

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ • ИЗДАЕТСЯ С 1994

WWW.OILCAPITAL.RU

№6 (289) ИЮНЬ 2022

НЕФТЬ

КАПИТАЛ



3

**NOPEC — ОРУЖИЕ,
КОТОРОГО БОИТСЯ
САМ ВАШИНГТОН**

Последствия принятия закона вызывают все больше вопросов не только в ОПЕК, но и в Белом доме

10

**БАРРЕЛЬ НАШ
НАСУЩНЫЙ**

Отказ от российской нефти остается непосильной задачей для ЕС



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ

RENWEX

«Возобновляемая энергетика
и электротранспорт»

21–23 ИЮНЯ 2022

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

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ



Ветроэнергетика



Солнечная энергетика



Водородная энергетика



Гидроэнергетика



Биоэнергетика, биогаз и твердое биотопливо



Энерго- и ресурсосберегающие технологии



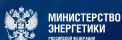
Электротранспорт и зарядная инфраструктура



Реклама 12+

www.renwex.ru

При поддержке



Под патронатом

Организатор



Уважаемые читатели!

Нефтегазовый мир вокруг нас стремительно меняется каждый день. Рушатся прежние договоренности, меняются маршруты и объемы поставок, а также схемы оплаты. Ряд государств уже остался без российского газа, продолжается торговля вокруг российской нефти: некоторые страны готовы отказаться от энергоресурсов из РФ, несмотря на экономические потери, другие во что бы то ни стало хотят сохранить эти поставки.

Единственное, что остается неизменным, — это стабильный рост цен на энергоресурсы и упрямое желание американских и европейских чиновников вопреки всему активно продвигать «зеленую повестку».

Где взять больше газа, куда девать российскую нефть и сколько она должна стоить? Спасет ли водород от мирового энергетического кризиса и сможет ли США подмять под себя ОПЕК?

Об этом и многом другом читайте в июньском номере «Нефти и Капитала».



С уважением,
Главный редактор
Владимир Бобылев

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

№6 (289) июнь 2022

Издание зарегистрировано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)
Свидетельство о регистрации ПИ № ФС 77-68757

ISSN 1561-8838

121357, г. Москва, ул. Артамонова, д. 16, корп. 3
Телефон: (499) 959-04-59
e-mail: info@oilcapital.ru <http://www.oilcapital.ru>
Учредителем и издателем журнала является
ООО «Нефть и Капитал»

© «Нефть и Капитал», 2022. При перепечатке и/или публичном распространении ссылка на «Нефть и Капитал» обязательна

Заявленный тираж — 5000 экз.
Отпечатано в ООО «МакЦентр.Издательство»
115191, г. Москва, Холодильный пер., д. 3, корп. 1, стр. 3
Телефон/факс: (495) 234-04-44

Материалы, отмеченные подобным образом, публикуются на правах рекламы.

Александр Егоров (руководитель проекта «Нефть и Капитал»),
Владимир Бобылев (главный редактор журнала «Нефть и Капитал»)
Над номером работали: Мария Алексеева, Светлана Кристаллинская,
Илья Круглей, Александра Орехова, Виктор Прусаков, Кирилл
Родионов, Тамара Сафонова, Леонид Хазанов

Реклама: marketing@oilcapital.ru

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

Дизайн и верстка: Михаил Дышло

Фотоиллюстрации:
ИТАР-ТАСС, фотоархив «Нефть и Капитал»,
архивы и фотобанки компаний,
открытые интернет-источники



Тенденции

- 3 ОПЕКС — оружие, которого боится сам Вашингтон**
Последствия принятия закона вызывают все больше вопросов не только в ОПЕК, но и в Белом доме
- 10 Баррель наш насущный**
Отказ от российской нефти остается непосильной задачей для ЕС
- 18 ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ НЕФТЕСЕРВИС — НОВЫЕ НАДЕЖДЫ**
«МеКаМиннефть» — наперекор кризисам



3



10

Газ

- 20 Где взять больше газа**



20

Рынки

- 28 Российская нефть стала на 35% дешевле мировых эталонов**
За весь постсоветский период так и не сформирована национальная система оценки российской нефти
- 32 Работа нефтетрейдеров в РФ: перемены есть, а понимания, что будет дальше, нет**
Торговля российской нефтью становится все более токсичной, но никто на рынке пока не готов к глобальным переменам и полному отказу от нее



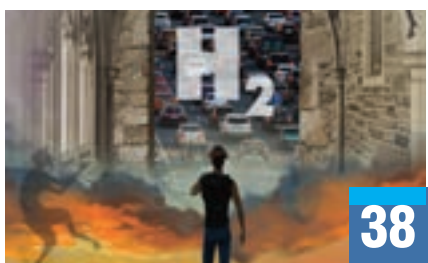
28



32

ВИЭ

- 38 Водород у ворот?**
Водородное будущее теряет очертания



38

Транспортировка

- 48 Чем дальше, тем меньше**
Российские трубные компании ожидают непростые времена



48

Уголь

- 54 Репетиция энергоперехода: что для России означает угольное эмбарго Японии и ЕС?**
Угольное эмбарго в определенной мере «предвосхитит» базовый сценарий энергоперехода, при котором после 2030 года единственным крупным потребителем российского угля в Европе останется Германия



54

Статистика

- 61 Добыча нефти с газовым конденсатом в России, апрель 2022 года**

НОРЕС — оружие, которого боится сам Вашингтон

Последствия принятия закона вызывают все больше вопросов не только в ОПЕК, но и в Белом доме

ИЛЬЯ КРУГЛЕЙ



Весной 2022 года Судебный комитет Сената США одобрил так называемый Закон о запрете картелей, производящих и экспортирующих нефть (NOPEC). Этот законопроект (S.977) был предложен к рассмотрению еще 5 мая 2021 года сенатором Чаком Грассли совместно с сенаторами Эми Клубучар и Майком Ли (один республиканец и два демократа).

Если Белый дом одобрит S.977, генпрокурор США де-юре получит право подавать антимонопольные иски в отношении членов ОПЕК в американские суды, что в итоге может закончиться введением санкций против государств картеля и компаний, сотрудничающих с ними в нефтегазовой отрасли. Поводом

для этого могут послужить неудовлетворительные, по мнению законодателей Соединенных Штатов, цены на нефть от стран картеля или даже их совместные действия по увеличению или ограничению добычи. По сути, NOPEC позволит руководству США ставить законы своей страны выше международного права и конституций других государств. После одобрения со стороны Судебного комитета Сената S.977 должны утвердить обе палаты Конгресса, а также действующий президент.

Важно отметить, что подобный законопроект (с некоторыми мелкими отличиями от сегодняшнего) в разное время обсуждался при администрациях Билла Клинтона, Джорджа Буша — младшего, Барака Обамы и Дональда Трампа. Впервые NOPEC предложил к рассмотрению сенатор (демократ) Патрик Лихи в далеком 2000 году. Однако закон так и не удалось провести до конца через все ветви власти США.

В 2007 году, когда президентом был Буш-младший, один из вариантов NOPEC прошел через Сенат и Палату представителей, но на подпись президенту направлен не был, поскольку тот сразу предупредил,

что наложит вето. В 2008 году, когда цены на нефть достигли рекордных \$150 за баррель, Палата представителей снова приняла NOPEC. У власти уже был Барак Обама, однако он, как и Буш-младший, выступил против. Некоторые политики пытались протолкнуть законопроект при Трампе. Но тогда дальше Судебного комитета Сената документ не прошел.

Теперь NOPEC пытаются продвинуть при Джо Байдене. При этом проблемы с его принятием во всех ветвях власти все те же. Казалось бы, предыдущие версии законопроекта, особенно в редакциях 2018 и 2019 годов, успешно проходили через Судебный комитет Палаты представителей, что говорит о явном консенсусе в последние годы по этому вопросу между демократами и республиканцами (для США сегодня это редкий случай). Но несмотря на это, ни одна из версий NOPEC не получила в итоге достаточного количества голосов в обеих палатах Конгресса.

Сформировалась своего рода традиция, при которой одна из палат предлагает свой вариант NOPEC с интервалом в несколько лет или один год, а другая молчит, после чего они

Весной 2022 года Сенат США одобрил так называемый Закон о запрете картелей, производящих и экспортирующих нефть (NOPEC). Если Белый дом одобрит закон, генпрокурор США де-юре получит право подавать антимонопольные иски в отношении членов ОПЕК в американские суды, что в итоге может закончиться введением санкций против государств картеля и компаний, сотрудничающих с ними





Впервые ОПЕК был предложен еще во времена президентства Билла Клинтона сенатором-демократом Патриком Лихи в далеком 2000 году. Однако закон так и не удалось провести до конца через все ветви власти США. Подобный законопроект в разное время обсуждался также при администрациях Джорджа Буша — младшего, Барака Обамы и Дональда Трампа

меняются ролями. К примеру, версия ОПЕК в виде закона S.3214, которую в 2018 году предложили три сенатора (два демократа и один республиканец — кстати, уже знакомый нам Чак Грассли), была инициирована Сенатом (верхней палатой). В 2019 году свою версию ОПЕК в виде закона H.R.948 предложили уже представители нижней палаты (22 республиканца и 11 демократов).

В этом году протолкнуть ОПЕК снова пытается верхняя палата, то есть исключительно сенаторы. Договорятся ли они с членами Палаты представителей, которых в разы больше, чем сенаторов? Вопрос спорный, особенно учитывая приближающиеся осенние выборы в Конгресс США, которые обязательно усилят конфронтацию между политическими элитами страны.

Принятие ОПЕК, в том числе в сегодняшней вариации, вызывает беспокойство в экспертном сообществе США. Американский институт нефти (API) открыто выступает против законопроекта. В 2019 году сотрудники API заявили: «Закон создаст значительный ущерб дипломатическим, военным и деловым интересам США, при этом ОПЕК почти

не окажет желаемого американскими политиками (увеличение добычи нефти) влияния на мировой рынок нефти».

В этом году в API еще конкретнее описали негативные последствия подобной инициативы, заявив, что ОПЕК «окажет непреднамеренное негативное влияние на нефтегазовую отрасль Америки». В начале мая 2022 года Торговая палата США обратилась в Комитет Сената по судебной системе, заявив, что выступает против законопроекта S.977. Даже в Госдепе выразили озабоченность. «У Белого дома есть некоторые опасения по поводу возможных последствий. ОПЕК требует тщательного изучения и обсуждения, особенно в нынешний период нестабильности на мировых энергетических рынках», — заявила представитель Госдепа Джен Псаки.

Опасения руководства США можно понять. ОПЕК — это инструмент, который позволит «ударить по площади», допустив введение санкций против нескольких крупнейших нефтедобытчиков мира. Однако есть серьезные опасения, что итоги такого удара принесут минимальную выгоду самим Соединенным Штатам.

В конечном счете руководство США вряд ли с помощью ОПЕК добьется увеличения уровня добычи нефти в мире. Зато ответная реакция со стороны членов ОПЕК или ОПЕК+ может оказаться для Америки очень болезненной. Впрочем, опасность для рынка несут и сами санкции против нефтегазового сектора членов ОПЕК. Эти страны производят около 30 млн баррелей в сутки — почти треть от всей мировой добычи. Если рестрикциями заблокировать работу их нефтянки, заменить поставки будет некому. Это приведет к такой нехватке углеводородов, что сегодняшний дефицит покажется лишь легкой прелюдией к серьезному кризису.

Как считает замдиректора по энергетическому направлению Института энергетики и финансов Алексей Белогорьев, многие компании, а следовательно, и политики

в США заинтересованы в том, чтобы ОПЕК (пусть и в своем классическом составе, а не в качестве ОПЕК+) работала на мировом рынке нефти, как прежде. Это очень выгодный для многих игроков регулятор, без которого рынок энергоносителей может погрузиться в хаос.

«Добытки сланцевой нефти в США уже перестали играть роль важного инструмента влияния на мировом рынке нефти. Вашингтон не сможет использовать их, как это было 5–8 лет назад. Американские нефтегазовые компании в последние год-полтора больше заняты выплатами дивидендов акционерам и погашением долгов, чем инвестированием в добычу, что негативно отражается на ее росте.

Принятие NOPEC, в том числе в сегодняшней вариации, вызывает беспокойство в экспертном сообществе США. Американский институт нефти (API) открыто выступает против законопроекта: «NOPEC окажет непреднамеренное негативное влияние на нефтегазовую отрасль Америки»

Отчасти это связано с тем, что в США в последний год наблюдается сильный рост издержек производства. Дорожает сырье, оборудование, расходы на заработную плату и услуги нефтесервиса, что в сумме не позволяет добыче углеводородов быстро увеличиваться, если возникает такая необходимость. Более того, в Америке у компаний очень большая доля доходов от добычи хеджирована, в среднем до 50%, а значит, компании получают сегодня де-факто явно меньше, чем это было раньше», — говорит Алексей Белогорьев.

Ударить по ОПЕК — значит сознательно лишить мировой рынок регулирующего механизма. Чем чревато его отсутствие? Это в последние годы было отчетливо видно на примере мирового рынка газа, особенно СПГ, где цены энергоносителя (как и география поставок) колебались из одной крайности в другую, мешая нормальному экономическому развитию целых регионов.

«Понятно, что многие потребители нефти, включая США, могут при желании придаться к ОПЕК и ОПЕК+, обвиняя их в картельном сговоре. Но такие страны не будут просто так отказываться от своего

механизма квотирования. Они обязательно будут за него бороться любыми доступными способами. Ключевые участники ОПЕК точно не решатся отказаться от сотрудничества с экспортерами, плодами которого они так долго пользуются», — считает замдиректора по энергетическому направлению Института энергетики и финансов.

Использование руководством США закона NOPEC может запустить крайне негативные для всех игроков процессы не только на энергетическом рынке, но и во всей мировой экономике. Даже в американском экспертном сообществе признают, что это вызовет ответную реакцию со стороны стран ОПЕК и ОПЕК+. Сценарии самые разные, но любой из них — это крайность, которая в итоге ударит по нефтегазовой отрасли самих США.

Саудовская Аравия и другие производители углеводородов могут повысить цены на нефть, особенно ту, что продается в Штатах. Выходит, использование Вашингтоном NOPEC вместо снижения цен на нефть (и на топливо внутри США, чего Белый дом пытается добиться уже более полугода) спровоцирует их дальнейший рост.

Даже если рассматривать диаметрально противоположный сценарий, при котором из-за ввода санкций против стран ОПЕК члены картеля начнут добывать много нефти, это все равно плохо закончится. Как справедливо отмечают в API, перепроизводство нефти приведет к столь низким ценам, что нефтегазовым компаниям США будет очень трудно увеличить добычу. Особенно это касается добытчиков сланцевой нефти, у которых весьма большие затраты на извлечение углеводородов. Им придется работать практически себе в убыток, как это было в 2020 году при рекордно низкой стоимости нефти.

Тезисы API поддержали и в независимой исследовательской группе ClearView Energy Partners (штаб-квартира в Вашингтоне), аналитики которой заявили, что, если NOPEC каким-то образом все же заставит членов ОПЕК повысить уровень добычи, такой рост может выйти из-под контроля. Это будет чревато проблемами уже на американском





Использование руководством США закона NOPEC может запустить крайне негативные для всех игроков процессы не только на энергетическом рынке, но и во всей мировой экономике. Саудовская Аравия и другие производители углеводородов могут повысить цены на нефть, особенно ту, что продается в Штатах. Выходит, использование Вашингтоном NOPEC вместо снижения цен на нефть спровоцирует их дальнейший рост

энергетическом рынке, для нефтегазовых компаний США. В итоге при таком сценарии использования закона NOPEC стоимость черного золота, пусть и временно, снизится, но цена такого достижения — обескровливание американской нефтянки, которая сегодня и так чувствует себя не самым лучшим образом.

По словам главного директора по энергетическому направлению Института энергетики и финансов Алексея Громова, NOPEC изначально задумывался в качестве карательного инструмента или рычага по принуждению против стран ОПЕК. Но какой смысл заставлять организацию что-то делать, угрожая санкциями, когда страны картеля сегодня все равно собираются в формате ОПЕК+, где все договариваются о сокращении или увеличении добычи в устном режиме и без документов?

«Хорошо, допустим, завтра ОПЕК перестает существовать, поскольку ее члены не захотят попадать под санкции со стороны США. А что делать с форматом ОПЕК+? Как можно ввести санкции за картельный сговор против организации, которой

не существует на бумаге? Нет никаких договоров с подписями и печатями, которые могли бы выступить доказательной базой и поводом для рестрикций, разрешаемых американским законом NOPEC.

В ОПЕК+ никто никого не обязывает и не принуждает. Все исключительно на добровольных началах. Из-за этого у NOPEC еще до его одобрения Белым домом, если, конечно, это вообще случится, крайне туманная правоприменительная практика», — уверен эксперт.

Чего точно добьется Вашингтон, используя закон NOPEC, так это еще большей напряженности в отношениях между странами ОПЕК+ и США. Алексей Громов подчеркнул, что после такого любые попытки руководства Соединенных Штатов пойти на контакт с участниками ОПЕК+ (для решения различных вопросов на нефтяном рынке) будут просто игнорироваться.

«ОПЕК в 2014 году решила отказаться от механизма обязательного соблюдения квот на добычу и фиксации этой ответственности в документах. Это значит, что уже тогда смысл

NOPEC был потерян. Этот закон демонтирует организацию, которой в определенной мере уже нет, поскольку она в последние годы работает по другим принципам. ОПЕК просто распустят или переименуют, после чего тут же снова начнут заседания, где за счет устных договоренностей будут регулировать свою добычу.

Если наказывать санкциями страны ОПЕК+ поодиночке, ничем хорошим это не закончится. С Россией все понятно, против нее ведут экономическую войну, из-за чего мировой рынок энергоносителей уже лихорадит. А что будет, если точно так же США станут давить на Саудовскую Аравию? Эр-Рияд, кстати, уже несколько раз поднимал тему перехода на юани и другие валюты в рас-

четах при торговле нефтью, особенно с Китаем — важнейшим игроком на мировом рынке углеводородов. Это может крайне негативно отразиться на американской экономике, которая во многом зависит от роли на мировом энергетическом рынке доллара, который доминирует там еще с 1970-х», — рассуждает Алексей Громов.

В целом сама идея исчезновения регулятора на рынке нефти деструктивна. Россия и Саудовская Аравия в апреле 2020 года не смогли договориться. Москва не захотела выполнять предложенные ей обязательства по линии ОПЕК+, а Эр-Рияд в ответ стал заливать мировой рынок дешевой нефтью. Итог — дикие перепады стоимости нефти во всем мире. Кончилось все тем, что ситуация стабилизировалась, лишь когда стороны вновь пришли к компромиссу, причем его удалось

достичь за счет, по сути, устных договоренностей.

Проблема нынешних высоких цен на нефть кроется не в действиях ОПЕК или ОПЕК+, на которые пытаются свалить всю вину сенаторы США, иницирующие NOPEC. Проблема в дефиците черного золота, который в силу целого ряда экономических причин не так просто преодолеть. Нефтегазовая отрасль во многих странах за последние годы сильно пострадала от потрясений, вызванных локдаунами, остановкой притока инвестиций и другими осложнениями.

«Нет универсального рецепта по быстрому снижению стоимости нефти в мире. Нужно время, чтобы проекты по добыче напитались инвестициями, компании восстановили логистику, а страны адаптировались к новым реалиям в мировой экономике. Достаточно подождать 2–3 года, и ситуация выровняется.

Трансформировать рынок логичнее всего следует именно в то время, когда на нем есть избыток предложения. В таком случае даже при масштабных изменениях потребитель не будет нести большой экономический урон. Но Вашингтону нужно решение в стиле “здесь и сейчас”, когда на рынке наблюдается дефицит товара.

Если на фоне рестрикций против российской нефтянки открыть “вто-

В целом сама идея исчезновения регулятора на рынке нефти деструктивна. Россия и Саудовская Аравия в апреле 2020 года не смогли договориться. Москва не захотела выполнять предложенные ей обязательства по линии ОПЕК+, а Эр-Рияд в ответ стал заливать мировой рынок дешевой нефтью. Итог — дикие перепады стоимости нефти во всем мире



рой нефтяной фронт” против саудитов, это приведет к еще большему дефициту углеводородов и еще большей волатильности цен на нефть. Ни американской нефтянке, ни простым потребителям топлива на АЗС в Америке легче от этого не станет», — резюмировал Алексей Громов.

Впрочем, последствия будут не только для экономики США и простых потребителей этой страны. Если Вашингтон использует NOPEC, чтобы ввести санкции против членов ОПЕК и их нефтегазового сектора, это подорвет статус доллара как главной резервной валюты мира, а также снизит влияние финансовой системы США в мировой торговле. Странам картеля объективно придется создавать для взаиморасчетов со своими клиентами новые механизмы платежей, используя другие валюты. После этого экспортеры нефти станут менее восприимчивы к рестрикциям со стороны Вашингтона. По сути, NOPEC — это в определенном смысле одноразовый инструмент.

