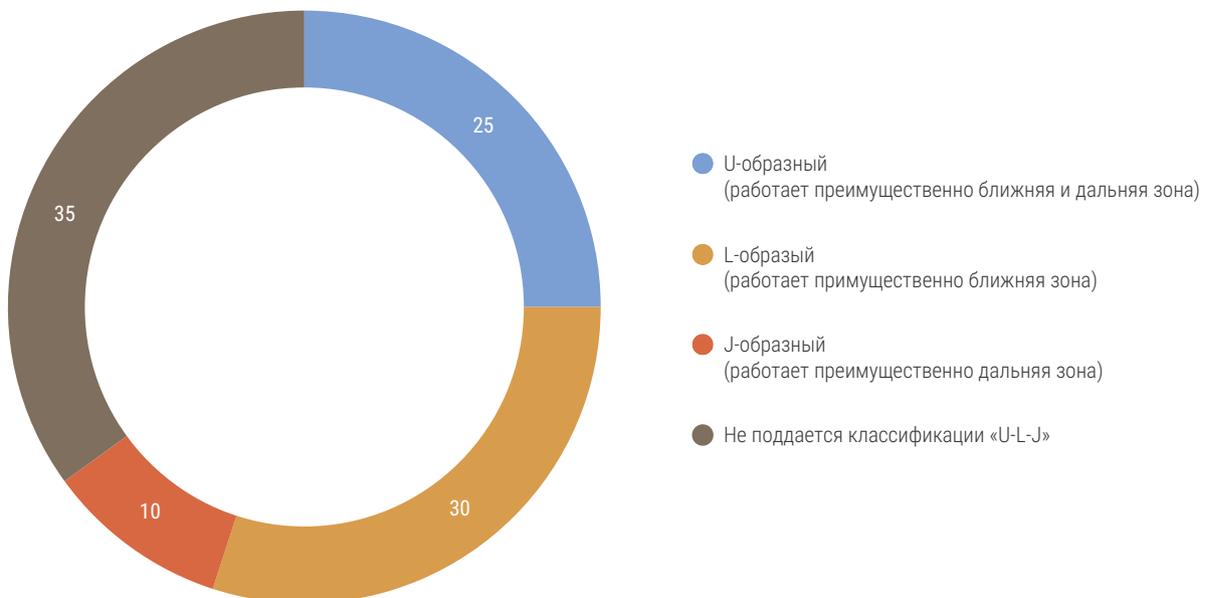


Рис. 8. Встречаемость типа профиля притока горизонтальных добывающих скважин при выходе на установившийся режим по классификации «U-L-J», %



отметить, что классификация «U-L-J» применяется в ООО «ГеоСплит» на практике преимущественно в случаях преобладающего влияния гидродинамических факторов (например, таких как влияние системы ППД). Это заключение, в частности, сделано еще и на основании того факта, что характерным примером отсутствия возможности классифицировать профили притоков по указанной классификации являются ГС баженовской свиты [5].

Тем не менее и для объектов горизонтального заканчивания низкопроницаемых ТРИЗ уже есть определенная статистика, подтверждающая характерное перераспределение типов ПП в рамках подобной классификации (особенно, если на ПП начинают влиять естественные высокопроводящие трещиноватые прослои и быстро меняющаяся при деградации свои проводящие способности сеть трещин «искусственного коллектора» SRV) [3].

Не менее важным фактом, установленным в ходе мониторинга работы ГС, является трансформация ПП во времени, которая, вероятнее всего, связана с долговременными гидродинамическими и кольтационными процессами, происходящими в пластах с относительно высокими или средними ФЕС.

На рис. 9 представлены примеры трансформации профилей притоков скважин пласта БВ₇₋₂₋₄, находящихся в мониторинге более года – в «L»-образный тип [6].