Кстати, руководство Саудовской Аравии в этом году активно прорабатывает вопрос торговли нефтью с Китаем в юнях. Еще в марте The Wall Street Journal писала, что Эр-Рияд с начала весны ведет соответствующие переговоры с Пекином, а в Saudi Aramco рассматривают возможность подписания с китайской стороной фьючерсных контрактов, деноминированных в юнях. Сами саудовские чиновники, комментируя использование валюты КНР, утверждают, что королевство может использовать часть доходов в юнях для оплаты услуг китайских подрядчиков, которые участвуют в различных мегапроектах внутри ближневосточной страны.

Переговоры о покупке саудовской нефти за юани длятся уже шесть лет, и даже сейчас, когда они стали намного интенсивнее, деталей ни Эр-Рияд, ни Пекин публично не сообщают. Однако если США надавят на ближневосточное королевство, используя NOPEC, то вполне может случиться так, что у азиатских стран уже будет хотя бы черновой вариант в виде альтернативы расчетам в долларах.

В целом NOPEC выглядит как попытка отдельных политических элит США переложить вину за высо-



кие цены на нефть и, что еще важнее, за рост стоимости моторного топлива внутри Америки на кого-то за рубежом. Сомнения различных ветвей власти Соединенных Штатов в отношении закона S.977, как и предупреждения о последствиях его принятия со стороны экспертных сообществ, говорят о том, что NOPEC — это оружие, которого опасается сам Вашингтон, причем еще и сомневаясь в его изначальной эффективности по навязыванию своей воли странам ОПЕК.

При этом власти США пока не сообщают о каких-либо масштабных реформах в налоговой системе, которая применительно к нефтепереработчикам могла бы (в отличие от использования NOPEC) действительно повлиять на снижение стоимости моторного топлива внутри страны. Об этом, кстати, публично говорят некоторые политики с Ближнего Востока. К примеру, министр энергетики Саудовской Аравии принц Абдулазиз бен Сальман в середине мая 2022 года заявил, что маржа от деятельности НПЗ в США бьет рекорды последних пяти лет. Он также напомнил, что в странах G7, включая США, доля налогов составляет примерно 45–48% от общей стоимости моторного топлива, а доля расходов на покупку нефти — около 37%. По мнению

В целом NOPEC выглядит как попытка отдельных политических элит США переложить вину за высокие цены на нефть и, что еще важнее, за рост стоимости моторного топлива внутри Америки на кого-то за рубежом

Абдулазиза бен Сальмана, американским чиновникам следовало бы задуматься над пересмотром налоговой политики в отрасли нефтепереработки, тогда и решить проблему с высокими ценами на моторное топливо в США можно было бы гораздо эффективнее, чем использовать сомнительные инструменты вроде NOPEC.

Саудовского чиновника поддержал и министр энергетики ОАЭ Мохаммед Аль-Мазруи, заявивший, что «есть что-то неправильное» между требованиями Вашингтона в адрес ОПЕК по увеличению добычи нефти и ценами на АЗС в странах G7. Министр подчеркнул, что на конечную цену топлива в большей степени все же влияют именно налоги.

Прислушаются к этому в США или нет, покажет время. В любом случае ничего не мешает политическим элитам Америки какое-то время спекулировать на теме NOPEC, а когда дело дойдет до его конечного одобрения, вновь отложить закон (понимая, насколько он опасен) на пыльную полку в архивы Конгресса.

Баррель наш насущный

Отказ от российской нефти остается
непосильной задачей для ЕС

ВИКТОР ПРУСАКОВ



Несмотря на многодневные переговоры, страны Евросоюза к концу мая так и не смогли договориться о введении нефтяного эмбарго в рамках шестого пакета санкций против России. По последним расчетам Еврокомиссии, отказ от нефти и нефтепродуктов из РФ возможен в лучшем случае в конце 2023 года. Изначально предполагалось, что это произойдет через шесть месяцев и до конца текущего года соответственно.

Российские поставки обеспечивают около четверти европейского импорта жидких углеводородов. В 2021 году Россия экспортировала в ЕС в среднем 3 млн баррелей в сутки (б/с) сырой нефти и 1,5 млн б/с нефтепродуктов. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в случае введения эмбарго нынешней весной рынок лишился бы 2,2 млн б/с нефти и 1,2 млн б/с нефтепродуктов.

На бумаге найти замену этим объемам проще, чем компенсировать импорт российского газа, — при условии, что все члены ЕС находятся в равном положении. Между тем для стран, которые не имеют морских портов и критически зависят от поставок по нефтепроводу «Дружба», отказ от российской нефти чреват прямой угрозой национальной экономике.

Вдобавок текущая ситуация на нефтяном рынке не на руку европейцам. Объем резервных добычных мощностей в мире ограничен, а ведущие страны-экспортеры по тем или иным причинам не готовы быстро нарастить производство. Рост добычи в США не сможет удовлетворить запросы Европы, на африканских поставщиков рассчитывать не приходится из-за новых витков политической неста-

Для стран, которые не имеют морских портов и критически зависят от поставок по нефтепроводу «Дружба», отказ от российской нефти чреват прямой угрозой национальной экономике

Ведущие страны — экспортеры сырой нефти, млн б/с*		
	Экспорт	Резервные мощности к маю 2022 г.
Саудовская Аравия	6,67	1,84
Россия	4,65	1,13
Ирак	3,43	0,40
США	3,18	н/д
Канада	3,04	н/д
ОАЭ	2,42	1,09
Нигерия	1,88	0,29
Кувейт	1,83	0,14
Норвегия	1,50	н/д
Казахстан	1,42	0,28

* Данные за 2020 г.
Источники: ОПЕК, МЭА.

бильности и энергетических кризисов в регионе. Наиболее реальной альтернативой российскому импорту представляются ближневосточные страны во главе с Саудовской Аравией, которые, однако, пока не прислушиваются к просьбам увеличить добычу сверх договоренностей ОПЕК+. Такая их позиция обусловлена рядом факторов: политическими разногласиями с Западом, ориентацией экспорта на Китай, желанием сохранить доходы от высоких цен на нефть.

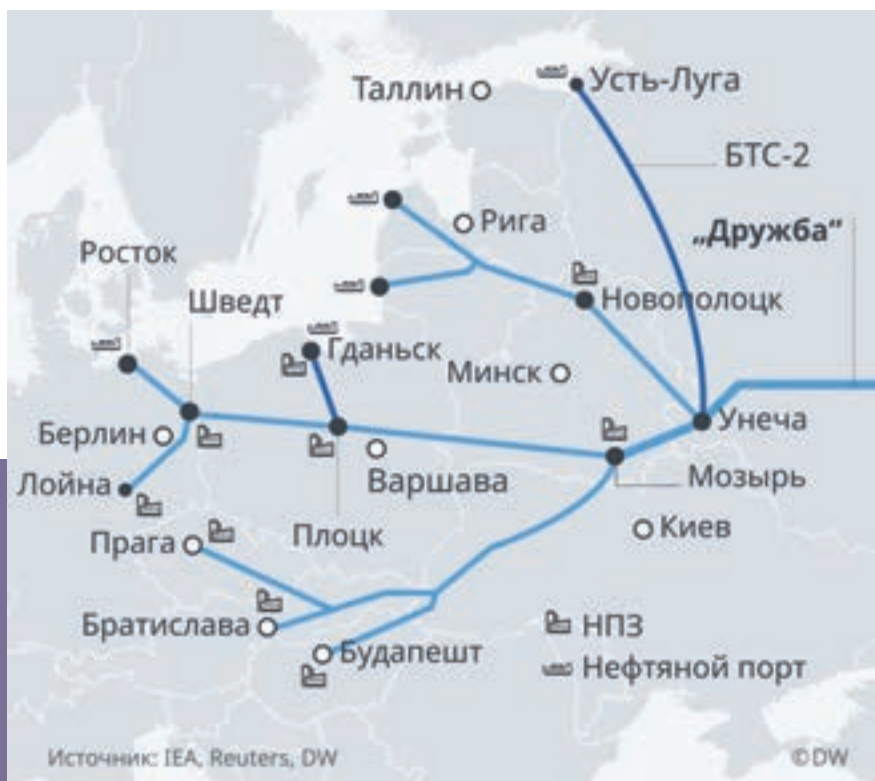
По-видимому, часть объемов из Персидского залива в ближайшие

Европейские страны — импортеры сырой нефти и нефтепродуктов, млн б/с*	
Германия	2,42
Испания	1,41
Италия	1,28
Нидерланды	2,55
Великобритания	1,24
Франция	1,59
Турция	0,98
Бельгия	1,08
Греция	0,54
Швеция	0,55
Прочие	3,30
Всего ОЭСР Европа	16,94

* Данные за 2020 г.
Источник: ОПЕК.

месяцы будет переориентирована из Юго-Восточной Азии в Европу. В связи с этим у стран ЕС возникнут новые проблемы: в ряде случаев необходимо переоборудовать заводы, рассчитанные на прием российской Urals, и менять сложившуюся логистику их снабжения сырьем, что потребует немалых дополнительных затрат.

По словам генсека ОПЕК Мухаммеда Баркиндо, «энергетический рынок определенно ощутит потерю российского экспорта из-за санкций или добровольных ограничений». Даже для обеспеченной Европы отказ от нефти и нефтепродуктов из



РФ станет слишком дорогим удовольствием.

Не ссорьтесь с его высочеством

Ведущий мировой экспортер нефти — Саудовская Аравия (почти 6,7 б/с в 2020 году). В январе 2022-го страна добывала 10 млн б/с. По данным МЭА, к началу мая среди всех членов ОПЕК+ саудиты располагали наибольшими объемами резервных мощностей — 1,84 млн б/с. Еще 1,1 млн б/с имелось у другого крупного ближневосточного поставщика — ОАЭ. На первый взгляд, этих объемов достаточно, чтобы заменить в Европе всю российскую нефть.

Но оба арабских государства не внимают призывам Вашингтона нарастить добычу сверх квоты, предусмотренной пактом ОПЕК+. В марте руководители этих стран даже отказались обсуждать данный вопрос по телефону с Джо Байденом. Добыча Саудовской Аравии в марте выросла лишь на 0,7% (при этом экспорт снизился на 1% к февральскому уровню), в апреле рост был крайне незначительным — с 10,28 до 10,4 млн б/с.

БАЛАНС СОХРАНЯЕТСЯ

Очередная министерская встреча ОПЕК+ назначена на 2 июня. На предыдущей встрече 5 мая страны альянса договорились следовать плану по увеличению добычи нефти на 432 тыс. б/с. Решено, в частности, что Россия и Саудовская Аравия в июне смогут поднять добычу на 114 тыс. б/с каждая, до 10,663 млн б/с. Общий уровень добычи нефти у стран альянса может вырасти до 42,558 млн б/с.

Как отмечено в коммюнике по итогам встречи, «сохраняющиеся фундаментальные показатели рынка нефти и консенсус относительно прогнозов указывают на сбалансированный рынок». При этом участники отметили продолжающееся влияние на рынок геополитических факторов и пандемии коронавируса.

Несмотря на планомерное повышение квот с августа 2021 года, страны ОПЕК+ пока не могут достичь разрешенного уровня добычи нефти. По данным МЭА, в апреле добыча в рамках ОПЕК+ снизилась к уровню марта на 840 тыс. б/с и отставала от плана на 2,7 млн б/с.

Такая позиция продиктована не только опасениями по поводу возможного снижения цен в случае резкого роста добычи, но и в немалой степени политическими мотивами. По сообщению The Wall Street Journal, после убийства в 2018 году оппозиционного саудовского журналиста Джамала Хашогги отношения Вашингтона и Эр-Рияда упали до минимального уровня за последние десятилетия. Саудиты не могут простить Байдену слов об их стране как

изгое в вопросах прав человека. Кроме того, ближневосточное королевство раздражено критикой Штатами военной кампании в Йемене и намерением США возобновить ядерное соглашение с Ираном. В ходе недавней встречи с советником президента по нацбезопасности Джейком Салливаном наследный принц Саудовской Аравии Мухаммед бен Сальман Аль Сауд на повышенных тонах заявил, что Вашингтон может забыть о своей просьбе увеличить добычу нефти.

При этом в ходе апрельского телефонного разговора наследного принца с Владимиром Путиным, как сообщалось, была «дана положительная оценка совместной работе в формате ОПЕК+, направленной на обеспечение стабильности мирового нефтяного рынка». Сейчас Саудовская Аравия больше похожа на союзницу России, чем на услужливо-



Наиболее реальной альтернативой российскому импорту представляются ближневосточные страны во главе с Саудовской Аравией, которые, однако, пока не прислушиваются к просьбам увеличить добычу сверх договоренностей ОПЕК+. Такая их позиция обусловлена рядом факторов: политическими разногласиями с Западом, ориентацией экспорта на Китай, желанием сохранить доходы от высоких цен на нефть

го партнера Запада, отмечает в этой связи британская The Telegraph. Добавим, что экспортная политика Эр-Рияда ориентирована прежде всего на Китай, которому страна продает более 25% своей нефти и с которым договаривается о переводе части контрактов в юани.

Впрочем, на текущих симпатиях и антипатиях Эр-Рияда вряд ли можно строить далеко идущие выводы для нефтяного рынка. Как и любой рыночный игрок, в сложившейся ситуации саудиты преследуют прежде всего собственные интересы. Как сообщил в мае саудовский министр энергетики, в ближайшие годы страна намерена ежегодно наращивать добычу на 1 млн б/с, чтобы к 2027-му добывать более 13 млн б/с, соответственно увеличив экспорт. Вполне возможно, что в переговорах об этом с Эр-Риядом Брюссель окажется удачливее Вашингтона.

Ирак тоже в игре

Надежды Запада связаны и с другим ближневосточным государством — Ираком. В последние годы страна стала четвертой в мире по объему нефтедобычи, во многом благодаря международным санкциям в отношении соседнего Ирана. Сейчас экономика Ирака постепенно восстанавливается от последствий коронавируса и обвала цен на нефть. Тем не менее в последнее время нефтедобыча в стране снижалась и не соответствовала квоте, предусмотренной соглашением ОПЕК+. Это было связано в том числе с работами по модернизации местных портов Персидского залива, которые продолжались большую часть прошлого года и должны быть завершены в первом полугодии 2022-го.

В апреле Ирак экспортировал в среднем 3,4 млн б/с, при этом, по данным МЭА, к маю его резервные мощности составляли 400 тыс. б/с. Как сообщал министр нефти Ихсан Абдул Джаббар, его страна «подверглась давлению» с целью увеличения добычи нефти вне договоренностей ОПЕК+. В росте добычи заинтересован и сам Багдад: от дополнительного экспорта при условии высоких цен он ожидает \$25 млрд прибыли. По словам директора департамента проектов министерства нефти Шакера Махмуда Халафа,



По словам генсека ОПЕК Мухаммеда Баркиндо, «энергетический рынок определенно ощутит потерю российского экспорта из-за санкций или добровольных ограничений». Даже для обеспеченной Европы отказ от нефти и нефтепродуктов из РФ станет слишком дорогим удовольствием

Ирак, как и другие страны-экспортеры, «на фоне кризиса на Украине и снижения экспорта российского топлива стремится укрепиться и открыть для себя новые рынки сбыта в мире».

70% нефтяного экспорта страны традиционно приходится на АТР (прежде всего Индию, Китай и Южную Корею). Но даже если вся дополнительная иракская нефть в ближайшие месяцы пойдет в Европу, она сможет заменить менее 20% российских объемов. Для более существенного роста добычи надо создавать новую инфраструктуру, что требует времени и денег. Так, в конце 2023 года Ирак намерен начать строительство нефтепровода мощностью до 1 млн б/с от месторождения Басра до иорданского порта Акаба, откуда нефть можно будет отгружать в том числе в Европу.

Политическая нестабильность в стране и уход из нее ряда западных нефтегазовых мейджоров придает многим планам неопределенности. В 2019 году Shell покинула месторождения Маджнун и «Западная Курна — 1». Долю в последнем приобрела японская Itochu Corporation, что подтверждает ориентацию иракской

нефтянки на партнеров с Востока. В прошлом году о планах продажи своих 32,7% «Западной Курны — 1» заявила американская ExxonMobil, но покупатель до сих пор неизвестен.

Африканские форс-мажоры

Если частичной альтернативой российскому газу не без оснований считается импорт из Африки (см. «Трубный выбор Европы» в «НИК» №5, 2022), то с точки зрения поставок нефти Черный континент вряд ли может стать надежным помощником европейцев.

В Ливии из-за апрельских протестов против действующего премьер-министра Абделя Хамида Дбей-

бы добыча нефти снизилась с 1,3 млн до 800 тыс. б/с — наименьшего показателя за последние месяцы; работа на крупнейших месторождениях Эш-Шарара и Эль-Филь и экспортных терминалах была остановлена. Государственная National Oil Corp. (NOC) предупредила, что забастовки могут распространиться и на новые нефтегазовые объекты. Министр нефти и газа Ливии Мухаммед Аун заявил, что у страны сейчас нет

По экспертным оценкам, дополнительные поставки Ирана на мировой рынок могут составить 1–1,5 млн б/с, но вряд ли это произойдет раньше середины 2023-го — 2024 года. Прежде Евросоюзу, Вашингтону и Тегерану надо реанимировать забуксовавшие переговоры по Совместному всеобъемлющему плану действий (СВПД), предполагавшему снятие санкций в обмен на ограничение иранской ядерной программы

нефти и газа для увеличения поставок в Европу.

По мнению экспертов, политическая нестабильность и неоднократные форс-мажоры на ключевых промыслах исключают Ливию из числа реальных альтернативных источников нефтяного импорта. Это фактически подтвердил Мухаммед Аун, отметивший, что для роста нефтедобычи страна должна завершить модернизацию нефтяных объектов, что в свою очередь требует «эффективного и прозрачного управления».

Есть проблемы и у Нигерии, крупнейшего африканского производителя и экспортера нефти южнее Сахары. В марте нигерийский посол в Москве Абдуллахи Шеху говорил «РИА Новости», что страна готова заменить российскую нефть на рынке в рамках своей квоты по сделке ОПЕК+, «если возникнет такой запрос». Между тем в последнее время из-за остановки многих скважин здесь снизилась добыча, которая и так отставала от уровня, определенного ОПЕК+. По данным МЭА,

в апреле суммарная нефтедобыча Нигерии и еще одного африканского производителя, Анголы, на 800 тыс. б/с не дотягивала до целевого показателя. Головная боль Нигерии — преступные группировки, занимающиеся хищением нефти из трубопроводов, на чем государство ежегодно теряет до \$4 млрд. Красноречивое свидетельство нынешнего состояния нигерийской нефтянки — апрельский взрыв и пожар на нелегальной базе по торговле ворованной нефтью, приведший к гибели более 100 человек.

Своя рубашка ближе к телу

США, заявляющие о готовности обеспечить Европу сжиженным газом взамен российского трубопроводного, при этом лидируют в мире по объему суточной нефтедобычи. В прошлом году страна добывала 11,19 млн б/с — больше, чем Иран, Кувейт, Нигерия и ОАЭ вместе взятые. По данным Bloomberg, в апреле Штаты поставили Европе почти 50 млн баррелей нефти, что



стало максимумом с 2016 года, когда в стране был снят запрет на экспорт черного золота. Означает ли это, что Вашингтон — главная палочка-выручалочка Европы в условиях возможного эмбарго на российскую нефть?

По-видимому, нет. Во-первых, США потребляют больше нефти, чем производят, и сами импортируют ее из Мексики, Канады, а до недавних пор и из России. Для существенного роста добычи стране необходимы масштабные вложения в новое бурение, в чем американские сланцевики пока не слишком заинтересованы. К концу прошлого года число пробуренных, но незаконченных скважин (drilled uncompleted wells, DUC) упало до 4500 — уровня 2013 года. Эффективность бурения непрерывно снижалась при росте затрат (по прогнозу Halliburton, в 2022 году они вырастут с 25% до 35%).

В конце марта Белый дом обвинил нефтяников в нежелании быстро наращивать добычу для снижения дефицита нефти и цен на бензин в

стране. По словам представителя администрации, «слишком много компаний... предпочитают получать экстраординарную прибыль и не делать дополнительных инвестиций, чтобы помочь с поставками. Один генеральный директор признал, что, даже если цена достигнет \$200 за баррель, они не собираются наращивать добычу».

В мае американское Минэнерго в очередной раз снизило прогноз по добыче нефти в стране в 2022 году: ожидается, что она вырастет к прошлому году лишь на 720 тыс. б/с, до 11,91 млн б/с. В 2023-м прогнозируется более существенный рост — до 12,85 млн б/с, что станет рекордом среднегодовой добычи в США.

Более долгосрочные прогнозы не столь оптимистичны: по данным WSJ, если пять крупнейших американских сланцевых компаний продолжат добычу теми же темпами, что сейчас, запасов их месторождений хватит примерно на десятилетие, а при 15%-ном росте добычи они истощатся уже через шесть лет.

Участники рынка предполагают, что добыча в США будет расти на 2–3% в год.

Судя по всему, это обстоятельство позволит Штатам наращивать поставки в Европу, однако для компенсации российского импорта этого будет недостаточно. В том числе потому, что у Вашингтона есть экспортные обязательства перед странами АТР, прежде всего Китаем, которому по мере снятия новых локдаунов потребуется больше нефти. При этом США сами испытывают нефтяной дефицит после запрета на поставки из России, тем более что в

США потребляют больше нефти, чем производят, и сами импортируют ее из Мексики, Канады, а до недавних пор и из России. Для существенного роста добычи стране необходимы масштабные вложения в новое бурение, в чем американские сланцевики пока не слишком заинтересованы



стране продолжает расти внутреннее потребление (по прогнозу, в 2022-м — до 20,51 б/с). По данным Reuters, в марте американцы просили бразильскую госкомпанию Petrobras увеличить нефтедобычу, но получили отказ. А решение Джо Байдена высвободить из стратегического резерва 180 млн баррелей нефти вызвало недовольство стран — участниц МЭА, заявивших, что Вашингтон стремится решить исключительно внутренние проблемы вместо того, чтобы защищать европейских потребителей от «возможных перебоев с поставками».

Нефть важнее политики

В числе альтернативных источников нефтяного импорта для Европы называются также Иран и Венесуэла — государства, которые находятся под санкциями США, но остаются важными потенциальными игроками нефтяного рынка. Несмотря на политические разногласия, Вашингтон сегодня ведет переговоры с обеими странами о росте добычи для снижения зависимости от поставок из России.

По данным МЭА, к маю резервные мощности Ирана составляли 1,25 млн б/с при общем объеме добычных мощностей в 3,8 млн б/с. Как недавно сообщил президент Ибрахим Раиси, несмотря на санкции, с августа прошлого года страна в два раза нарастила нефтяной экспорт, «доставив нефть в места, о которых американцы даже не могут подумать». При этом в Тегеране заявляют, что «приложат все усилия, чтобы вернуть себе долю нефтяного рынка», и готовы вновь удвоить экс-

порт нефти «при достаточном спросе» на нее.

По экспертным оценкам, дополнительные поставки Ирана на мировой рынок могут составить 1–1,5 млн б/с, но вряд ли это произойдет раньше середины 2023-го — 2024 года. Прежде Евросоюзу, Вашингтону и Тегерану надо реанимировать забуксовавшие переговоры по Совместному всеобъемлющему плану действий (СВПД), предполагавшему снятие санкций в обмен на ограничение иранской ядерной программы. Между тем Иран не спешит договариваться и утверждает, что в условиях растущих цен на нефть экономика страны не так сильно зависит от возобновления сделки. «Если переговоры провалятся, это не будет

концом света», — приводит Reuters мнение иранского нефтяного чиновника. Но и в случае успеха переговоров не факт, что все новые объемы Ирана пойдут в Европу, поскольку сегодняшний нефтяной экспорт страны, осуществляемый в обход санкций, ориентирован главным образом на Китай.

Одновременно страна активизирует стратегическое нефтегазовое партнерство с Россией. По словам иранского посла в Москве, Тегеран передал российским партнерам «всеобъемлющую и полную карту сотрудничества», в том числе «в сфере добычи, развития нефтегазовых месторождений, переработки, нефтеочистки, нефтехимии и передачи оборудования и технологий».



Простая переориентация экспортных потоков не решит всех проблем Европы. Об этом свидетельствует так и не согласованный к концу мая шестой пакет антироссийских санкций ЕС, предполагавший запрет на импорт нефти и нефтепродуктов из РФ. Главным препятствием стала позиция Венгрии, которая требует от Евросоюза компенсировать ей многомиллиардные потери от введения нефтяного эмбарго либо не распространять его на трубопроводные поставки

Что касается Венесуэлы, то ее нефтяная отрасль из-за экономического кризиса и санкций пострадала значительно сильнее иранской, снизившись более чем втрое — с 3 млн до 0,7 млн б/с. Чтобы обеспечить собственные НПЗ, страна в мае начала импорт тяжелого иранского сырья. Тем не менее нынешней весной Каракас после длительного перерыва возобновил поставки нефти за рубеж.

По подсчетам доцента Финансового университета при правительстве РФ Валерия Андрианова, для восстановления прежнего уровня добычи Венесуэле в ближайшие 7–10 лет потребуется около \$70 млрд инвестиций. Где взять эти деньги — большой вопрос.

Нефтяники США сегодня просят правительство разрешить им работать в Венесуэле в рамках сотрудничества с местной государственной PDVSA. Считается, что в этом случае добычу в стране в короткие сроки можно нарастить более чем до 1 млн б/с. В середине мая американский Минфин выдал компании Chevron генеральную лицензию, позволяющую начать с Каракасом обсуждение будущей деятельности в стране. По информации The Washington Post, администрация США готова снять нефтяные санкции против Венесуэлы, если президент Николас Мадуро вернется к переговорам с оппозицией. Возможно, венесуэльский ресурс поможет самим США справиться с дефицитом нефти, но вряд ли на него может всерьез рассчитывать Европа.

За эмбарго надо платить

Согласно майскому прогнозу МЭА, в 2022 году мировой спрос на нефть вырастет на 1,8 млн б/с, в среднем до 99,4 млн б/с. «Ожидается, что со временем неуклонно растущие объемы ОПЕК+ с Ближнего Востока и США наряду с замедлением роста спроса помогут компенсировать острый дефицит предложения на фоне усугубляющихся перебоев с поставками из России», — констатирует агентство.

По мнению аналитика «Открытие Инвестиции» Андрея Кочеткова, «речь идет о том, что, возможно, Саудовская Аравия поменяется с Россией рынками». «То есть мы им

НЕТ ИНВЕСТИЦИЙ — НЕТ МОЩНОСТЕЙ

Как заявил в мае на конференции в Абу-Даби министр энергетики Саудовской Аравии принц Абдулазиз бен Сальман, накопленный недостаток инвестиций ведет к сокращению свободных мощностей во всех энергетических секторах и, как следствие, к нынешним рекордным ценам на нефть, дизтопливо и газ. «В мире заканчиваются энергетические мощности на всех уровнях», — приводит Bloomberg слова министра.

Со своей стороны, глава Минэнерго ОАЭ Сухейль аль-Мазруи сообщил, что без дополнительных инвестиций по всему миру ОПЕК+ не сможет гарантировать достаточные поставки нефти после восстановления спроса от последствий коронавируса. Производители нефти предупреждали о недостатке инвестиций в то время, когда «кто-то говорил, что не надо инвестировать в ископаемые топлива», в результате мощности по нефтедобыче в мире снизились, отметил Мазруи. По его словам, дополнительные решения сократить «закупки определенных баррелей нефти» в связи с конфликтом на Украине могут привести к новому росту цен на рынке.

отдаем Европу, а вместо этого получаем Индию и китайские поставки. Иначе Европа просто не сможет закупить нефть из других источников. Какие-либо новые проекты для повышения добычи, альтернативной российской, потребуют несколько лет и сотни миллиардов долларов инвестиций», — сказал эксперт в интервью «БИЗНЕС Online».

Как отмечал вице-премьер РФ Александр Новак, в случае эмбарго на российскую нефть мировые цены на черное золото могут взлететь до \$300 за баррель. К тому же простая переориентация экспортных потоков не решит всех проблем Европы. Об этом свидетельствует так и не согласованный к середине мая шестой пакет антироссийских санкций ЕС, предполагавший запрет на импорт нефти и нефтепродуктов из РФ. Главным препятствием стала позиция Венгрии, которая требует от Евросоюза компенсировать ей многомиллиардные потери от введения нефтяного эмбарго либо не распространять его на трубопроводные поставки. Отказ от российской нефти равносильно «экономической атомной бомбе». «В Венгрии цены на топливо вырастут на 55–60%. Их повышение повлечет за собой рост цен на все товары. Страна этого не выдержит», — заявил глава венгерского МИД Петер Сийярто. Отсрочки введения эмбарго требуют для себя также Чехия и Словакия.

Дополнительной проблемой становится переработка легкой ближневосточной, а также американской нефти на восточноевропейских НПЗ,

«заточенных» под более тяжелую российскую Urals. Странам региона придется модернизировать свои заводы либо искать нефть, близкую по составу к Urals. Ближайшими ее аналогами являются иранский сорт Iran Heavy и нефть Венесуэлы — стран, импорт из которых затруднен в том числе из-за санкций.

Значительные сложности возникнут у Германии, которая в 2021 году получила из России более трети, почти 28 млн тонн, из общего объема импортируемой нефти. При этом правительство Олафа Шольца намерено до конца текущего года отказаться от поставок из РФ даже при отсутствии консенсуса по этому вопросу внутри ЕС. Так, нефть на НПЗ в Шведте и Лойне, поступавшую по нефтепроводу «Дружба», ныне планируется доставлять из польского порта Гданьск. В мае власти федеральной земли Бранденбург призвали правительство ФРГ выделить 2 млрд евро в качестве помощи для адаптации завода в Шведте к последствиям антироссийского эмбарго. Есть основания полагать, что смена логистических цепочек и возможное переоборудование заводов для приема других сортов сырья еще больше взвинтит цены на нефтепродукты в Европе.

Западные добывающие компании, со своей стороны, предупреждают о возможных потерях от выхода из нефтегазовых проектов в России. По данным немецкой Wintershall Dea, в этом случае себестоимость ее добычи вырастет почти на 50% — с 4,3 до 6,3 евро за баррель нефтяного эквивалента.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ НЕФТЕСЕРВИС — НОВЫЕ НАДЕЖДЫ

«МеКаМиннефть» — наперекор кризисам

Президент РФ Владимир Путин на совещании по развитию нефтяной отрасли 17 мая объявил о намерении российских властей стимулировать проекты, связанные с развитием отечественных технологий нефтесервиса, включая освоение и эксплуатацию месторождений. Судя по всему, теперь для компаний из России, которые в последние годы, несмотря на давление крупных мировых мейджоров, старались занять достойную долю отечественного рынка, открываются огромные перспективы.

Стоит отметить, что в современной системе добычи углеводородного сырья нефтесервисные компании берут на себя решение важных задач по эксплуатации месторождений, повышению их эффективности. **ЗАО «СП «МеКаМиннефть»** — одна из первых нефтесервисных компаний Югры, созданная в 1992 году. К своему 30-летию она подошла с широким спектром компетенций, в том числе и в столь важной сфере, как увеличение продуктивности нефтяных и газовых скважин. В настоящее время компания является стратегическим партнером системообразующих предприятий российского ТЭК.

«МеКаМиннефть» обладает собственной солидной производственной базой, а также большим парком современной техники. Он включает, в частности, 25 комплексов для гидроразрыва пласта (ГРП), в том числе 3 высокорасходных комплекса с возможностью закачки до 17 м³/мин и 2 «вертолетных» комплекса ГРП; 7 комплексов ГНКТ, включая 1 «вертолетный»; системы заканчивания скважин собственного производства и вспомогательное оборудование. Ежегодно **«МеКаМиннефть»** выполняет рекордное для РФ количество работ — свыше 5 тыс. по сервисам ГРП, ГНКТ, заканчивания. Такой большой объем скважино-операций и повышение их качества стали возможны благодаря применению высокотехнологичного оборудования, внедрению мировых практик в области повышения нефтеотдачи и работе квалифицированного персонала. Эффективность технологий

ГРП, которые применяет **«МеКаМиннефть»**, составляет практически 100%.

Современные комплексы ГНКТ предприятия предназначены для работ различной сложности:

1. Нормализация забоя скважины с последующим освоением азотом.

2. Проведение ПГИ на ГНКТ (автономные приборы либо онлайн на ГНКТ с кабелем).

3. Фрезерование седел компоновок МГРП до равнопроходного диаметра.

4. Проведение МГРП с применением ГНКТ:

- работа по открытию/закрытию портов МГРП с помощью ключа, спущенного на ГНКТ;

- Plug&Perf. Посадка пакер-пробки с последующей перфорацией (ГПП или кумулятивная) за одну СПО;

- СТАФ. Проведение ГПП с отсечением нижних интервалов механическим пакером за одну СПО с последующим проведением ГРП по малому затрубю.

В настоящее время более 2 тыс. сотрудников **«МеКаМиннефти»** работают на 15 производственных участках предприятия в Западной и Восточной Сибири, Волго-Уральском регионе и на удаленных месторождениях Таймыра и Ямала.

Неудивительно, что в число постоянных заказчиков **«МеКаМиннефти»** входят дочерние компании крупнейших российских недропользователей — «Роснефти» и ЛУКОЙЛа, «Газпром нефти» и НОВАТЭКа, «Сургутнефтегаза» и «ННК», а также многочисленные предприятия, относящиеся к структуре «Газпрома». Партнеры по достоинству оценивают потенциал компании, ее сильные стороны: богатый опыт, высочайшую компетентность и ответственность сотрудников.

Важным направлением работы **«МеКаМиннефти»** является выполнение заказов по освоению трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Не стоит забывать, что в портфеле российских нефтегазовых компаний ТРИЗы уже составляют более 50% всего объема добычи. Кроме того, ТРИЗы — это более 65% общего объема доказанных запасов нефти в России. Для

месторождений Западной Сибири такие запасы относятся к объектам с низкопроницаемыми коллекторами, как баженовская свита, и для ее эффективной разработки (на объектах РИТЭКа) **«МеКаМиннефть»** применяет систему заканчивания для проведения МГРП с полнопроходным внутренним диаметром хвостовика и управляемыми муфтами. Активация муфт осуществляется с помощью ключа, который спускается на ГНКТ на целевую муфту, гидравлически активируется, и натяжением вверх всей ГНКТ происходит сдвиг внутренней гильзы, заколонное пространство и внутреннее пространство хвостовика сообщаются через отверстия (фрак-порты) во внешнем корпусе муфты. Далее проводится обработка продуктивной зоны (ГРП или кислотная обработка / кислотный ГРП). Затем муфта закрывается с помощью ГНКТ, ключ поднимается на следующую стадию (муфту), процесс по открытию и проведению ГРП повторяется. Проведение ГРП на запланированную зону возможно как с подъемом ГНКТ на поверхность, так и со спущенным ключом в зоне муфты в зависимости от планового расхода жидкости.

Данный отечественный комплекс заканчивания с управляемыми муфтами разработан на российском заводе «Р-Фактор» в г. Нижневартовске, входящем в группу компаний **ЗАО «СП «МеКаМиннефть»**, которое совместно с ООО «РИТЭК» владеет интеллектуальной собственностью на это оборудование.

Стоит подчеркнуть, что оборудование адаптировано под высокие давления и температуры, характерные для верхнеюрских отложений. Надежность оборудования оценивается в 98–99%, что сопоставимо с западными аналогами.

«МеКаМиннефть» успешно применяет данный комплекс заканчивания в интегрированной системе услуг начиная с 2018 года. На Средне-Назымском и Гальяновском месторождениях ООО «РИТЭК» на объектах баженовской свиты проведено более 550 скважино-операций МГРП по технологии большеобъемной высокоскоростной закачки с расхо-

дом до 10 м³/мин (объем закачиваемой жидкости для одной стадии составляет более 1600 м³). Среднее количество стадий на скважину – 16, длина горизонтального участка – от 1500 до 1700 метров.

За счет высокой управляемости предлагаемого компанией интегрированного сервиса срок освоения скважин с проведением МГРП сокращается более чем в два раза, кроме того, существенно увеличиваются стартовые дебиты добываемой продукции. В частности, внедрение комплекса заканчивания горизонтальных скважин с использованием управляемых муфт «МеКаМиннефти» и применение технологии высокорасходных МГРП уже обеспечили нефтяникам ХМАО-Югры успешный старт промышленного освоения трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты и ускорили их дальнейшую разработку. Кроме этого, для снижения загрязнения пласта и трещины при ГРП и, как следствие, увеличения притока «МеКаМиннефть» успешно применяет «чистые жидкости ГРП» на основе ксантана и полиакриламида. Преимущества систем прежде всего в низкой вязкости при уникальной песконесущей способности, контроле роста трещины в высоту, сокращении рисков прорыва в водоносные зоны, отсутствии кольматации пласта.

«ТЭК ставит перед нами амбициозные вызовы, мы берем курс на поиск эффективных технологических решений и применение мировых практик, адаптируя их под скважинные условия месторождений нефтегазодобывающих предприятий», – подчеркнул генеральный директор **ЗАО «СП «МеКаМиннефть»** Андрей Ефремов.

Еще одним сложным направлением, входящим в разряд освоения ТРИЗов, является выполнение работ по МГРП на ачимовских отложениях. В связи с низкой проницаемостью породы, разрозненностью и неоднородностью пластов, низкими фильтрационными свойствами и аномально высоким пластовым давлением для ачимовской толщи «МеКаМиннефть» подбирала более сложные и обдуманные технологические решения. В эпоху «трудных» углеводородов именно с ачимовскими залежами связаны ближайшие перспективы развития российской нефтегазовой отрасли, и их разработка способна не просто обеспечить существующий уровень добычи на действующих месторождениях, но и увеличить его за счет приобщения новых крупных активов. На ачимовских пластах Уренгойского и Ямбургского НГКМ ПАО



«Газпром» успешно зарекомендовала себя технология азотно-пенного ГРП (с качеством пены 30–70%). Азотно-пенный ГРП наносит меньшие повреждения пласту и пропантной пачке, таким образом, улучшает производительность скважины и позволяет контролировать рост трещины в высоту.

Хотелось бы напомнить, что успешное развитие проектов **ЗАО «СП «МеКаМиннефть»** проходило на фоне череды кризисов, которые начиная с 2015 года потрясли сектор мирового и отечественного нефтесервиса. Тем не менее благодаря актуальным разработкам, наличию крепкой материально-технической базы, четким и грамотным действиям всей команды компания уверенно смотрит в будущее даже в условиях экономической нестабильности. Как ранее отмечала губернатор ХМАО Наталья Комарова, на долю Западной Сибири приходится большая часть добываемых в стране нефти и газа, при этом в регионе процент импортозамещающего оборудования и технологий довольно высок.

В 2021 году на Петербургском международном экономическом форуме «МеКаМиннефть» подписала трехстороннее Соглашение о сотрудничестве с госкорпорацией «Роскосмос» и ПАО «Газ-

пром нефть» по созданию, экспертной оценке и испытанию современного отечественного флота ГРП для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Данное сотрудничество позволяет в условиях антироссийских санкций и реализации программы импортозамещения создавать высокотехнологичное оборудование для нужд ТЭК.

Очевидно, что эти положительные достижения Югры и, в частности, «МеКаМиннефти» пригодятся всей нефтесервисной отрасли России, поскольку после ухода с российского рынка крупных иностранных игроков отечественный бизнес столкнулся с принципиально новыми вызовами. Теперь именно на российские компании возлагаются основные задачи по переоснащению отрасли, созданию эксклюзивных технологий нефтегазодобычи.

По итогам работы в 2021 году ПАО «Газпром нефть» признало «МеКаМиннефть» лучшей компанией по ГРП, а по оценке финансово-экономических показателей «МеКаМиннефть» включена в отраслевой рейтинг устойчивых и динамично развивающихся предприятий. За вклад в развитие российского нефтегазового сектора компании присвоено звание «Достояние отрасли 2021».



ЗАО «СП «МеКаМиннефть»

Юридический и почтовый адрес:

628684, г. Мегион, ул. Западная, 31, стр. 18

Тел.: 8 (34643) 40-201

Факс: 8 (34643) 40-270

e-mail: megion_mecamineft@mecamineft.com

Где взять больше газа

СВЕТЛАНА КРИСТАЛИНСКАЯ



План Евросоюза по отказу от российского газа, как бы это ни было больно, начинает претворяться в жизнь, причем частично силами самой России. Контракты на импорт газа, от продления которых европейским странам рекомендовало отказаться МЭА, прерваны ввиду нежелания стран платить по новой схеме, установленной РФ. Россия ввела санкции, коснувшиеся взятой под контроль регулятора ФРГ Gazprom Germania, владеющей ПХГ в Европе и контрактами на продажу газа, а также оператора польского участка газопровода Ямал — Европа. Еврокомиссия оценила стоимость ухода от российского газа в 210 млрд евро. Однако в ближайшем будущем дефицит и высокие цены сохранятся: способности ЕС принимать больше СПГ ограничены, а санкции в отношении СПГ-отрасли РФ поставили под удар ее проекты.