Вывод об эффективности управления ПП в условиях эксплуатации ГС

На основании многолетнего мониторинга ПП с помощью маркерных систем установлено, что в долгосрочном периоде (как правило, год и более) «U»-образные и «J»-образные профили притока в эксплуатационных ГС переходят в «L»-образный тип. Этот же вывод делают многие исследователи и на основании сравнения периодических замеров ПП, полученных методами ПГИ, а также с помощью оптоволоконного динамического термического мониторинга DTS [7]. К сожалению, этот вывод не «в пользу» применяемых в настоящее время в РФ «высокотехнологичных» систем заканчивания и управления ПП, что говорит о значительной «хронической» проблеме, связанной с масштабной неоптимальной выработкой залежей системами заканчивания ГС, ГС с МГРП и МГС.

Возможности управления профилем притока в условиях ППД

Практика показывает, что в условиях ППД возможно целевым образом влиять на профиль притока, не только применяя специальное сложное оборудование заканчивания ГС (устройства контроля притока типа «ICD»), но и

Рис. 9. Примеры трансформации профилей притоков (пласт БВ72-4) в «L»-образный тип: сверху – для ГС с 5-ти-стадийным ГРП; внизу – для ГС с 4-х-стадийным ГРП

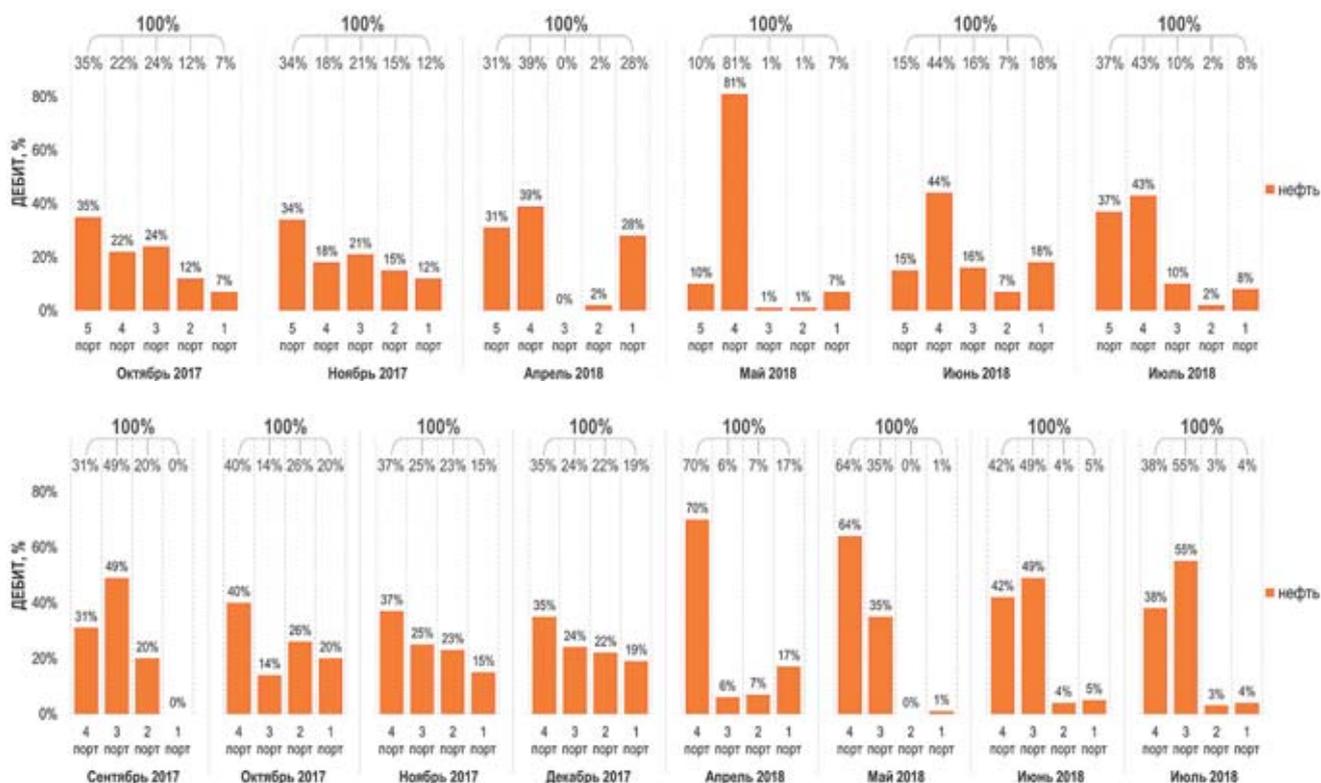
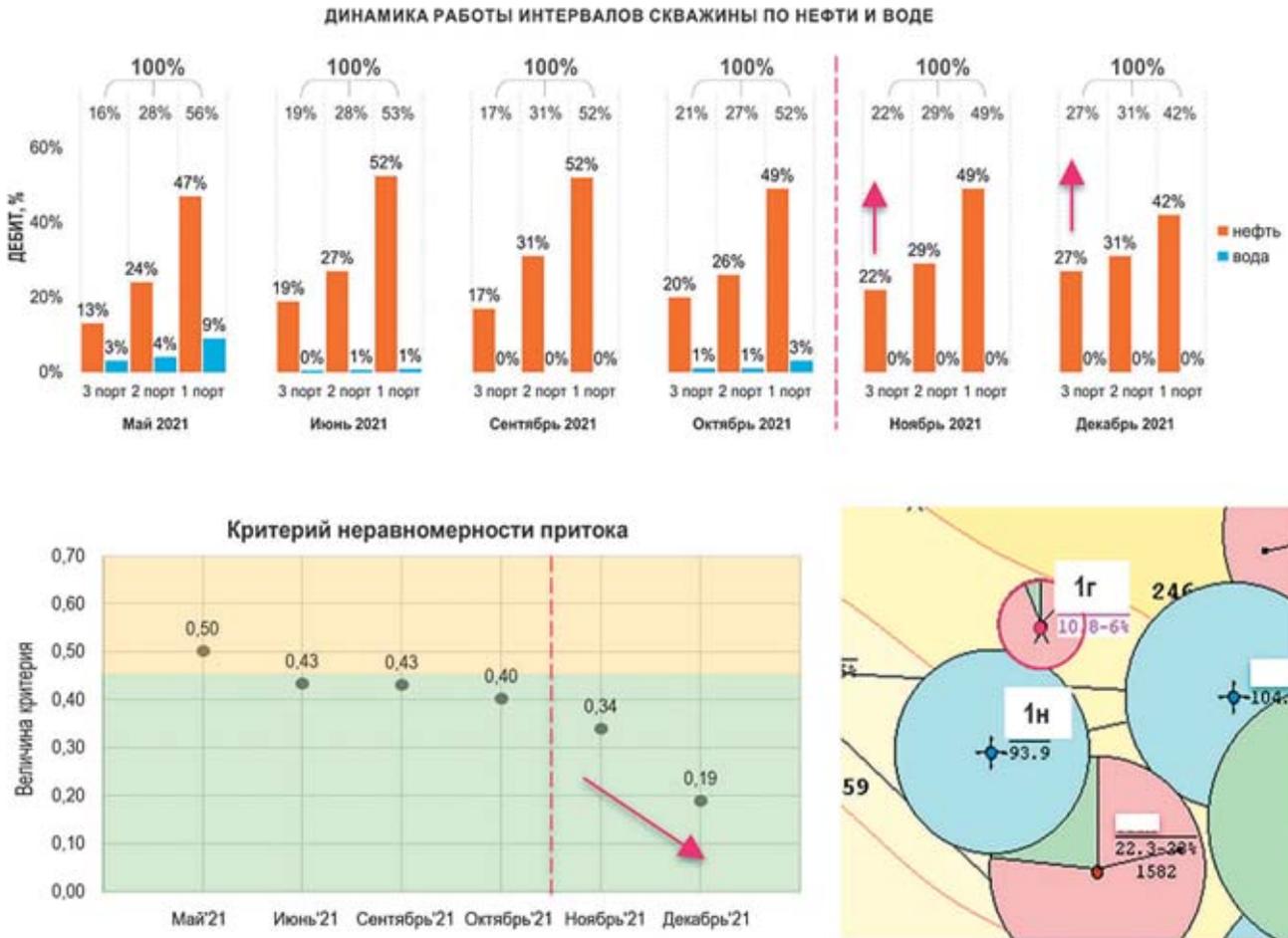