Утром рубли — вечером газ

Напомним, что Евросоюз и Международное энергетическое агентство (МЭА), где первую скрипку играют Соединенные Штаты Америки, в начале марта опубликовали план по сокращению зависимости стран ЕС от российского газа на фоне проведения специальной военной операции (СВО) на Украине.

Один из пунктов включал отказ от продления истекающих контрактов на закупку газа, что могло бы дать сокращение потребления на 15 млрд м³. В конце 2022 года заканчиваются контракты на импорт газа из России у Польши, давно настроенной отказываться от поставок «Газпрома», у Болгарии, которая почти на 100% зависит от российского голубого топлива, а также один из контрактов итальянской Edison — на 2 млрд м³. Польша и Болгария заявили об отказе продлять эти контракты на фоне пожеланий Евросоюза избавиться от российского газа после начала СВО.

Не дожидаясь конца года, страны отказались платить по установленной с 1 апреля российским руководством схеме, предполагающей, что оплата за газ будет считаться осуществленной тогда, когда Газпромбанк конвертирует полученную валюту в рубли.



Еврокомиссия долгое время не могла дать четкого ответа, что делать компаниям с оплатой газа рублями, и они начали открывать счета в обеих валютах. В частности, это сделали итальянская Eni, немецкая Uniper и французская Engie

Для этого европейским клиентам нужно открыть два счета в Газпромбанке, который конвертирует евро или доллары в рубли, давая таким образом российской компании уверенность в том, что эти деньги точно поступят на ее счета. Если оплата осуществляется не в полном объеме, в иностранной валюте или в неполномоченный банк, отгрузка прекращается.

Еврокомиссия посчитала такую схему способом обхода санкций и запретила своим компаниям использовать ее. Неопределенность относительно продолжения поставок российского газа в Европу вызвала рост стоимости энергоносителя на TTF на 3%, до \$30 за MMBtu (примерно \$1000 за тыс. м³).

Первыми «жертвами» стали болгарская Bulgargaz и польская PGNiG, которым 27 апреля перекрыли вентиль за неуплату. «Газпром» также пригрозил, что сократит транзит в третьи страны в случае, если Болгария и Польша решатся на несанкционированный отбор газа из транзитного потока.

Позднее к ним присоединилась финская Gasum, при этом компания намерена решить в арбитраже прошлогодний спор с «Газпромом» по условиям долгосрочного контракта. Финляндия, покупающая у российского поставщика около 1,6 млрд м³

газа в год, намерена на пару с Эстонией арендовать плавучую регазификационную установку (FRSU).

Еврокомиссия в течение месяца не могла дать четкого ответа, что делать компаниям, и они начали открывать счета в обеих валютах. В частности, это сделали итальянская Eni, немецкая Uniper и французская Engie.

По словам вице-премьера РФ Александра Новака, на конец второй декады мая рублевые счета в Газпромбанке открыли около половины клиентов «Газпрома» — как крупных, так и мелких.

Первый на вылет

Польша уже в течение нескольких лет декларирует, что намерена прекратить покупать газ у России: контракт на импорт до 11 млрд м³ газа в год по газопроводу Ямал — Европа заканчивается в 2022-м (хотя Польша покупала чуть менее 10 млрд м³). В целом Польша потребляет почти 22 млрд м³ газа, из них 4 млрд м³ добывает сама.

Страна активно строила инфраструктуру для приема газа из других источников: терминалы по приему сжиженного природного газа (СПГ) из США и газопровод для доставки газа из Норвегии. Так, в 2015 году в Польше построен регазификационный терминал (Свиноуйсьце), способный принимать 5 млрд м³ газа в

год (3 млн тонн СПГ), изучается вопрос о его расширении до 7,5 млрд м³ (4,5 млн тонн СПГ).

Государственная нефтегазовая компания Польши PGNiG имеет контракт на закупку до 2028 года 3 млрд м³ газа в год в Катаре, 2 млрд м³ газа у американской Cheniere.

С мая 2022 года другая американская компания, Venture Global LNG, начала поставлять газ в Польшу, в 2023-м поставки выйдут на уровень 2 млрд м³ газа в год. Еще 5 млрд м³ природного газа поляки планируют закупать у Venture Global LNG с проекта Plaquemines в Луизиане.

Неудачей закончилось заключение соглашения о закупках газа с американской Sempra Energy, которая обещала 2 млн тонн (3,3 млрд м³) с СПГ-завода Port Arthur. Строительство задерживается, и теперь PGNiG ждет от Sempra Energy 3 млн тонн (5 млрд м³) с этого и других проектов не раньше 2027 года.

В будущем году запланировано окончание строительства газопровода Baltic Pipe мощностью 10 млрд м³ газа в год, по которому можно будет доставлять газ с норвежского шельфа. Впрочем, реализуют проект операторы Польши и Дании, предполагается, что на последнюю также придется часть поставок. Целью газопровода является и возможность поставок газа из Польши в Данию и Швецию. Польша рассчитывает приобретать с 2023 года в Норвегии до 10 млрд м³, из них 2,5 млрд м³ приходится на газ, который добывает PGNiG в рамках норвежских концессий, еще 7,5 млрд м³ можно покупать у других норвежских производителей.

Поляки также рассчитывают на возможные поставки с терминала в соседней Литве: терминал в Клайпеде способен принимать 3 млн тонн СПГ в год, но это если хватит прибалтийским друзьям — Эстонии и Латвии. С мая начал работу магистральный газопровод между Литвой и Польшей (GIPL). При этом сама Литва прекратила покупать СПГ НОВАТЭКа с проекта «Криогаз-Высоцк» мощностью 660 тыс. тонн в год, а также намерена отказаться от поставок «Газпрома», покрывающего треть потребностей страны в газе. «Криогаз-Высоцк» снабжает газом и другие страны региона — Финлян-



По словам вице-премьера РФ Александра Новака, на конец второй декады мая рублевые счета в Газпромбанке открыли около половины клиентов «Газпрома» — как крупных, так и мелких



дию, Швецию, Эстонию, Латвию и ту же Польшу.

Но в моменте, отказавшись от газа «Газпрома», Польша начала снабжаться с западной стороны (из Германии и Чехии) реверсом по Ямалу — Европе, а Болгария — получать газ со стороны Греции.

Реверс на реверс

Позднее, как сообщил «Газпром», Германия прекратила физический реверс российского газа в Польшу по Ямалу — Европе, однако немедленно возник виртуальный реверс для Польши из появившихся заявок потребителей Италии и Франции, которые обеспечиваются по польскому коридору. «Мы это видим и фиксируем», — заявили в российском концерне.

Польша использует этот газ для закачки в свои подземные хранилища. При этом ПХГ Европы сейчас заполнены в среднем на 34%, а ПХГ Польши — на 80%, подчеркнули в компании.

Через некоторое время кабинет министров во исполнение указа президента Российской Федерации Владимира Путина от 3 мая 2022 года ввел санкции в отношении ряда компаний, включая EuRoPol GAZ, которая является владельцем польского участка газопровода Ямал — Европа. Указом установлен запрет на совершение сделок и платежей в пользу лиц, находящихся под санкциями, в частности для «Газпрома».

Это означает запрет на использование принадлежащего компании EuRoPol GAZ газопровода для транспортировки российского газа через Польшу, пояснил «Газпром», не преминув заметить, что ранее польская сторона неоднократно нарушала его права как акционера EuRoPol GAZ, а 26 апреля 2022 года внесла «Газпром» в санкционный список, заблокировав для компании возможность осуществлять права по акциям и другим ценным бумагам EuRoPol GAZ и получать дивиденды.

Это не ваше имущество!

Стоит отметить, что Польша ввела санкции в отношении не только «Газпрома», но и НОВАТЭКа, который снабжает страну сжиженным углеводородным газом (СУГ) — почти 0,5 млн тонн, а также СПГ.



Польша уже в течение нескольких лет декларирует, что намерена прекратить покупать газ у России: страна активно строила инфраструктуру для приема газа из других источников — терминалы по приему сжиженного природного газа из США и газопровод для доставки газа из Норвегии

Заморозив активы компании и исключив польскую «дочку» НОВАТЭКа из процедуры госзакупок, МВД Польши фактически лишило компанию возможности исполнять обязательства перед клиентами, и она объявила форс-мажор. Отдельным распоряжением премьер-министр страны обязал НОВАТЭК обеспечить доступ польских государственных компаний к своей инфраструктуре, поскольку несколько районов Польши остались без газа, что компания и сделала. Польские СМИ прямо говорят о национализации российских активов.

Но самый громкий случай произошел на главном европейском рынке «Газпрома» — в Германии. 1 апреля реализовался витавший накануне слух, что власти ФРГ обдумывают национализацию германских активов «Газпрома»: компания сообщила, что утратила контроль над холдингом Gazprom Germania, объеди-

няющим активы в области торговли и логистики газа. Речь идет о дистрибьюторе WINGAS/WIEE, операторе хранения Astora.

Группа Gazprom Marketing & Trading также включает розничного оператора Gazprom Marketing & Trading Retail Ltd. (бренд Gazprom Energy) и глобального СПГ-трейдера Gazprom Global LNG, который имеет контракты на покупку и продажу СПГ с трейдинговой «дочкой» «Ямала СПГ» и Sakhalin Energy.

Через несколько дней глава Минэкономики ФРГ Роберт Хабек заявил, что Gazprom Germania до 30 сентября передана под управление Федерального сетевого агентства (BNetzA).

Формально одной из причин такого шага регулятор назвал нарушение обязательств по раскрытию информации о смене собственника: владелец Gazprom Germania GmbH ООО «Газпром экспорт бизнес-сервисы» перешел из 100-процентной

собственности ООО «Газпром экспорт» во владение АО «Палмэри» (0,1%) и ООО «Газпром экспорт бизнес-сервисы» (99,9%).

Поскольку компания управляет критически важной инфраструктурой в ФРГ, любое участие в таких активах инвесторов не из ЕС должно было быть одобрено Министерством экономики.

Регулятор настаивает, что передача попечительского управления над Gazprom Germania не является национализацией, контроль будет ограничен по времени.

Первым делом Германия высказалась за необходимость закачивать газ в подземные хранилища Gazprom Germania, уровень заполненности которых оказался менее 1%. С этого года Европа ввела жесткое регулирование использования подземных хранилищ. К началу сезона отбора в 2022 году запасы должны быть не менее 80% от мощности ПХГ, в последующие годы — 90%.

ВNetzA призвало банки и торговых партнеров Gazprom Germania продолжить работу с компанией во избежание обвала рынка, опасаясь угрозы ее неплатежеспособности в случае невозможности закупать производственные ресурсы или предлагать услуги.

Однако тем же распоряжением об ответных санкциях правительство России запретило «Газпрому» совершать сделки и платежи с Gazprom Germania.

В результате поток газа из России в Германию сократился на 10 млн м³ в сутки, оценил вице-канцлер, министр по делам экономики и защиты климата Роберт Хабек. Он уверяет, что страна подготовлена к такой ситуации и сможет покупать недостающие объемы в других местах, готова и «финансовая помощь».

Еще один имущественный спор произошел с НОВАТЭКом, который смог арестовать суда, принадлежащие голландской компании Boskalis, выполнявшей работы для животрепещущего проекта «Арктик СПГ 2». Голландцы в начале марта без объяснения причин остановили работы и уведомили об одностороннем прекращении действия договора.

«Арктик СПГ 2», международный проект НОВАТЭКа с участием французских, китайских, японских инвесторов, всеми силами пытается построить хотя бы первую линию завода по производству СПГ на фоне санкций, введенных Евросоюзом в отношении участия в российских энергетических про-

ектах, а также запрета на поставки оборудования и технологий в сфере СПГ.

Подрядчики утверждают, что даже первую линию запустить будет сложно. «Арктик СПГ 2» планировал ввести первую очередь на 6,6 млн тонн в год в 2023-м. В 2024 и 2025 годах — еще по 6,6 млн тонн. Впрочем, глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон в конце мая заявил, что сроки запуска проекта пока не меняются.

Россия планировала производить до 140 млн тонн СПГ к 2035 году по сравнению с текущими 30 млн тонн в год. Европейские санкции в отношении СПГ-сектора ставят эти планы под удар.

Не жили хорошо, не надо и начинать

Но газа недостаточно уже сейчас, и это отражается на ценах с 2021 года — они выросли в 5–6 раз. МЭА еще до начала СВО на Украине провело расчеты, показавшие, что на рынке недостаточно предложения СПГ из-за простоев мощностей и недостатка сырьевого газа.

Если не будет действенной политики по снижению спроса на газ для сокращения выбросов, предложения не хватит из-за задержек по СПГ-проектам, а также небольшого количества новых инвестиций. По расчетам экспертов, в 2021 году было потеряно около 25 млрд м³ газа на рынке СПГ из-за проблем с добычей, что привело к простоям около 5% мировых мощностей.

Задержки в реализации проектов могут ограничить предложение в течение нескольких последующих лет, подсчитали в МЭА. На начало 2021 года строились мощности по сжижению около 190 млрд м³ газа, из них 20% двигались быстрее заявленного плана (в среднем на 8 месяцев), 35% — по плану и около 45% мощностей опаздывали в среднем на 14 месяцев.

При этом отставания от плана были особенно заметны для заводов, которые должны были выйти на полную мощность в 2024 году, включая LNG Canada, Mozambique LNG и Golden Pass в США.

В 2020–2021 годах были одобрены решения только по двум небольшим СПГ-проектам: Energia Costa Azul в Мексике и вторая линия Pluto

Польша ввела санкции в отношении не только «Газпрома», но и НОВАТЭКа, который снабжает страну сжиженным углеводородным газом — почти 0,5 млн тонн, а также СПГ



LNG в Австралии, а также один крупномасштабный проект расширения (North Field East в Катаре).

В 2023 году планируется запуск новых СПГ-мощностей лишь на 12 млрд м³ газа в год, а в 2024-м — на 30 млрд м³, в то время как ожидалось, что будут запущены мощности по сжижению на 80 млрд м³ газа в год. Ситуация должна выровняться в последующем: в 2025 году возможен запуск 50 млрд, а не 10 млрд м³ газа, как предполагалось на момент принятия инвестрешения, в 2026-м — 50 млрд, а не 40 млрд м³ газа в год.

Известно, что Европа уповает на поставки СПГ из США, и американские экспортеры природного газа рассчитывают реализовать новую серию проектов, намереваясь извлечь прибыль на фоне дефицита предложения в Европе и роста мировых цен.

Однако, по словам вице-президента Wood McKinsey по исследованию рынка газа и СПГ Массимо Ди Одордо, «для новых поставок нужно 4–5 лет, то есть до 2025–2026 года новые объемы СПГ вряд ли придут в Европу».

Кроме того, аналитики сохраняют настороженность, отмечая, что, несмотря на нынешний мировой дефицит топлива, покупатели и инвесторы должны быть уверены, что спрос на СПГ сохранится в более долгосрочной перспективе в условиях перехода на более чистые виды топлива.

В McKinsey полагают, что в следующее десятилетие спрос на газ вырастет на 10% при любых сценариях. После 2030 года прогнозы по спросу расходятся из-за усиления давления на декарбонизацию.

Инвесторам придется сильно подумывать, вкладываться ли в новые проекты, чтобы сбить цены, ведь инвестиционный цикл газового проекта составляет 15–20 лет.

Ветер дует в лицо, мы упорно идем вперед

Евросоюз, который покрывает 40% своего спроса российским газом, в марте объявил о намерении отказаться от двух третей поставок к концу 2022 года: в прошлом году ЕС закупил около 150 млрд м³ газа (оценки разнятся, а в допандемий-



«Арктик СПГ 2», международный проект НОВАТЭКа с участием французских, китайских, японских инвесторов, всеми силами пытается построить хотя бы первую линию завода по производству СПГ на фоне санкций, введенных Евросоюзом в отношении участия в российских энергетических проектах, а также запрета на поставки оборудования и технологий в сфере СПГ



ные времена закупалось до 200 млрд м³).

Несмотря на сомнения аналитиков в достижении такой цели, Еврокомиссия 18 мая опубликовала подробный план «постепенного устранения зависимости от России по газу задолго до конца десятилетия», назвав его REPowerEU. Почти две трети сокращения могут быть достигнуты к концу этого года при реализации представленных мер, настаивает ЕК.

В числе краткосрочных шагов названо быстрое развертывание проектов солнечной и ветровой энергетики в сочетании с возобновляемым водородом — это снизит

импорт газа на 50 млрд м³. Первые водородные проекты в ЕС должны быть утверждены к лету. Увеличение производства биометана позволит снизить импорт дополнительно на 17 млрд м³.

Экономия потребления гражданами и бизнесом за счет снижения температуры в помещениях, более экономичного вождения, эффективного использования бытовых приборов исключит еще 13 млрд м³ газа.

Ключевым способом диверсификации поставок природного газа станет Энергетическая платформа ЕС — добровольный механизм объединения спроса, координации использования инфраструктуры

импорта, хранения и передачи, а также переговоров с международными партнерами для облегчения общих закупок газа, СПГ и водорода.

Так, Европа рассчитывает увеличить закупки газа у США, Канады и Норвегии, «координироваться с покупателями газа, такими как Япония, Китай и Южная Корея», «возобновить энергетический диалог с Алжиром», «продолжить кооперацию с производителями Ближнего Востока, включая Катар, и Австралией», «заключить политические соглашения с Египтом и Израилем об увеличении СПГ-поставок», «изучить экспортный потенциал Африки — Нигерии, Сенегала и Анголы».

В настоящее время ЕС не может покупать энергию напрямую у третьих стран, но может содействовать этому, координировать действия государств-членов и укреплять коллективную позицию участников на переговорах на мировых энергетических рынках, полагают в Евросоюзе.

Ожидается, что платформа также будет открыта для Украины, Молдовы, Грузии и Западных Балкан, что станет «четким сигналом политической поддержки и приблизит эти страны к энергетическому рынку ЕС».

Далее план ЕК предполагает разработку «механизма совместных закупок», который может иметь форму совместного предприятия и будет отвечать за ведение переговоров и заключение контрактов от имени участвующих государств-членов в отношении совокупного спроса на газ.

Комиссия также рассмотрит законодательные меры, требующие диверсификации поставок газа государствами-членами, и создаст специальный IT-инструмент, который повысит прозрачность заказов на газовую инфраструктуру: например, посредством информации об остающейся доступности терминалов СПГ и существующих узких местах.

В среднесрочном периоде ЕК предлагает ускорить внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ), увеличив к 2030 году долю их использования в конечном энергопотреблении с 40% до 45%.

Использованием солнечного тепла и возобновляемого водорода предложено заменить потребление газа в жилых и коммерческих зданиях, которые трудно электрифицировать.

Для продвижения ВИЭ Еврокомиссия рекомендует ускорять выдачу разрешений таким проектам, минимизируя потенциальные риски. Предлагается ввести более 320 ГВт новых солнечных фотоэлектрических мощностей к 2025 году, что вдвое превышает сегодняшний уровень, и почти 600 ГВт к 2030 году.

ЕС будет стремиться в течение следующих пяти лет установить 10 млн единиц тепловых насосов, удвоив текущие темпы развертывания.

Государствам-членам советуют стимулировать снижение энергопотребления и скорейшее инвестирование в рост энергоэффективности: например, снижать НДС для высокоэффективных систем отопления и изоляции зданий.

Еврокомиссия предложила пересмотреть директиву по энергоэффективности, повысив в ней долю сокращения потребления энергии с 9% до 13% к 2030 году — это даст треть от планируемого снижения потребления газа в Европе на 100 млрд м³.

Чтобы усилить готовность в случае перебоев с поставками, Еврокомиссия призывает государства-члены обновить планы действий в чрезвычайных ситуациях, увеличить пропускную способность обратного потока с запада на восток к следующей зиме и заключить договоренности о солидарности между соседними странами.

Сегмент производства нерудных полезных ископаемых, цемента, стекла, керамики, химикатов и нефтеперерабатывающая отрасль дают самые большие возможности для снижения потребности в ископаемом газе — почти 22 млрд м³, говорится в документе. Кроме того, энергоэффективность, замена топлив, электрификация и расширенное использование возобновляемого, или «зеленого», водорода, «устойчивого биогаза» и биометана в промышленности могут сэкономить до 35 млрд м³.

По оценке ЕК, данные меры (REPowerEU) потребуют 210 млрд евро до 2027 года. Предполагается, что инвестиции окупятся в

результате экономии ЕС 80 млрд евро в год на импорте газа, 12 млрд евро — нефти и 1,7 млрд евро — угля к 2030 году.

Чтобы значительно снизить риски безопасности поставок, возникающие в результате полного прекращения импорта российского газа, нужно будет потратиться на инфраструктуру, кроме реализуемых 20 проектов «Общего интереса», которые уже в 2022 году дадут дополнительную газотранспортную мощность в 20 млрд м³ газа в год. По этим проектам будет объявлен новый конкурс предложений с предполагаемым бюджетом 0,8 млрд евро.

Кроме того, до 2030 года понадобятся еще 10 млрд евро вложений в инфраструктуру для импорта СПГ и газопроводы. В качестве одного из вариантов указана поддержка расширения Южного газового коридора до 20 млрд м³ газа в год (газопровод из Азербайджана через Турцию в Европу мощностью 10 млрд м³ в год). Однако ранее эксперты отмечали, что по этому проекту существуют вопросы достаточности ресурсной базы.

Безудержные устремления

Wood McKinsey считает невозможным для Европы достижение цели сократить импорт российского газа на две трети к концу 2022 года. «Если прямо сейчас отказаться от российского газа, то снижение потребления со стороны европейской промышленности составит до 10%. Для разных европейских рынков это будет разная динамика: наибольшее влияние будет на Италию и Германию. На Францию и Великобританию — в меньшей степени, но все эти страны увидят экстраординарные цены, гораздо более высокие цены, чем сейчас», — считает Массимо Ди Одоардо.

«По нашим оценкам, в 2022 году Европе по-прежнему будет необходимо импортировать 115 млрд м³ газа из России, что составляет снижение на 23%», — говорится в обзоре аналитиков.

Кроме того, большинство контрактов заключается на условиях «Бери или плати» (take-or-pay), которые предполагают оплату какой-то части невыбранного газа — иногда этот показатель доходит до 90%.

Как отмечают эксперты WoodMac, например, Италия и Германия имеют контракты на закупку газа с Россией до 2035 года, и непонятно, могут ли они разорвать их до истечения этого срока. По словам главы французской TotalEnergies Патрика Пуяннэ, он не знает, «как остановить долгосрочные контракты, если только правительства не примут санкции, которые позволят... объявить форс-мажор». «Если я прерву контракт, я немедленно заплачу русским миллиарды», — заявил он.

Германский промышленный союз (BDI) уверен, что перебои с поставками энергоресурсов из РФ, в частности газа, в теории могут вызвать рецессию в Евросоюзе. Глава Федерального сетевого агентства Германии Клаус Мюллер также считает, что момент для введения эмбарго на поставки природного газа из России в Германию и другие страны Евросоюза пока не настал. «Но я делаю все, чтобы пришло время, когда мы могли бы выдержать и газовое эмбарго», — утверждал Мюллер.

Председатель Комиссии энергетического и водного регулирования (КЭВР) Болгарии Станислав Тодоров заявил, что из-за остановки поставок газа из России цены почти полностью будут зависеть от европейских бирж, поэтому газ в Болгарии в ближайшее время может подорожать на 35%. Болгарская федерация промышленных потребителей энергии (BFIEC) заявила премьер-министру страны Кирилу Петкову, что готова протестовать из-за ожидаемого роста цен на газ. Правительство страны надеется на помощь Евросоюза в получении газа из Азербайджана и на совместные закупки СПГ.

Аналитики указывают, что возможности увеличения закупок СПГ в США сейчас весьма ограничены. «Экспорт СПГ из США достиг нового рекорда в марте 2022 года и составил 7,7 млн тонн, что примерно на 20% выше, чем экспорт в марте 2021-го. В течение первого квартала 2022 года США экспортировали 21 млн тонн по сравнению с 16,8 млн тонн в первом квартале 2021-го. Расширение мощностей в Corpus Christi LNG и Sabine Pass, а также ввод в эксплуатацию Calcasieu Pass LNG являются основными фактора-



В среднесрочном периоде ЕК предлагает ускорить внедрение возобновляемых источников энергии, увеличив к 2030 году долю их использования в конечном энергопотреблении с 40% до 45%. Использованием солнечного тепла и возобновляемого водорода предложено заменить потребление газа в жилых и коммерческих зданиях, которые трудно электрифицировать

ми увеличения производства СПГ в США», — отмечают эксперты Poten&Partners.

При этом, поскольку сейчас европейский рынок снова стал премиальным, примерно 80% экспорта США в марте пришлось на Европу, всего 10% — на Северо-Восточную Азию и еще 13% — на остальные страны мира.

Дальнейшее увеличение экспорта США в Европу маловероятно, поскольку европейские СПГ-терминалы уже перегружены, считают аналитики. Они полагают, что в результате часть грузов придется перенаправлять, хотя арбитраж цен пока благоприятствует Европе.

Кстати, крупнейшим экспортером СПГ из США стала французская TotalEnergies. Представитель компании, построившей в США СПГ-завод Cameron, где TotalEnergies является акционером, напоминает, что СПГ имеет значительный «углеродный след», высокие затраты на транспортировку, кроме того, американский СПГ — это в основном сланцевый

газ. «Но это та цена, которую Франция и остальная Европа заплатят за то, чтобы уйти от российского газа», — заявил он.

Пока СПГ в Азии торгуется на уровне \$23 за MMBtu с дисконтом примерно \$7 за MMBtu к европейской площадке TTF на фоне политики «нулевой терпимости» Китая к COVID-19, удерживающему часть населения взаперти уже почти два месяца. Однако сообщается о планах отмены карантина с июня ввиду падения ВВП, что может подстегнуть спрос Китая на энергоресурсы и перетянуть спрос.

В прошлом году доля спотовых и краткосрочных объемов СПГ на рынке выросла до 38%, а крупнейшим покупателем спотовых объемов стал Китай, который обогнал Японию. США остаются главным производителем, предлагающим на рынке спотовые объемы.

Пока же цены высоки, доходы мировых компаний от продажи газа бьют рекорды, больно ударяя по карману потребителей.

Российская нефть стала на 35% дешевле мировых эталонов

За весь постсоветский период так и не сформирована национальная система оценки российской нефти

ТАМАРА САФОНОВА,
к.э.н., генеральный директор
ООО «Независимое аналитическое
агентство нефтегазового сектора»

На протяжении последних 30 лет после распада СССР нефть, добываемая российскими компаниями, продается на экспорт по ценовым формулам. В основном формулы включают котировки зарубежных агентств Platts (США) и Argus (Великобритания). Именно зарубежные ценовые агентства являются сегодня основными источниками информации, которая применяется российскими нефтегазовыми компаниями при расчетах за нефть.

По ценовым формулам продается 100% нефти на экспорт и около 95–99% на внутреннем рынке.

Таким образом, наблюдается высокий уровень зависимости цены российской нефти от индексов, публикуемых зарубежными ценовыми агентствами, все больше возрастает контроль зарубежных стран над российскими энергоресурсами.

Применение формул цены приводит к ценовым манипуляциям и искажению цен на российском рынке нефти.

Самую большую неопределенность несут дифференциалы (или спреды) маркерных сортов российской нефти к эталонному сорту Brent.

Многие ценовые ориентиры (включая спреды), которые публикуют западные информационно-аналитические агентства, зачастую являются субъективной оценкой ситуации на рынке, основанной на обобщении информации участников рынка, стратегией которых является представление ценовых индексов, отвечающих интересам стран-импортеров.

Как видно на диаграмме 1, начиная с марта 2022 года зарубежные ценовые агентства фиксировали заниженную стоимость нефти Urals и BCTO.



Размер дифференциалов на российскую нефть, продаваемую на экспорт, по состоянию на 5 мая 2022 года достиг по нефти Urals (Приморск) \$38/bbl по отношению к эталону Brent, для нефти сорта BCTO — \$29/bbl.

Многие российские компании тратят миллионы долларов в год на зарубежную аналитику и исследования, еще больше пополняя казну стран, вводящих санкции против России, по-прежнему перечисляют колоссальные деньги за то, что сами включили зарубежные котировки в формулы цены при реализации нефти.

И ситуация не меняется даже сейчас, когда взаимоотношения с Евросоюзом и США обострены.

В настоящее время отрицательные спреды между сортами российской нефти и эталоном Brent растут на фоне попыток Евросоюза диверсифицировать свои поставки, но уве-

На протяжении последних 30 лет после распада СССР нефть, добываемая российскими компаниями, продается на экспорт по ценовым формулам. В основном формулы включают котировки зарубежных агентств Platts (США) и Argus (Великобритания)

личение доли поставок нефти за счет других стран-производителей фактически означает проведение своп-операций, так как в мире невозможно достигнуть баланса спроса и предложения без российских энергоресурсов.

Недостаточность потенциальных мощностей добычи и нефтепереработки в мире, с одной стороны, подталкивает мировые цены на нефть выше 100-долларовой отметки, с



Изменение в 2022 году оценки стоимости российской нефти сорта Urals и ESPO относительно индексов на нефть сорта Brent, в долларах/баррель



другой стороны, оказывает негативное давление на Россию и приводит к невозможности использования биржевых (рыночных) цен. Получается, что происходит регулирование странами ЕС и США цен на российские энергоносители.

Но для импортеров российской нефти сформированные отрицательные дифференциалы — это «окно возможностей» для достижения сверхмаржинальности переработки

дисконтированного нерыночным образом российского нефтяного сырья.

Обострение ситуации вокруг эмбарго на российскую нефть, по сути, не является подтверждением того, что она стала дешевле, но у импортеров и западных ценовых агентств появилась официальная аргументация для еще большего дисконтирования российской нефти, что встраивается в общую систему спланированного ранее снижения зависимости Европы от российских энергоресурсов.

При этом только заниженная оценка стоимости российской нефти за март 2022 года в \$30,9/bbl сорта Urals (средневзвешенное значение), применяемая зарубежными ценовыми агентствами, при объеме экспорта 11,3 млн тонн сопоставима с потерей выручки компаний нефтяного сектора российской экономики в объеме 265 млрд руб. за март.

А поскольку применение суще-

ствующей системы формульного ценообразования подразумевает применение этих дисконтов, формируемых опросным методом, в основном по информации зарубежных агентов, то и получается, что российские компании пассивно учитывают зарубежную оценку стоимости нефти.

Все это автоматически приводит к падению стоимости российского сырья на европейском рынке, а следовательно, сокращает поступления доходов в российский бюджет.

Вопросы объективной оценки стоимости российской нефти неоднократно выносились автором статьи на площадки авторитетных экспертных советов.

Следует отметить, что до сих пор в целях определения ставки экспортной пошлины на нефть и ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для расчета средней за месяц цены нефти сорта Urals на средиземноморском и роттердам-

Многие российские компании тратят миллионы долларов в год на зарубежную аналитику и исследования, еще больше пополняя казну стран, вводящих санкции против России, по-прежнему перечисляют колоссальные деньги за то, что сами включили зарубежные котировки в формулы цены при реализации нефти





ском рынках нефтяного сырья используются данные, предоставленные Аргус Рус Лимитед (Argus Rus Limited), права на которые принадлежат Аргус Медиа Лимитед (Argus Media Limited, Великобритания).

Существующий механизм ценообразования и публикации дисконтов российской нефти приводит к тому, что налоги и сборы могут априори планироваться и формироваться без применения рыночных механизмов в штаб-квартирах недружественных стран.

В связи с этим система ценообразования и налогообложения уже не первое десятилетие требует новых подходов, ориентированных на

новую концепцию синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов.

На Московской бирже MOEX торгуются фьючерсные контракты на нефть Brent и публикуются индексы Brent Crude Oil. Как представлено на диаграмме 2, на бирже MOEX котировки нефти Brent последовательно следуют за биржевыми рыночными индексами биржи ICE.

Следует также отметить, что ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» (ООО «НААНС-МЕДИА») при публикации собственных индексов цен на российские маркерные сорта нефти ориентируется в качестве эталонов

Обострение ситуации вокруг эмбарго на российскую нефть, по сути, не является подтверждением того, что она стала дешевле, но у импортеров и западных ценовых агентств появилась официальная аргументация для еще большего дисконтирования российской нефти

на открытые биржевые котировки нефти Brent Московской биржи MOEX, механизм формирования которых имеет более понятный и открытый характер.

нефтегаз нефтесервис
 транспорт добыча **НОВОСТИ** СПГ нефтеналив
 тенденции оборудование статистика
 политика **аналитический** интервью зарубежье история **издается с 1994 г.**
 кадры
журнал НЕФТЬ И КАПИТАЛ нефтехимия
 разведка **№1 в нефтегазовой отрасли** сбыт
 геологоразведка **рынки**
финансы переработка **экспорт** газификация
 законодательство **экспорт** газификация
 сейсморазведка **@oil_capital** технологии **vk.com/oilcapital.ru**
 телекоммуникации информационные технологии офшор **технологии** газомоторное топливо
facebook.com/oilcapital.ru энергипереход **oilcapital.ru** рынок газа
 экология

Работа нефтетрейдеров в РФ: перемены есть, а понимания, что будет дальше, нет

Торговля российской нефтью становится все более токсичной, но никто на рынке пока не готов к глобальным переменам и полному отказу от нее

ИЛЬЯ КРУГЛЕЙ



В Вашингтоне и Брюсселе утверждают, что санкции, которые начали вводить США и страны ЕС против России с начала весны этого года, призваны сократить поступления в твердой валюте, «питающие» российскую экономику. Логика в таких рестрикциях есть, ведь, по данным Минфина РФ, именно нефтегазовый сектор обеспечил 36% доходов федерального бюджета России в прошлом году.

Однако последствия этих санкций вызывают все больше вопросов и сомнений среди экспертных сообществ в самих же Соединенных Штатах и ЕС. В то время как США, Канада, Великобритания и Австралия официально объявили эмбарго российской нефти, большинство стран мира этого пока не сделали.

Более того, по словам представителя Public Eye (наблюдательной группы по торговле сырьевыми това-

рами в Швейцарии) Оливера Класена, ведущие мировые трейдеры продолжают обеспечивать экспорт российской нефти. В марте они даже увеличили свою активность по торговле черным золотом из РФ.

Ведущие трейдеры с начала весны 2022 года, с одной стороны, обещают сократить закупки или вообще отказаться от торговли нефтью и нефтепродуктами из РФ, а с другой — пока что только наращивают объемы транспортировки углеводородов, причем в своих заявлениях оставляют некоторые лазейки, которые потом можно использовать, чтобы де-факто продавать этот товар и дальше.

К примеру, швейцарско-нидерландская Vitol решила полностью отказаться от углеводородов из России к концу 2022 года, причем серьезное сокращение закупок начнется уже якобы с мая. В компании пока не говорят, чем заменят российскую

нефть, которая занимает почти четверть в общем объеме, которым торгует Vitol каждый день, — всего около 5 млн баррелей в сутки (б/с). С аналогичным сообщением о сокращении торговли российской нефтью с мая 2022-го выступила и Trafigura. Также сырьевой трейдер объявил, что «решил не заниматься каким-либо новым нефтегазовым бизнесом в России». Впрочем, от 10% в проекте «Восток Ойл» компания пока не отказалась.

Gunvor и Glencore в публичном поле всячески осуждают действия РФ на Украине. При этом обе компании отказались говорить о том, будут ли они по примеру Trafigura и Vitol сокращать объемы торговли российской нефтью с мая 2022 года.

Параллельно с этим трейдеры активно пользуются любыми лазейками, чтобы игнорировать нынешние и даже потенциальные санкции против российского нефтегазового сек-

Трейдеры активно пользуются любыми лазейками, чтобы игнорировать нынешние и даже потенциальные санкции против российского нефтегазового сектора. Биржа ICE Futures Europe Ltd в апреле 2022-го де-юре разрешила принимать нефтепродукты из любой точки мира, в том числе из России. Кроме того, она не раскрывает имена покупателей или продавцов, а также не сообщает, у кого изначально трейдеры закупили ресурс



тора. Биржа ICE Futures Europe Ltd в апреле 2022-го де-юре разрешила принимать нефтепродукты из любой точки мира, в том числе из России. За несколько дней до этой новости Trafigura, Vitol и Glencore договорились о физической доставке дизтоплива (820 тыс. баррелей) на ICE во второй половине апреля. При этом биржа до сих пор не раскрывает имена покупателей или продавцов, а также не сообщает, у кого изначально трейдеры закупили дизель. Отказались от комментариев и в Trafigura, Glencore, Vitol. Как справедливо отметили в Bloomberg, это наводит

на мысли о том, что происхождение топлива может быть российским, а ICE Futures Europe Ltd, по сути, открыла трейдерам «черный ход» на рынок ЕС для углеводородов из РФ.

«Ряд рестрикций вводится только для того, чтобы работать с ответственностью и СМИ западных стран. Аудитории надо показать, что Россию наказывают за ее действия. Идет информационный вброс в виде обвинений: в отравлении отдельных лиц, в развязывании конфликта и т. п. В реальности же многие страны ЕС, хоть и с минимальной оглаской, пока продолжают покупать нефть. Санк-

ции действительно ограничивают торговлю и сотрудничество с РФ лишь в том случае, когда ни Евро-союз, ни США не несут никаких потерь, а таких возможностей пока не так много», — рассказал в беседе с «ННК» руководитель Центра анализа стратегии и технологии развития ТЭК РГУ нефти и газа им. Губкина Вячеслав Мищенко.

Если сравнивать мировой рынок нефти с рынком газовым, то он во многом тоже работает как единое целое. Везде есть отгрузочные терминалы и порты, где нефть принимают. Отвлекаясь от логистических

Ведущие трейдеры с начала весны 2022 года, с одной стороны, обещают сократить закупки или вообще отказаться от торговли нефтью и нефтепродуктами из РФ, а с другой — пока что только наращивают объемы транспортировки углеводородов, причем в своих заявлениях оставляют некоторые лазейки, которые потом можно использовать, чтобы де-факто продавать этот товар и дальше





Уже действующие логистические направления для черного золота из РФ апробированы и понятны — это морские порты Северо-Западной и Южной Европы, а также трубопровод «Дружба», который обеспечивает сырьем НПЗ в Центральной Европе. Из-за этого Urals исторически считается наиболее предпочтительным сортом для многих НПЗ в ЕС

деталей и нюансов, связанных с качеством продукта, нефть любого сорта можно принять почти везде, где ее потребляют в больших количествах. Другой вопрос, можно ли это делать на регулярной основе и в необходимых объемах, если страна, к примеру, привыкла покупать конкретный сорт (скажем, Urals), но отказалась от поставок из РФ.

Вячеслав Мищенко подчеркнул, что заменить такую нефть с технической точки зрения можно, но на практике возникает много проблем. Уже действующие логистические направления для черного золота из РФ апробированы и понятны — это морские порты Северо-Западной и Южной Европы, а также трубопровод «Дружба», который обеспечивает сырьем НПЗ в Центральной Европе. Из-за этого Urals исторически считается наиболее предпочтительным сортом для многих НПЗ в ЕС.

«По соотношению цена-качество и выходу нефтепродуктов на рынок именно Urals является наиболее оптимальным вариантом. Чтобы перевести европейские НПЗ на дру-

гие сорта, где-то нужно заменять оборудование, где-то доводить до необходимого качества сырье, чтобы при переработке нефти не были повреждены установки на заводе», — говорит эксперт.

Все это сохраняет спрос на российскую нефть, который должен кто-то удовлетворять. Однако делать это приходится в условиях санкций против Москвы. Вячеслав Мищенко отметил, что даже крупные нефтетрейдеры должны рапортовать о соблюдении духа рестрикций против РФ, делая вид, что это именно их инициатива, а не давление какой-либо страны. Мотивация понятна. Деятельность крупных нефтетрейдеров завязана на глобальных транзакциях в долларах, а значит, компаниям крайне рискованно спорить с американскими регуляторами. Можно и бизнеса лишиться.

«Некоторые трейдеры вроде Trafigura и Vitol заявили об отказе от торговли нефтью уже с мая этого года. Национальные правительства и госкомпании в Европе более

осторожны. Они говорят о готовности отказа лишь к концу года. Впрочем, это касается только прямых закупок у РФ.

В итоге мы наблюдаем первый своего рода слой — информационный (громко говорить о санкциях). Второй слой — подготовка к отказу от поставок непосредственно от российских компаний, третий — закупка нефти из РФ через посредников и сложные схемы.

В европейских СМИ стали говорить о том, что растет число танкеров, которые загружают нефть, но не указывают конкретный пункт назначения груза. Все чаще происходят случаи (компании официально их не комментируют), когда несколько небольших танкеров загружают российскую нефть, а уже в море перегружают ее на один большой танкер, смешивая российские углеводороды с сырьем из других стран, после чего судно идет в европейские или другие порты. Выходит, официально никто напрямую нефть у РФ не покупал, она даже не везде считается россий-

ской», — рассказал Вячеслав Мищенко.

Он также добавил, что у крупнейших нефтетрейдеров есть множество других способов, чтобы де-юре избегать рестрикций, мешающих торговать нефтью из РФ. Такие компании могут менять и юрисдикция, и контрагентов, ответственных за сделки. В итоге, когда к нефтетрейдеру с претензией придут законодатели из определенной страны, требующей соблюдения санкций, крайнего уже не найти, поскольку на его месте работает совершенно другая фирма.