Рис. 10. Выравнивание профиля притока в горизонтальной добывающей скважине с 3-стадийным ГРП за счет регулирования системы ППД



воздействуя особым способом на приемистость в конкретных нагнетательных скважинах. На рис. 10 представлен пример выравнивания профиля притока в добывающей скважине №1г (пласт ЮВ₁) с 3-х-стадийным ГРП путем повышения коэффициента охвата пласта за счет регулирования системы ППД.

В первые четыре месяца согласно данным маркерной диагностики на скважине наблюдается преимущественная выработка носочной зоны ГС (порт №1), при этом профиль притока является неравномерным. Безразмерный критерий, характеризующий степень неравномерности выработки запасов по ГС и рассчитываемый по формуле (1), в данный период составляет от 0,4 до 0,5:

$$K_H = \frac{1}{Q_{cp}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Q_i - Q_{cp})^2}{N}}, \quad (1)$$

где K_H – коэффициент неравномерности профиля притока, принимает значение от «0» (приток полностью равномерен) до «1» (приток полностью идет только из одного интервала); Q_i – дебит i-го интервала ГС; Q_{cp} – среднеарифметическое значение дебита всех интервалов ГС; N – количество интервалов ГС.

При проведении геолого-промыслового анализа было установлено, что юго-западная часть участка является зоной пониженных пластовых давлений, это может сказываться на недостаточной выработке пяточной зоны ГС. В этой связи было обосновано решение о переводе в ППД скважины №1н. Тем самым благодаря созданию дополнительного очага заводнения удалось получить как интегральный прирост добычи нефти по исследуемой ГС, так и добиться большей степени вовлечения в работу порта №3 (прирост вклада порта №3 в общий дебит нефти вырос от значений 13-20% до значений 22-27%, а критерий неравномерности притока снизился до 0,19).

Целевая задача выравнивания профиля притока в ГС

Важность выравнивания ПП в ГС состоит в следующем:

- 1) в итоге будут достигнуты более высокие как текущий, так и накопленный для добывающей скважины дебиты по нефти (газу);
- 2) будет улучшена выработка запасов вокруг траектории скважины ГС. Следовательно, будет увеличен локальный коэффициент извлечения нефти или газа (КИН-КИГ) в зоне отбора. Кроме того, таким образом удастся обеспечить более равномерный фронт заводнения и добиться лучшего вытеснения (в идеале – «поршневого») для УВС из толщин;
- 3) это позволит в принципе избежать преждевременных «языковых» прорывов воды от скважин с ППД или со стороны краевых и подошвенных вод (аквифера);
- 4) аналогичные улучшения можно ожидать относительно рисков прорыва газа от газовой шапки.

Как хорошо известно, с целью изначальной настройки и достижения равномерного ПП при имеющихся место неоднородностях ФЕС вдоль траектории ствола для вновь построенной ГС, в мире принято использовать специальные «индивидуальные» компоновки заканчивания (устройства контроля притока УКП или эквалайзеры «ICD» [8]), что, однако, не исключает последующих негативных изменений в ПП в процессе эксплуатации (особенно на этапах прорыва в ствол воды или газа). Именно поэтому желательно иметь возможность постоянно удаленно управлять (выравнивать) ПП – например, через открытие/закрытие/уменьшение раскрытия мандрелей портов.

Расчеты показывают, что дистанционное целевое управление открытием и закрытием портов для блокировки прорывов воды от скважин ППД, оперативно выполняемые в течение срока службы горизонтальной скважины (на основании данных дистанционного геофизического стационарного мониторинга) может давать более 0,3-0,9 млрд руб NPV (в зависимости от типа заканчивания скважины) на среднюю добывающую нефтяную ГС [7].

Заключение

1. Фактор негативного влияния в динамике на разработку и добычу описанных выше изменений профиля притока в ГС, как правило, сильно недооценивается службами промысла в России (не только при оценке рисков из-за резкого изменения в составах притока при обводнении или прорывах газа, но и для более распространенных случаев естественного снижения равномерности профиля притока при однокомпонентной продукции).

2. Этот фактор (п.2) является одной из основных причин значительных просчетов в разработке месторождений нефти при ГС (МГС) с и без МГРП, допускаемых службами промысла в отечественных нефтяных компаниях [9].

3. По мнению авторов, для снижения потерь от начально извлекаемых запасов нефти (газа) на месторождениях, разрабатываемых с помощью ГС и ГС с МГРП, добывающим компаниям необходимо активнее наращивать охват системой наблюдения за профилем притока в эксплуатационном фонде скважин, т.е. создавать опорные сети ГС с встроенными в них системами долговременного дистанционного стационарного мониторинга за динамикой изменений профиля притока. ❗

Список литературы

1. К вопросу об очистке горизонтальных скважин от шлама. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Лазуткин Д.М. Инженерная Практика, 2021, №5, с. 22-29.
2. Особенности разработки нефтяных залежей, осложненных высокопроводящими прослоями. Ипатов А.И., Жуковская Е.А., Хасанов М.М., др. Нефтяное хозяйство, 2019, №12, с. 38-43.
3. Высокопроводящие прослои и их роль в разработке нефтяных залежей бажен-абалакского комплекса. Ипатов А.И., Жуковская Е.А., Лазуткин Д.М. // SPE-201814, 2020.
4. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин / Д.А. Шестаков, М.М. Галиев, К.Н. Овчинников, Е.А. Малявко. – Территория НЕФТЕГАЗ, 2019, № 6 (июнь), с. 64-71.
5. Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ / В.Б. Карпов, А.А. Рязанов, Н.В. Паршин, К.Н. Овчинников, В.А. Лисс, Е.А. Малявко. – Недропользование XXI век, 2019, № 6 (декабрь), с. 54-63.
6. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения / М.Д. Дулкарнаев, К.Н. Овчинников, К.М. Сапрыкина, Е.А. Малявко. – Инженерная практика, 2018, № 11, с. 40-47.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. М., ИКИ, 2018, 795 с.
8. Интеллектуальные системы управления. М.Игнатьев, Нефтегазовая вертикаль №13-14, июль 2010, с.73-88.
9. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Проблемы промыслово-геофизического контроля в условиях новой экономической политики. <https://gubkin-center.ru/library/#articles>



Radisson

ROYAL HOTEL
ST PETERSBURG

—
**ЭЛЕГАНТНАЯ
КЛАССИКА**

**В ЦЕНТРЕ
ГОРОДА**
—

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

FEEL THE DIFFERENCE





НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Radisson **BLU**
OLYMPIYSKIY HOTEL
MOSCOW

20 июля 2022 года

Radisson Blu Olympiyskiy Hotel
(Москва, ул. Самарская, д. 1)

ВСТРЕЧА БЕЗ ГАЛСТУКОВ

Диалоги с **ТЭКО** **Энергостратегия-2050**

- Стратегические вызовы и приоритеты для развития российского ТЭК.
- Обеспечение устойчивого снабжения энергоресурсами внутреннего рынка.
- Газификация как ключевой драйвер развития российской энергетики и экономики.

www.ngv.ru





НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

БОЛЕЕ 25 ЛЕТ

ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ



Now in English
Read Oil and Gas Vertical