«Такая практика будет использоваться трейдерами, пока либо не отменят санкции, либо не будут выстроены в полной мере новые логистические цепочки, а мировой рынок нефти не трансформируется в соответствии с новыми правилами, при которых европейские НПЗ смогут работать с другими сортами нефти (ближневосточной, африканской и американской).

Работать в таких условиях сложно, именно поэтому хотелось бы видеть сейчас активную деятельность российских госструктур, чтобы нефтегазовый сектор страны наращивал усилия по развитию собственных нефтетрейдинговых услуг. Делать это надо комплексно: выстраивать логистические цепочки, увеличивать танкерный флот, предоставлять услуги страхования и создавать финансовые инструменты для заключения сделок (в идеале — в рублях).

Основная прибыль в нефтегазовом секторе как раз и находится в нефтетрейдинговом сегменте. Именно поэтому сегодня нужно не просто отдавать нефть в своем порту, а работать над созданием новых торговых структур, которые представляли бы интересы именно российских компаний, а не зарубежных партнеров», — резюмировал руководитель Центра анализа стратегии и технологии развития ТЭК РГУ нефти и газа им. Губкина.

Учитывая происходящее, следовало бы начать это задолго до сегодняшнего дня, чтобы не остаться в ситуации, когда российская нефть рискует оказаться запертой в портах РФ. Да, нефтетрейдеры пока, возможно, будут пользоваться лазейка-

ми и создавать инструменты, позволяющие обходить рестрикции.

Чего стоит одна только «латвийская смесь», которая образовалась в результате того, что российскую нефть из порта Приморск смешивают с другой в Вентспилсском порту (Латвия), где есть нефтеналивной терминал. После этого поставка из балтийской республики уже не числится на бумагах у трейдеров как российская. Практика, кстати, давно отработанная. Во время запрета на экспорт венесуэльской нефти трейдеры несколько лет называли подобные смеси «малайзийскими» или «сингапурскими». Но в конечном счете, после нескольких лет санкций против Каракаса, нефтедобычу Венесуэлы все же обескровили. Это значит, что для нефтегаза РФ было бы слишком наивно надеяться на то, что нефтетрейдеры будут вечно использовать лазейки для торговли сырьем из нашей страны.

Сегодня не только компании из РФ заинтересованы в том, чтобы Россия создала собственный сегмент нефтетрейдинга, который был бы независим от европейских и американских регуляторов, компаний и национальных правительств. В этом нуждаются и некоторые покупатели российских углеводородов.

Индийские НПЗ, которые сейчас являются крупными покупателями российской нефти, в апреле неоднократно выражали недовольство тем фактом, что трейдеры (в первую очередь Vitol) предлагают им российскую нефть за полную стоимость, хотя в Европе такой сорт продают с существенными скидками (до \$30 за баррель).

Сами трейдеры оправдывают это тем, что индийские НПЗ закупают нефть на открытых тендерах, а поскольку на Нью-Дели оказывается давление со стороны США (рекомендующих не наращивать закупки нефти у РФ), то продажа Urals в Индию несет дополнительные риски. Впрочем, на деле все гораздо проще. Сегодня не так много компаний, которые готовы обеспечивать доставку нефти из РФ в Индию, поэтому те, кто еще предлагает такие услуги, попросту диктуют потребителям цены и условия. Будь у российских компаний, экспортирующих углеводороды, нефтетрейдинго-

вый сегмент, способный в полном объеме заменить Vitol, этого можно было бы избежать.

Выполнение такой задачи представляется крайне сложным. Так, Vitol каждый день продает примерно 5 млн б/с. При этом у компании в распоряжении около 46 танкеров. Учитывая, что в последние месяцы четверть торговли нефтью и нефтепродуктами Vitol — это российские углеводороды, РФ придется искать соответствующее число судов. Та же проблема возникнет и в случае прекращения сотрудничества России с Trafigura, Glencore, Gunvor и другими.

На начало 2021 года в РФ насчитывалось 346 судов, перевозящих наливные грузы, из которых под иностранным флагом ходит лишь 18%. Впрочем, если считать не по количеству судов, а по объему дедвейта, то роль иностранных судов в перевозках наливных грузов Россией намного выше — около 62%. С уходом нефтетрейдеров из РФ эту ситуацию придется кардинально менять. России нужно будет покупать или строить как можно больше танкеров VLCC (Very Large Crude Carrier с дедвейтом от 150 тыс. тонн), чтобы поставки нефти, скажем, в Китай или Индию можно было совершать в достаточных для исполнения контрактов объемах. По разным оценкам экспертов, для доставки российской нефти в Китай морским путем необходимо примерно 80 танкеров VLCC. У РФ нет такого числа судов, находящихся под прямым управлением.

По данным JPMorgan, в 2021 году около 2,5 млн б/с российского экспорта сырой нефти были проданы по долгосрочным контрактам. Из них 1,4 млн б/с — в Европу. Если ЕС откажется от импорта российских углеводородов, то РФ, когда будут найдены новые покупатели для этих долгосрочных контрактов, придется самостоятельно искать дополнительные суда, обеспечивать перевозки страховкой, предоставлять кредиты компаниям, которые будут заниматься доставкой, и т. п. Впрочем, как отметил в комментарии для «НИК» замдиректора Института национальной энергетики Александр Фролов, проблема состоит не только в поиске необходимого числа танкеров.



России нужно будет покупать или строить как можно больше танкеров VLCC (Very Large Crude Carrier с дедвейтом от 150 тыс. тонн), чтобы поставки нефти, скажем, в Китай или Индию можно было совершать в достаточных для исполнения контрактов объемах. По разным оценкам экспертов, для доставки российской нефти в Китай морским путем необходимо около 80 танкеров VLCC. У РФ нет такого числа судов, находящихся под прямым управлением

«К счастью, экспорт нефти из РФ во многом зависит не только от морских перевозок, но и от поставок по трубопроводным магистралям. Безусловно, в трубной промышленности для нефтегазового сектора РФ достигла больших успехов, чем в судостроении. Российские производители танкеров, конечно, добились некоторых результатов, но работы предстоит еще очень много. Решать этот вопрос, возможно, придется за счет азиатских судостроителей, хотя надо признать, что лучше бы это были исключительно отечественные компании.

Однако наращивание собственного флота проблему санкций против российского экспорта нефти не решит. Даже если у нас будет множество танкеров, их могут перехватывать в проливах, останавливать в портах и т. д. Повод всегда найдется, главное, что у Европы, США и их союзников есть мотивация», — говорит эксперт.

Такого же рода проблемы могут появиться, если РФ (и ее покупатели нефти в лице, скажем, Индии) попытается самостоятельно организовать и другие аспекты нефтетрейдинга: страховку перевозок, оплату за предоставление услуг по оформлению на таможне и т. п. Страны, требующие соблюдения санкций против России, будут мешать реализации таких инициатив за счет различных финансовых инструментов.

«Сейчас проблема не столько в поиске замены нефтетрейдеров, с которыми работают российские нефтегазовые компании, сколько в неопределенности, которая царит на рынке энергоносителей. Trafigura, Glencore, Gunvor, Vitol и им подобные сегодня продолжают массово торговать нефтью из РФ и в своих заявлениях специально оставляют некоторые лазейки, потому что не знают, что будет через полгода-год. Сегодня пока непонятно, будет ли

Евросоюз отказываться от нефти из России или нет.

У РФ есть компании, которые обеспечивают доставку углеводородов в разные уголки планеты, причем в гораздо больших объемах, чем это делают с российской нефтью зарубежные нефтетрейдеры. Этим занимаются, как правило, специальные подразделения ведущих компаний отрасли (включая «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Татнефть» и других). В краткосрочной перспективе они, конечно, не смогут резко компенсировать исчезновение Trafigura, Glencore и им подобных. Но в среднесрочной перспективе компании из РФ все же должны сформировать механизмы доставки и всех сопутствующих услуг в нужном объеме. Проблема в том, что непонятно, какие это будут объемы, какие установятся правила игры на мировом рынке энергоносителей, каким окажется спрос у тех, кто готов покупать черное золото у РФ», — резюмировал Александр Фролов.

Водород у ворот?

Водородное
будущее
теряет
очертания

АЛЕКСАНДРА ОРЕХОВА



Европейская «зеленая» энергетическая повестка, набиравшая обороты в последние несколько лет, за последние два месяца резко сменила цели. Если раньше во главу угла ставилось замедление изменения климата, то с началом специальной операции России на Украине уход от использования углеводородов, в первую очередь российских, представляется для Европы необходимостью для обеспечения энергобезопасности.

Германия заявила, что Россия использует энергетику в качестве «оружия», когда Москва сократила поставки природного газа в ответ на санкции Европы из-за Украины. Так, после решения властей ФРГ передать холдинг Gazprom Germania под управление Федерального сетевого агентства (BNetzA) поставки российского газа в адрес национализированной группы были прекращены. По словам министра экономики Германии Роберта Хаббека, речь идет о 10 млн м³ в сутки, которые надо компенсировать за счет других источников. На фоне ответных санкций РФ спотовые цены на газ в Европе подскочили на 20%.

Для повышения энергетической безопасности Европы возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и декарбонизированные газы, в том числе водород, будут иметь ключевое значение. При этом, как отмечает доктор экономических наук, профессор, советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», сопредседатель рабочей группы «Развитие внутренних рынков» Консультативного совета по газу Россия — ЕС Андрей Конопляник, водород рассматривается и как энергоноситель, и как средство накопления избыточной электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ в периоды активного солнца и ветра, когда ее производство превышает спрос потребителей.

Дорогое удовольствие

Согласно плану повышения энергобезопасности Европы, подготовленному Европейской комиссией (ЕК), на мероприятия по сокращению зависимости от российских энергоресурсов к 2027 году необходимо потратить 195 млрд евро. Подход, предусматривающий новые, более амбициозные цели по исполь-

зованию ВИЭ и энергосбережению, предполагает повышение с нынешних 40% до 45% целевого показателя доли «зеленой» энергетики в энергобалансе ЕС к 2030 году. Также странам Еврозоны предлагается сократить к этому времени потребление энергии на 13% по сравнению с оценками 2020 года, а не на 9%, как намечено в настоящее время.

Помимо более активного использования ВИЭ и наращивания энергосбережения, Европа намерена диверсифицировать источники импорта энергоресурсов, чтобы заместить российские поставки. План европейского регулятора, в частности, включает выделение миллиардов евро на инвестиции в инфраструктуру, которая позволила бы обеспечить достаточный импорт СПГ и трубопроводного газа из новых стран. Евроко-

Для повышения энергетической безопасности Европы возобновляемые источники энергии и декарбонизированные газы, в том числе водород, будут иметь ключевое значение



миссия рассчитывает, что данная стратегия позволит ЕС ежегодно экономить на закупках газа, нефти и угля 80 млрд, 12 млрд и 1,7 млрд евро соответственно.

Среди целей, которые предлагает ЕК, — увеличение производства возобновляемого водорода в регионе до 10 млн тонн в год к 2030 году и обеспечение его импорта в объеме еще 10 млн тонн в год.

Замена «грязных» молекул

Как пишет Андрей Конопляник в своей статье, размещенной на сайте «Газпрома», на данный момент выделяют три основные технологические схемы производства водорода. Пер-

вая предполагает производство «зеленого» водорода путем электролиза воды. Именно этот способ, хотя из-за энергоемкости он наиболее дорогой, рассматривается в ЕС как самый перспективный для зависимых от импорта энергоресурсов стран Евросоюза.

При использовании данной схемы для уменьшения стоимости и одновременной компенсации неравномерности производства солнечной и ветровой генерации предполагается использовать «избыточную» электроэнергию ВИЭ по нулевым или отрицательным ценам. Профессор отмечает, что одни регионы ЕС, такие как Испания и Средиземноморье, богаче солнечной энергией, в то время как прибрежные районы Северного моря — энергией ветра, а скандинавские страны имеют развитую гидроэнергетику. Во Франции для электролиза можно использовать энергию АЭС, вырабатываемую в ночные часы, для выравнивания графика электрической нагрузки.

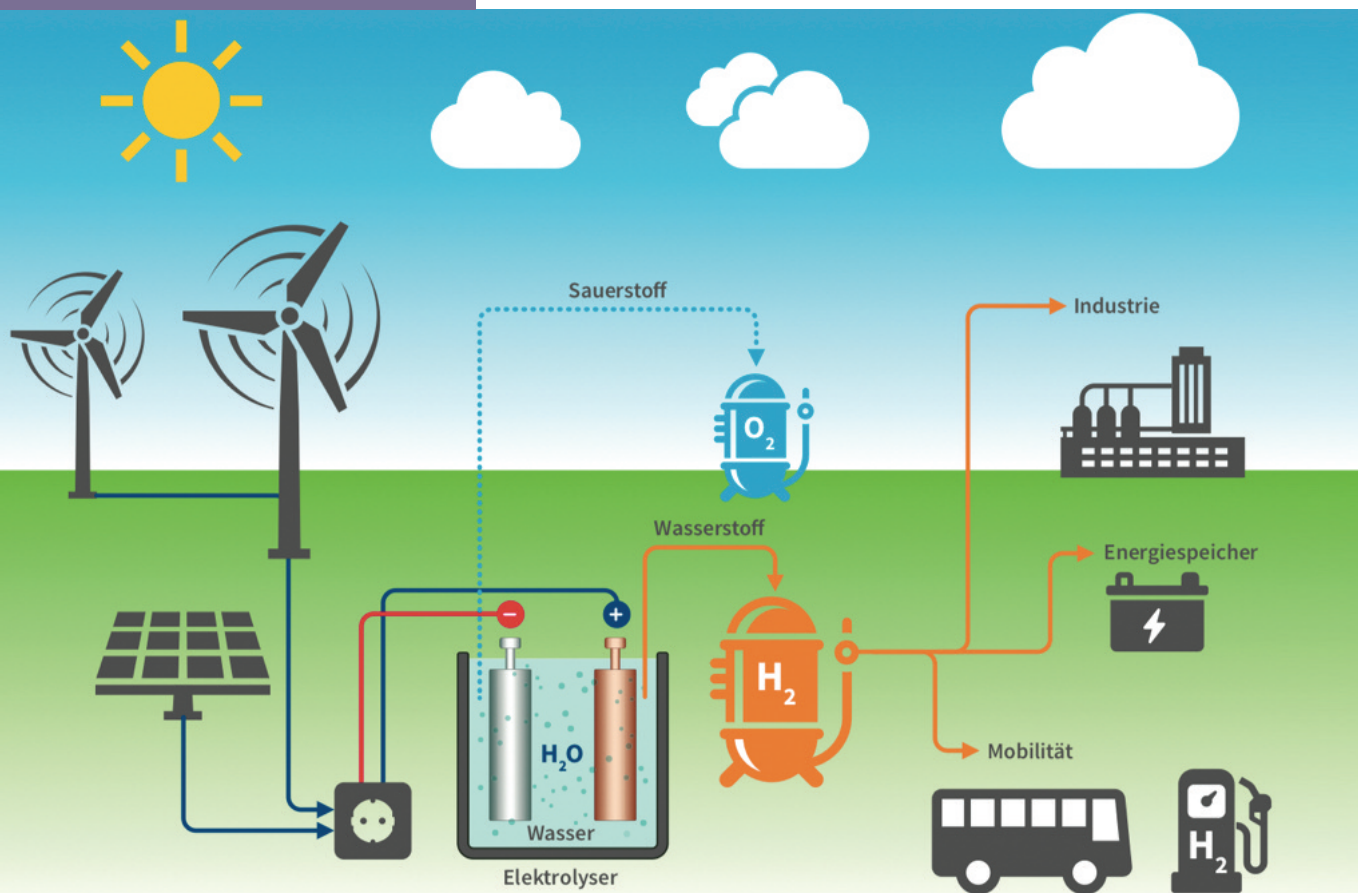
Помимо этого, для снижения издержек предлагается «эффект масштаба», или «эффект концентрации мощности». Поэтому в ЕС

Для получения 1 м³ водорода методом пиролиза метана требуется 0,7–3,3 кВт·ч, а электролиза — 2,5–8 кВт·ч

поставлена задача освоить производство и использование промышленных электролизеров с сегодняшних уровней единичных мощностей, измеряемых киловаттами, до уровней, измеряемых сначала мегаваттами, а затем и гигаваттами.

Вторая технологическая схема — паровой риформинг метана (MSR) и (или) автотермический риформинг (ATR) — значительно дешевле «зеленого» водорода, однако сопровождается выбросами CO₂, поэтому требует использования технологий улавливания и захоронения CO₂ (CCS), что добавляет

Производство «зеленого» водорода путем электролиза воды, хотя из-за энергоемкости оно наиболее дорогое, рассматривается в ЕС как самое перспективное для зависимых от импорта энергоресурсов стран Евросоюза





20–40% к себестоимости производства.

Третья схема позволяет получить водород из метана без доступа кислорода (пиролиз и ряд других методов) и, следовательно, без выбросов CO_2 (то есть «чистый» водород). Этот способ производства является самым дешевым из трех, так как не такой энергоемкий и не требует

затрат на улавливание и захоронение CO_2 . По данным «Газпрома», для получения 1 м^3 водорода методом пиролиза метана требуется всего $0,7\text{--}3,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$, а электролиза — $2,5\text{--}8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$, то есть почти втрое больше.

«В ЕС придерживаются точки зрения, что конечная желанная цель — получение «возобновляемого», или «зеленого», водорода (производимого электролизом на основе ВИЭ). И понятно почему: подспудной и не афишируемой вслух в ЕС целью является замена «грязных» импортных молекул (пусть это даже наиболее чистый из всех видов органического топлива природный газ) на «чистые» отечественные (произведенные в ЕС и на отечественном оборудовании) электроны», — пишет Андрей Конопляник. Однако эту цель невозможно достичь к 2050 году без параллельного производства и использования водорода, получаемого из природного газа, уверен он.

Водородный хаб

Ровно год назад на волне энергоперехода немецкая Uniper объявила о проекте «Зеленый Вильгельмсхафен», который подразумевает строительство у побережья Северного моря хаба по импорту сырья для производства «зеленого» водорода вме-

Ровно год назад на волне энергоперехода немецкая Uniper объявила о проекте «Зеленый Вильгельмсхафен», который подразумевает строительство у побережья Северного моря хаба по импорту сырья для производства «зеленого» водорода вместо планировавшегося терминала для приема СПГ из США

сто планировавшегося терминала для приема СПГ из США. Мощности по приему сжиженного газа были своего рода уступкой Вашингтону, собиравшемуся вводить санкции против балтийского газопровода из России в Германию «Северный поток — 2», в котором Uniper участвовала вместе с «Газпромом». Терминал СПГ производительностью до 10 млрд м^3 должен был быть построен к 2023 году. Uniper успела подписать контракт с японцами о строительстве плавающего хранилища и регазификационного терминала (FSRU) в Южной Корее и его аренде на 20 лет.

Однако в связи с тем, что участники рынка не проявили интереса к

Еврокомиссия планирует увеличение производства возобновляемого водорода в регионе до **10** МЛН ТОНН В ГОД и импорт еще **10** МЛН ТОНН В ГОД к 2030 году

импорту сжиженного газа, компания решила переориентироваться на другие источники энергии и заняться «зеленым» аммиаком, чтобы с помощью установки крекинга, работающей на электроэнергию из возобновляемых источников, производить водород. Завод по производству «зеленого» водорода мощностью 410 МВт планировалось возвести на месте закрывшейся угольной электростанции. «В сочетании с импортным терминалом появится возможность поставлять 295 тыс. тонн “зеленого” водорода в год, или обеспечивать 10% спроса, ожидаемого в Германии в 2030 году», — сообщила Uniper. Данный продукт, который должен заменить тради-

Специалисты ожидают, что глобальный парк авто на топливных элементах будет увеличиваться медленнее, чем в случае электромобилей, число которых за четыре года (с 2017 по 2020) выросло на 7 млн, до 10,1 млн единиц

ционные источники энергии — уголь, нефть и газ, — планировалось поставлять промышленным потребителям и в будущую национальную водородопроводную сеть.

Примечательно, что низкоуглеродный аммиак для этого проекта должен был экспортировать российский НОВАТЭК. Соответствующее соглашение, предусматривающее продажу 1,2 млн тонн сырья в год, было подписано с германской компанией в конце декабря прошлого года. В договоре речь шла о поставке аммиака с проектируемого Обского газохимического комплекса (ГХК) с использованием технологий улавливания и хранения углекислого газа.

Запуск водородного хаба, окончательное инвестиционное решение по которому ожидалось в середине текущего года, планируется не ранее 2025 года. В последней конфигурации проект предполагал обработку 2,2 млн тонн аммиака и производство 130 тыс. тонн водорода в год. При этом руководитель Uniper Дэвид Брисон отмечал, что Германия планирует производить 14 ТВт «зеленого» водорода, в то время как спрос составит 90–100 ТВт.

**Сегодня общий
объем
производства
водорода в мире —
55–70
МЛН ТОНН**

«Чистый водород необходим для сокращения промышленных выбросов углерода и способствует нашей энергетической независимости от России. Мы не можем терять время», — заявил в начале мая член Еврокомиссии по внутреннему рынку Тьерри Бретон, который провел встречу с руководителями 20 предприятий, выпускающих установки для производства водорода (электролизеры). «Промышленность согласилась увеличить в 10 раз мощности по производству электролизеров в Европе. Комиссия поддержит это значительное промышленное расширение с целью лидерства в технологиях экологически чистой энергии зав-





трашнего дня», — цитировал «Интерфакс» слова еврокомиссара, подписавшего с лидерами отрасли совместное заявление об обязательствах увеличить мощности для выпуска подобных установок в 10 раз к 2025 году.

Водородная недостаточность

Полтора года назад профессор Андрей Конопляник полагал, что постпандемический восстановительный рост экономики ЕС будет основываться на еще более «зеленой» модели низкоуглеродной энергетики. Это могло бы, с одной стороны, означать меньшую востребованность российского природного газа рядом традиционных отраслей, но с

другой — формирование новой сферы спроса на голубое топливо в качестве сырья для производства «чистого» водорода.

Однако геополитические аспекты спутали все карты, и водородное будущее сменило очертания. Так, по мнению экспертов Института развития технологий ТЭК (ИРТТЭК), в ближайшие годы ключевой для рынка водорода будет являться проблема спроса, а не предложения. Как отмечает эксперт института Кирилл Родионов, рынок водорода пока находится в зачатке. Несмотря на бум новых проектов, ключевой проблемой остается слабый непромышленный спрос: более 90% глобального потребления водорода приходится на нефтепереработку, химическую промышленность и металлургию. Менее 10% занимает транспортный сектор, который является самой перспективной нишей. Специалисты ожидают, что глобальный парк авто на топливных элементах будет увеличиваться медленнее, чем в случае электромобилей, число которых за четыре года (с 2017 по 2020) выросло на 7 млн, до 10,1 млн единиц.

Аналитики видят схожесть нынешней ситуации с водородом с зарождением 70 лет назад рынка сжиженного природного газа (СПГ) в момент его первых морских перевозок, когда возникновение спроса сопровождалось значительными издержками производителей. Знаменательным событием 2022 года в этом секторе стала первая морская

Механика переключения мощностей с обработки СПГ на водород сложна и на данном этапе в значительной степени теоретична. Почти ни одно оборудование, используемое на СПГ-терминале, не подходит для работы с водородом, который сложнее хранить и транспортировать

**Более
90%
глобального
потребления
водорода
приходится
на нефте-
переработку,
химическую
промышленность
и металлургию**

транспортировка водорода, осуществленная между Австралией и Японией. В рамках проекта HESC водород, производимый путем газификации угля с использованием технологии улавливания CO₂, транспортируется в газообразном состоянии автомобильным транспортом в порт, где сжижается при температуре минус 253 градуса Цельсия и отгружается на специальный танкер.

Несмотря на пока еще низкий спрос, скачок цен на газ в Европе почти на 450% в прошлом году сделал новое топливо конкурентоспособным по стоимости с ископаемым примерно на 10 лет раньше запланированного срока, отмечают исследователи BloombergNEF (Bloomberg New Energy Finance).

Водород подождет

Вопреки стремлению Европы отказаться от российского традиционно-

го топлива, после обострения ситуации вокруг Украины стало очевидно, что газ по-прежнему в приоритете среди источников энергии, а водород может и подождать. Так, Германия — крупнейший покупатель трубопроводного газа из РФ — к 2035 году планирует отказаться от «грязной» энергетики. Однако для замещения российских ресурсов страна решила активизировать создание на данный момент отсутствующих импортных СПГ-терминалов, которые в будущем сможет использовать

«Использовать водород как накопитель энергии — это одно из самых беспроигрышных решений, которое можно представить. Я уже говорил об этом 100 раз, а может быть, даже 200 раз: если вы собираетесь разрабатывать системы накопления энергии, то водород будет плохим выбором», — сказал глава Tesla и SpaceX Илон Маск в интервью Financial Times

в рамках водородной стратегии. Поскольку строительство наземных терминалов занимает несколько лет, правительство решило арендовать плавучие сооружения, которые помогут ускорить прием СПГ.

Uniper, спешно возобновившая планы по строительству плавучего терминала для импорта СПГ в Вильгельмсхафене, в начале апреля заявила, что система будет запущена уже в конце года. По сообщению компании, первый терминал по приему СПГ в Германии способен покрывать 8,5% потребности страны в природном газе. Уже подписано письмо о намерениях по фрахтованию двух плавучих хранилищ и регазификационных установок.

Проект планируется реализовать в две фазы. Первый этап предполагает обустройство инфраструктуры для приема и регазификации СПГ до зимы 2022/2023, а далее Uniper будет до 2025 года расширять порт и вводить дополнительные установки, которые позволят обрабатывать аммиак и другие низкоуглеродные виды газа. В результате СПГ-терминал должен стать частью центра «зеленой» энергетики Германии.

Между тем специалисты отмечают, что механика переключения мощностей с обработки СПГ на водород сложна и на данном этапе в значительной степени теоретична. Почти ни одно оборудование, используемое на СПГ-терминале, не подходит для работы с водородом, который сложнее хранить и транспортировать, поскольку его молекулы намного меньше, чем у метана, составляющего большую часть природного газа. Водород также можно перемещать в виде жидкости на судах, но газ должен быть охлажден до более низкой температуры (минус 250 градусов Цельсия), что требует совершенно других резервуаров, которые являются самыми дорогостоящими компонентами любого терминала СПГ. Кроме того, не все трубопроводы способны обрабатывать чистый водород — это может ослабить металлические конструкции и вызвать утечки. «Перевод терминала сжиженного природного газа на жидкий водород является технической проблемой», — цитирует Bloomberg коммерческого директора Fluxus, которая управляет терминалом СПГ в Бельгии, Арно Буэкса.

Но если с этой технологической проблемой можно разобраться позже, то в данный момент возрожденный проект СПГ-терминала столкнулся с протестами «зеленых». Неожиданно германская природоохранная организация Deutsche Umwelthilfe (DUH) потребовала немедленно остановить строительство плавучего терминала, который должен сделать страну менее зависимой от поставок российского газа. «Во времена климатического кризиса мы не можем позволить себе большие инвестиции в ископаемое топливо», — считают экологи. Кроме того, терминал планируется построить в непосредственной близости от жилых массивов, химических заводов, важных водных и автомобильных путей, объектов атомной энергетики, поэтому из-за высоких рисков безопасности проект не может быть одобрен DUH. К тому же начало работ было разрешено без участия в данном процессе природоохранных организаций. Общество направило в ведомство по вопросам водного хозяйства, охраны природы и побережья протест против выдачи разрешения на строительство.



Помимо этого, крупнейшие экологические и природоохранные организации Германии, среди которых DUN, Deutsche Naturschutzring (DNR), Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), Germanwatch, Greenpeace, WWF и Союз защиты природы (NABU), подвергли резкой критике разработанный в ФРГ закон, который ускорит строительство терминалов для импорта СПГ. По сообщению агентства DPA со ссылкой на письмо экологов членам Бундестага, документ в его запланированной форме обеспечивает избыточные поставки природного газа и ставит под угрозу соблюдение закона о защите климата. Борцы за сохранение климата считают, что в законе должно быть четко определено, насколько серьезна надвигающаяся чрезвычайная ситуация в сфере энергетики и какие мощности СПГ на самом деле необходимы для ее преодоления. По их мнению, наземные стационарные импортные терминалы, в отличие от плавучих терминалов, вообще не должны быть включены в документ, так как они будут готовы к использованию только в среднесрочной перспективе. Также организации призывают резко сократить срок действия разрешений на использование СПГ-терминалов — до конца 2030 года вместо конца 2043-го. Более длительный срок не соответствует целям правительства в области защиты климата и мешает намеченному расширению «зеленой» водородной экономики, а планируемая приостановка проверки воздействия на окружающую среду должна применяться только к плавучим объектам, которые могут быть готовы к использованию зимой этого года.

Нужно ускориться

Европейский союз намерен отказаться от поставок газа из России к 2027 году, сообщила австрийский министр по делам защиты климата, экологии, энергетики, транспорта, инноваций и технологий Леоноре Гевесслер. Она напомнила, что в настоящее время Австрия зависит от российского газа на 80%. «Мы должны от этого быстро освободиться, потому что зависимость делает нас уязвимыми перед шантажом и взвинчивает цены», — цитирует

министра ТАСС. «Мы должны сократить потребление газа, перейти на тепловые насосы, геотермальную энергию и так далее везде, где это возможно. Во-вторых, мы должны сами производить биогаз и возобновляемый водород. Третий момент: нам нужны другие страны-поставщики. Например, сжиженный газ, который доставляется танкерами через терминалы в Италии и Нидерландах», — проинформировала она.

«Что касается водорода, мы должны сделать все возможное для ускорения», — заявил чиновник Федерального министерства образования и исследований Германии Штефан Кауфманн. «Мы должны работать над глобальными цепочками поставок, над быстрым регулированием», — сказал он. «Война показала нам, что нужно быть намного быстрее, чем мы думали год назад», — приводит его слова Bloomberg.

С ним согласна и премьер-министр Финляндии Санна Марин, которая в интервью японской газете Nikkei

сказала, что ее страна в течение нескольких месяцев откажется от зависимости от российских энергоресурсов. «Это момент, когда [переход на «зеленую» энергию] реализуется быстрее, чем мы думали ранее», — отметила она. Премьер-министр подчеркнула важность перехода на возобновляемые виды энергии, такие как энергия ветра или солнца, развитие водородной энергетики и новых технологий.

Консалтинговая группа «Деловой профиль» отмечает, что общий объем производства водорода в мире в настоящее время оценивается различными источниками в 55–70 млн тонн. Причем совокупные среднегодовые темпы его роста за последние 20 лет невысоки — около 1,6%. Более 90% производства приходится на неэкологичный «голубой» водород, при синтезе 1 кг которого выделяется 3 кг углекислого газа. Между тем целевым видом является «зеленый», себестоимость которого пока в 2–3 раза превышает неэкологичную альтернативу. В качестве



сырья для производства водорода доминируют углеводороды: более 68% получают сейчас из природного газа, 16% — из нефти, 11% — из угля и 5% — из воды с помощью электролиза. Это объясняется сравнительно дешевой, ведь себестоимость водорода из природного газа пока в 2–5 раз ниже, чем при электролизе.

Водородное безумие

«Использовать водород как накопитель энергии — это одно из самых беспроигрышных решений, которое можно представить. Я уже говорил об этом 100 раз, а может быть, даже 200 раз: если вы собираетесь разрабатывать системы накопления энергии, то водород будет плохим выбором», — сказал глава Tesla и SpaceX Илон Маск в интервью Financial Times. По его словам, водород можно произвести либо с помощью ископаемых видов топлива, либо с помощью электролиза. «Эффективность электролиза низкая. Вы действительно тратите много энергии, чтобы расщепить водород и кислород. Затем нужно разделить водород и кислород и создать над ними давление — это тоже требует много энергии. Количество энергии, необходимое для... производства водорода и превращения его в жид-

кую форму, ошеломляет», — отметил он. Не меньшей проблемой является хранение водорода: в жидком виде он требует специальных резервуаров и энергозатратной системы охлаждения, а в газообразном состоянии — огромных по объему резервуаров.

И в то время, пока одни продолжают заявлять об отказе от использования углеводородов, другие признают, что в ближайшей перспективе это невозможно. Министр по вопросам труда и социальных дел ФРГ Хубертус Хайль в интервью газете Rheinische Post отметил, что односторонний преждевременный отказ Германии от российского газа грозил бы ей «двойным кризисом». «Мы бы в этом случае вступили в стагнацию, то есть оказались бы в условиях экономического кризиса и сильно растущих цен», — предположил он. Премьер Греции Кириакос Мицотакис тоже считает, что Европа не может сейчас отказаться от российского газа.

По мнению главы концерна Shell Бена ван Бердена, на горизонте ближайших 6–8 лет Европа не сможет заместить газ из России. «Потому что нет возможности просто закупить больше трубопроводного газа и СПГ и полностью заменить российский газ, который мы потребляем. Это просто неосуществимо», — считает он.

Глава Repsol Антонио Бруфау на годовом собрании акционеров в начале мая призвал к разработке «реалистичного» энергетического баланса для «сильной Европы». Он выступил за разработку путей достижения к 2050 году декарбонизированной модели, основанной на технологической нейтральности без «догм», с прагматизмом, «без интеллектуального высокомерия» и гарантирующей отсутствие «дефицита» или «неприемлемого повышения цен на энергоносители». Бруфау задался вопросом, имеет ли смысл заменять российский газ сырьем, импортируемым из Соединенных Штатов, которого много благодаря гидроразрыву пласта, в то время как этот метод запрещен на европейском континенте. «Мы должны спросить себя, реально ли доверять выход из кризиса только электрификации, не принимая во внимание ту роль, которую

**Более
68%**
водорода
производят сейчас
из природного газа,

16%
— из нефти,
11%
— из угля
и **5%**
— из воды
с помощью
электролиза

природный газ и нефть должны играть в течение многих лет», — сказал он. Необходимо принимать во внимание, что энергетический переход влечет за собой затраты в «сотни миллиардов долларов» до 2050 года, нельзя игнорировать тот факт, что Европе по-прежнему будет нужна энергия углеводородов, а также оставлять без внимания проблемы отраслей, декарбонизация которых затруднительна, считает руководитель компании.

По прогнозам ОПЕК, нефть останется топливом с наибольшей долей в мировом энергобалансе до 2045 года. Ожидается, что на этом временном горизонте доля нефти и газа вместе взятых по-прежнему составит более 50%. Как отметил президент РФ Владимир Путин на последнем заседании, посвященном нефтяной отрасли, «отказ от российских энергоресурсов означает, что Европа системно, на долгосрочную перспективу становится регионом с самой высокой стоимостью энергоресурсов в мире». «И это самым серьезным образом, по мнению некоторых экспертов, бесповоротно может подорвать конкурентоспособность значительной части европейской промышленности», — заключил он.

**Более
90%**
производства
сегодня —
«голубой» водород,
при синтезе
1 кг
которого
выделяется
3 кг
углекислого
газа

ЕСТЬ НОВОСТИ!

 **OIL
& CAPITAL**
www.oilcapital.ru

 **Telegram**
https://t.me/oil_capital

Яндекс Дзен
Нефть & Капитал

 **ВКонтакте**
https://vk.com/oilcapital_ru

facebook
<https://www.facebook.com/oilcapital.ru>

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ • ИЗДАЕТСЯ С 1994

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

Чем дальше, тем меньше

Российские трубные компании
ожидают непростые времена

ЛЕОНИД ХАЗАНОВ,
доктор экономических наук,
промышленный эксперт

Первый квартал 2022 года стал очень двойственным для российской трубной отрасли: ее производство выросло и упало одновременно. Подобное явствует из данных Федеральной службы государственной статистики (ФСГС).

Согласно им, в январе — марте 2022 года выпуск бесшовных стальных труб для нефте- и газопроводов увеличился на 1%, до 151,2 тыс. тонн, производство же обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб, используемых для проходки и обустройства скважин на углеводородных месторождениях, — на 11,3%, до 459 тыс. тонн. При детальном анализе оказывается, что

максимум производства сварных труб, в частности больших диаметров, необходимых для прокладки магистральных трубопроводов вроде двух «Северных потоков», и логично предположить, что по данной продукции произошло резкое снижение.

В 2022 году оно однозначно будет продолжаться из-за отсутствия в России проектов, требующих значительного количества труб большого диаметра (ТБД). Единственный возможный среди них — «Сила Сибири — 2» протяженностью 6,7 тыс. км (из них 2,7 тыс. км по территории нашей страны) — мог бы сразу обеспечить заказами практически всех отечественных производителей: для проекта понадобится до 3 млн тонн



**В I квартале
2022 года выпуск
бесшовных
стальных труб
для нефте- и
газопроводов
увеличился на
1%,
до 151,2
тыс. тонн**

выпуск насосно-компрессорных труб упал на 1,3%, до 130,8 тыс. тонн, бурильных — на 7%, до 16,4 тыс. тонн. Такая динамика может свидетельствовать о спаде, который имеет шансы стать максимальным за последние 20 лет.

Проявляться он стал еще в прошлом году. Как следует из информации ФСГС, в 2021-м производство бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб для месторождений нефти и газа уменьшилось на 5,8%, до 1,624 млн тонн.

По остальным группам дела вроде бы обстояли неплохо: например, выпуск бесшовных труб для нефте- и газопроводов поднялся на 18,6%, до 630 тыс. тонн. Отчего-то ФСГС упорно молчит о динамике и объе-

мах производства сварных труб. Маленький нюанс: «Сила Сибири — 2» проектируется с 2020 года, когда будет старт ее строительства — неясно.

За границей есть предпосылки для участия российских компаний в газопроводном проекте «Пакистанский поток» (бывший «Север — Юг») длиной 1,1 тыс. км. Как и в случае «Силы Сибири — 2», неизвестны сроки начала его прокладки и, соответственно, тендеров на закупки труб большого диаметра. Иных интересных проектов не предвидится, и в 2022 году загрузка мощностей по производству ТБД может оказаться на многолетнем минимуме с перспективой его перехода в 2023 год.

Неоднозначное положение дел прогнозируется в сфере разведки и

разработки месторождений нефти и природного газа. С одной стороны, экспорт углеводородного сырья из России сейчас сталкивается с серьезными трудностями из-за санкций, введенных властями Европейского союза, Великобритании, США и их сателлитов. В планах — полный отказ от закупок нефти и природного газа из РФ, несмотря на то, что это труднореализуемо. Следовательно, экспорт может сократиться, потянув за собой спад добычи и далее по цепочке уменьшение объемов разведочного и эксплуатационного бурения.

С другой стороны, падение прокачки нефти и природного газа за пределы России неизбежно будет взвинчивать их цены на глобальном рынке, позволив отечественным поставщикам существенно поднять выручку. По имеющимся оценкам, экспортные доходы могут вырасти почти на 30%, перевалив за \$300 млрд.

В складывающихся условиях российские нефтегазовые компании встают перед трудным выбором:

сдвинуть сроки реализации ранее намеченных проектов по разведке и вовлечению в эксплуатацию месторождений углеводородного сырья либо вообще заморозить их до лучших времен, сэкономив тем самым немалые средства. Или все-таки продолжить строительство, неся большие экономические риски: из-за беспрецедентной санкционной войны, ведущейся Западом против России, определенные объемы нефти и природного газа могут стать невостребованными на мировом рынке либо их придется продавать с хорошим дисконтом (он достиг внутреннего уровня для отечественной марки Urals — около \$40 к стоимости Brent, хотя в предыдущие годы был порядка \$3).

Судя по пресс-релизам российских нефтяных и газовых компаний, ни о какой приостановке или заморозке инвестиционных проектов речи не идет. Официальные же данные говорят о противоречивой динамике. Так, согласно информации ЦДУ ТЭК, в первом квартале разведочное бурение на нефтяных месторождениях в РФ уменьшилось на 2,8%, до 213,8 тыс. метров, эксплуатационное, напротив, выросло на 11,7%, до 6,252 млн метров. Добыча нефти в апреле рухнула

Падение заказов в нефтесервисной отрасли РФ может составить до 30–40%

примерно на 9% на фоне отказа европейских трейдеров от ее закупок и стагнации переработки внутри России (отечественный рынок в буквальном смысле слова затоварен бензином и дизельным топливом).

В открытую заявить о планируемом сокращении бурения кто-то из игроков вряд ли решится: информация об этом может автоматически вызвать снижение курса акций и лавину вопросов со стороны банков и контрагентов. В то же время можно с определенной долей уверенности допустить, что ряд нефтяных и газовых проектов все-таки застопорили ход, поскольку проблемы с отгрузками углеводородного сырья за рубеж никуда не исчезли. Тогда следует ожидать пересмотра действующих контрактов на приобретение труб различной номенклатуры и поставку новых на стоп.

Объективная информация об объемах бурения скважин на рудные и нерудные полезные ископаемые, подземные пресные и минеральные воды вообще отсутствует. Скорее всего, они сравнительно невелики и не играют большой роли в структуре спроса на трубы.

В результате сокращение выпуска труб в России может уже идти, пускай оно и скрыто от глаз широкой общественности: мало кто из отечественных производителей трубной продукции не побоится в этом признаться — у многих неоднозначные позиции на рынке.

Наиболее выигрышное положение, пожалуй, у Трубной металлургической компании (ТМК), являющейся крупнейшим производителем стальных труб в России. Ее позиции упрочились в 2021 году после приобретения группы ЧТПЗ за 84,2 млрд руб. Сделка отразилась на

Начавшись в прошлом году, спад производства труб в России может стать максимальным за последние 20 лет



показателях деятельности ТМК: в минувшем году был зафиксирован объем продаж трубной продукции в количестве 4,260 млн тонн против 2,811 млн тонн годом ранее.

Ситуация у «Северстали» и Объединенной металлургической компа-

нии (ОМК) сложнее: они обе не обладают столь широкой продуктовой линейкой, как ТМК. Трубы, выпускаемые «Северсталью», можно использовать или в промышленном, коммерческом и дорожном строительстве, или для прокладки магист-

В этом году падение производства продолжится из-за отсутствия в России проектов, требующих значительного количества труб большого диаметра.

Единственный возможный среди них — «Сила Сибири — 2» протяженностью 6,7 тыс. км (из них 2,7 тыс. км по территории нашей страны) — мог бы сразу обеспечить заказами практически всех отечественных производителей, но когда будет старт строительства — неясно



ральных нефте- и газопроводов. Но в первом случае перспектив для увеличения заказов нет в силу идущей стагнации, во втором — из-за отсутствия проектов, способных предъявить сильный спрос.

Для ее Ижорского трубного завода рост выпуска труб большого диаметра в 2021 году на 82%, до 343 тыс. тонн, может оказаться последним. В 2022 году производство может упасть ниже 100 тыс. тонн — мизерный объем для предприятия мощностью 600 тыс. тонн. Гораздо проще будет его остановить, отправив сотрудников в вынужденный простой, нежели генерировать убытки.

Проект «Северстали» с Tenaris по организации в Ханты-Мансийском автономном округе предприятия по изготовлению сварных труб нефтяного сортамента на 300 тыс. тонн в год, похоже, подвис надолго. Партнеры планировали открыть его в 2021 году, потом работы были приостановлены из-за пандемии коронавируса и обвала цен на нефть. В апреле 2022-го появились сведения о новой дате запуска — 2024 год.

ОМК может прийти еще труднее. Выпуск труб в ее структуре распределен между двумя предприятиями — Выксунским металлургическим (ВМЗ) и Альметьевским трубным (АТЗ) заводами. В минувшие годы ОКМ фокусировала усилия на развитии ВМЗ,



недаром на нем создается комплекс по выпуску бесшовных обсадных, насосно-компрессорных и нефтегазопроводных труб в количестве до 500 тыс. тонн в год. Он должен был заработать в 2021 году, теперь же срок ввода сдвинулся на 2022-й.

На АТЗ никаких серьезных проектов реализовано не было, не считая установки агрегата продольной резки рулонов на 125 тыс. тонн в год. Находясь в старейшем центре нефтедобычи, Татарстане, предприятие умудряется быть хронически убыточным, и риск его остановки в ближайшие месяцы отметить нельзя.

Туманным представляется и будущее Загорского трубного завода (ЗТЗ). В текущем году он выкупил у «Металлоинвеста» комбинат

Наиболее выигрышное положение у «Трубной металлургической компании» (ТМК), являющейся крупнейшим производителем стальных труб в России. Ее позиции упрочились в 2021 году после приобретения группы ЧТПЗ

«Уральская сталь» за рекордные \$500 млн, обеспечив себя штрипсом для производства труб большого диаметра, и никак не снизит свою зависимость от заказов «Газпрома», остающегося ключевым клиентом.

Тремя годами ранее ЗТЗ подписал с ВТБ соглашение о финансировании проекта строительства производства бесшовных труб мощностью 450 тыс. тонн в год, его стоимость оценивалась в 35 млрд руб. В 2021-м она подросла до 65 млрд руб., открытие можно прогнозировать в 2023–2024 годах.

Удивительный факт: никто из трубных холдингов не пытался создавать предприятия на Дальнем Востоке. Дальновиднее всех поступила «Роснефть», реализующая проект строительства Приморского металлургического завода. Он будет выплавлять до 1,5 млн тонн стали в год, «перерабатывая» ее, помимо прочего, в трубы большого диаметра в объеме до 220 тыс. тонн в год.

Одновременно остается нерешенной проблема отсутствия в регионе предприятия по производству бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. Его было бы правильно разместить вблизи Приморского металлургического завода или комбината «Амурсталь», специа-

В I квартале 2022 года выпуск насосно-компрессорных труб упал на 1,3%, до 130,8 тыс. тонн, бурильных — на 7%, до 16,4 тыс. тонн





Туманным представляется и будущее Загорского трубного завода (ЗТЗ). В текущем году он выкупил у «Металлоинвеста» комбинат «Уральская сталь» за рекордные \$500 млн, обеспечив себя штрипсом для производства труб большого диаметра, и никак не снизит свою зависимость от заказов «Газпрома», остающегося ключевым клиентом

лизирующегося на изготовлении непрерывно-литой квадратной заготовки и арматуры (если они смогут предоставить достаточное количество стали). Везти готовые трубы на месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока будет дешевле, чем из европейской части России.

В тени «черников» находятся Каменск-Уральский металлургический завод и «Арконик СМЗ» (бывший Самарский металлургический завод), выпускающие бурильные трубы из алюминиевых сплавов. Их продукция объективно дороже стальной, зато обладает неоспоримым конкурентным преимуществом: алю-

миниевые трубы подходят для проходки глубоких скважин (с увеличением глубины растет вес буровой колонны). С их помощью можно разведывать углеводородные залежи, локализованные в породах ачимовской свиты в Западной Сибири. Увы, санкции спутали карты и массового освоения этих запасов не будет.

«Пикантный» момент: «Арконик СМЗ» принадлежит американской корпорации Arconic, и в условиях беспрецедентного по жесткости санкционного давления западных государств на Россию возникает закономерный вопрос о необходимости национализации предприятия

в качестве ответной меры. Ее может сдерживать только отсутствие российского инвестора, способного обеспечить приемлемую загрузку «Арконик СМЗ».

Обращает на себя внимание отсутствие позитивных предпосылок для роста числа и объемов заказов на трубы. Ждать скорейшего старта прокладки «Силы Сибири — 2», как было сказано выше, не стоит, значит, и тендеры на закупку труб пока не предвидятся. Разведочное и эксплуатационное бурение в 2022–2023 годах может провалиться в яму.

Живых денег могли бы подкинуть поставки для ремонтных работ на действующих нефте- и газопроводах, хотя здесь крупных заказов тоже ждать не приходится. Подспорьем может стать полный запрет на применение бывших в употреблении труб в водопроводах, тепловых и газовых сетях и замена изношенных систем водо- и теплоснабжения в домах.

Однако полноценной альтернативой проектам строительства магистральных трубопроводов и освоения нефтегазовых месторождений их назвать нельзя. И российским трубным компаниям придется искать неординарные решения, стремясь любыми способами опередить конкурентов и обеспечить стабильные доходы, не допуская остановки собственных заводов и увольнения сотрудников.

В I квартале 2022 года разведочное бурение на нефтяных месторождениях в РФ уменьшилось на 2,8%, до 213,8 тыс. метров, эксплуатационное, напротив, выросло на 11,7%, до 6,252 млн метров



Репетиция энергоперехода: что для России означает угольное эмбарго Японии и ЕС?

Угольное эмбарго в определенной мере «предвосхитит» базовый сценарий энергоперехода, при котором после 2030 года единственным крупным потребителем российского угля в Европе останется Германия

КИРИЛЛ РОДИОНОВ,
эксперт Института развития
технологий ТЭК

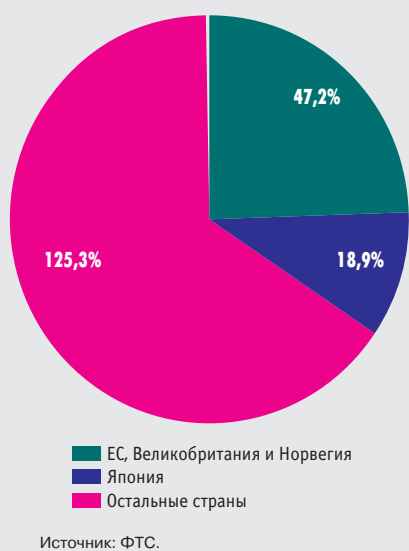


Европейский союз (ЕС) в апреле, в рамках пятого раунда санкций, уточнил параметры угольного эмбарго в отношении России: запрет на поставки угля из РФ на общую сумму 8 млрд евро в год вступит в силу с 10 августа 2022 года. Четырехмесячный лаг отведен на исполнение договоров, которые были заключены до 9 апреля 2022 года: в этот период на них не будут распространяться санкции. Сокращать закупки российского угля в те же сроки будет Великобритания, объявившая о намерении полностью отказаться от ряда российских коммодитис до конца 2022 года, и Норвегия, не входящая в состав ЕС, но присоединившаяся к санкциям Еврокомиссии. В этом же ряду стоит Япония: премьер Фумио Кисида в апреле заявил о том, что страна планирует постепенно снижать угольный импорт из РФ, а затем полностью запретить его.

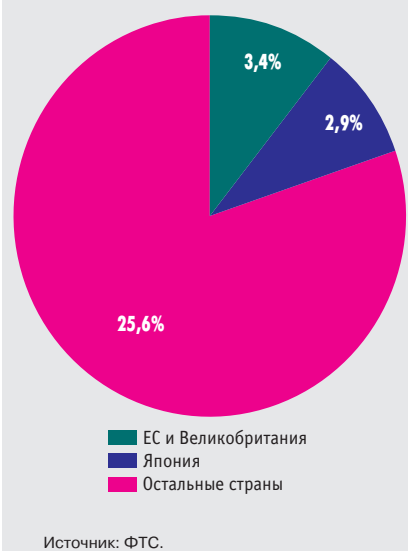
Треть экспорта

Что означает для России потеря европейского и японского рынков? По данным Федеральной таможенной службы (ФТС), Россия в 2021 году экспортировала 191,4 млн тонн энергетического угля (включая лигнит), из которых 25% (47,2 млн

Экспорт энергетического угля из России (включая лигнит), млн тонн



Экспорт коксующегося угля из России, млн тонн



тонн) пришлось на ЕС, Великобританию и Норвегию (здесь и далее — 29 стран Европы), а 10% (18,9 млн тонн) — на Японию. Экспорт коксующегося угля, использующегося в металлургии, в прошлом году достиг 31,8 млн тонн: доля ЕС и Великобритании (без Норвегии, которая не импортирует коксующийся уголь из РФ) составила 11% (3,4 млн тонн), а Японии — 9% (2,9 млн тонн). Итого

суммарно на эти два направления поставок пришлось 35% экспорта энергетического угля и 20% коксующегося.

Схожие пропорции характерны и для экспортной выручки. Россия в 2021 году получила \$14,6 млрд от

Россия в 2021 году получила \$14,6 млрд от экспорта энергетического угля, из них 24% (\$3,5 млрд) пришлось на 29 стран Европы, а 12% (\$1,8 млрд) — на Японию



экспорта энергетического угля, из них 24% (\$3,5 млрд) пришлось на 29 стран Европы, а 12% (\$1,8 млрд) — на Японию. Что касается коксующегося угля, то здесь выручка от экспорта достигла \$3,8 млрд: доля и европейских стран (\$358 млн), и Японии (\$338 млн) составила 9%. Общая доля этих двух направлений в выручке от экспорта энергетического угля в 2021 году была равна 36%, а от экспорта коксующегося

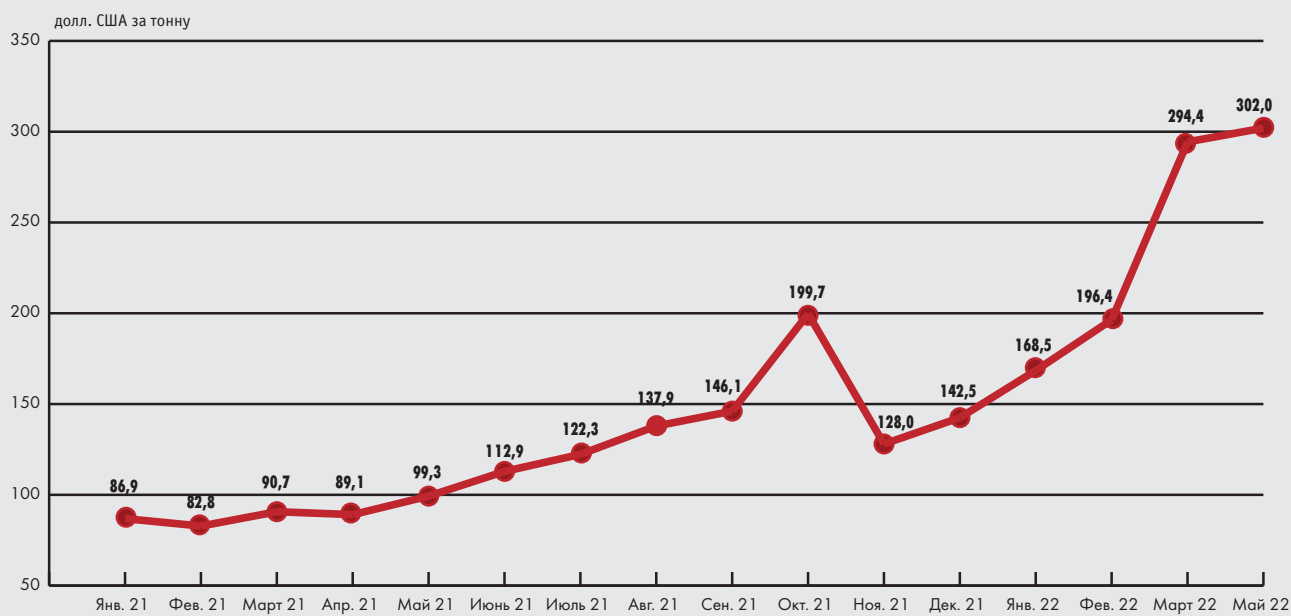
угля — 18%. Тем самым, несколько огрубляя, потеря этих рынков грозит потерей трети экспорта энергетического угля и пятой части коксующегося.

Роль импорта из России

Насколько значимы поставки из России для европейского и японского рынков? Ответить на этот вопрос можно с помощью портала Trade Map — проекта Центра ЮНКТАД-

ВТО по международной торговле, который «отзеркаливает» данные национальных таможенных агентств. Правда, статистика по импорту из России несколько расходится со статистикой по экспорту из РФ: по данным Trade Map, ЕС, Великобритания и Норвегия импортировали 81 млн тонн энергетического угля (включая лигнит) из стран, не входящих в состав Европейского союза, из них 71% (57,5 млн тонн) пришел-

Среднемесячные спотовые цены на энергетический уголь в порту Ричардс Бей (ЮАР)



ся на Россию. Разница в оценках может быть связана с высоким объемом поставок в Нидерланды (по данным Trade Map, 10,1 млн тонн) — страну, которая является крупным европейским логистическим хабом, но при этом слабо зависит от угля в качестве топлива для электростанций: по данным Обзора мировой энергетики ВР, в Голландии на долю угля в 2020 году приходилось лишь 3% выработки.

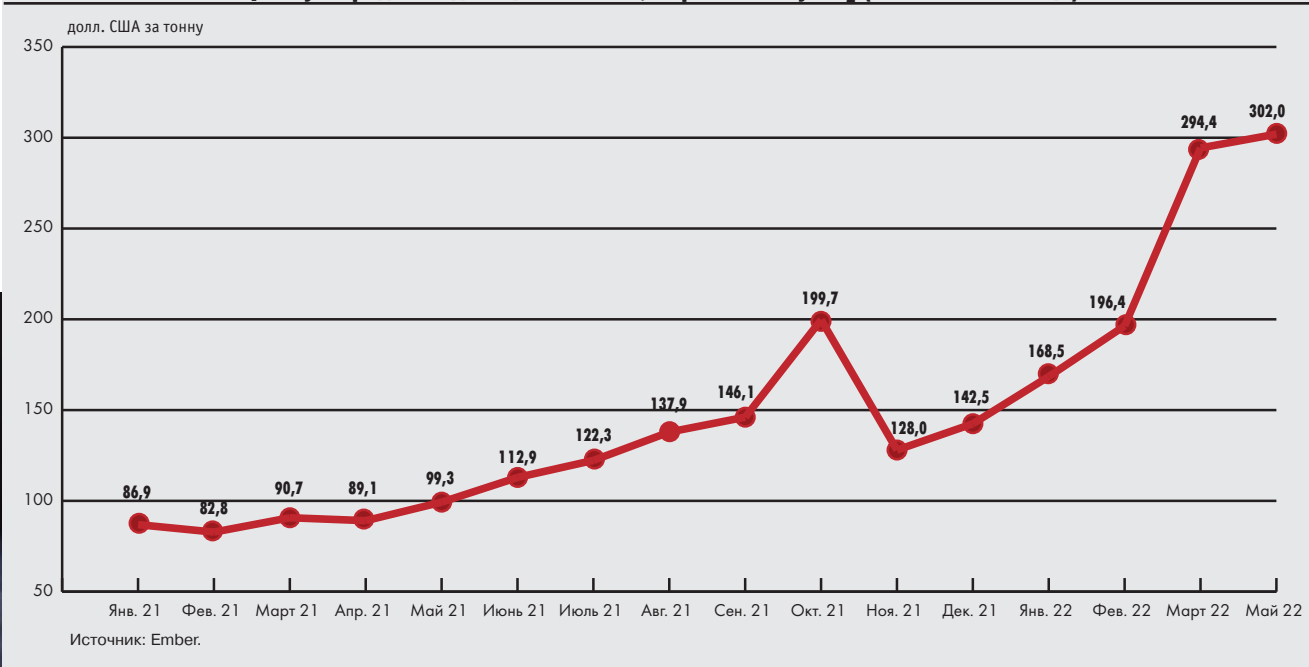
Доля России в европейском импорте коксующегося угля из-за переделов ЕС составила 10% (3,7 млн тонн из 37,9 млн тонн), следует из данных Trade Map. Что касается Японии, то здесь в 2021 году на долю России пришлось 12% импорта энергетического угля (17,1 млн тонн из 143,3 млн тонн) и 7% импорта коксующегося угля (2,8 млн тонн из 39,4 млн тонн). Как видно, в случае Японии расхождение между данны-

ми по экспорту и импорту носит менее выраженный характер.

Последствия для потребителей и поставщиков

Так или иначе, но ограничения на поставки будут сопряжены с издержками не только для российских производителей угля, но и для его импортеров. Первой такой издержкой стал стремительный рост угольных цен, которые за последние два

Цена углеродной единицы в EU-ETS, евро за тонну CO₂ (на начало месяца)



месяца достигли новых многолетних максимумов. Например, фьючерс на энергетический уголь на Межконтинентальной бирже (ICE) в Лондоне в конце мая стабилизировался вокруг отметки \$320 за тонну, при том что большую часть кризисного 2020 года он находился ниже \$50 за тонну, а в 2021-м лишь ненамного превышал рубеж в \$100 за тонну. Фьючерс на коксующийся уголь на Сингапурской бирже и вовсе перешагнул отметку \$500 за тонну.

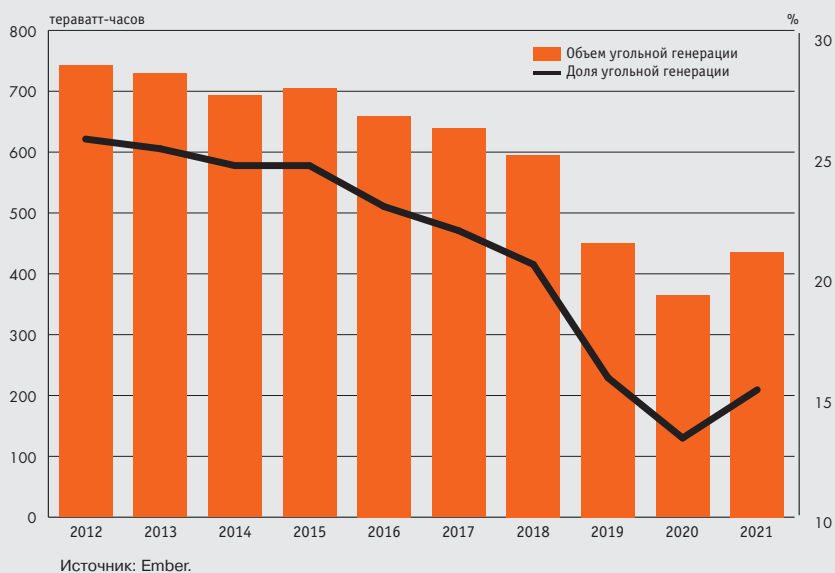
Высокие цены во многом отражают осознание инвесторами издержек, связанных с перестройкой логистических цепочек. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), Россия в 2021 году занимала третью строчку как среди крупнейших экспортеров энергетического угля (с глобальной долей 18% против 41% у Индонезии и 20% у Австралии), так и среди экспортеров коксующегося угля (с долей 12% против 53% у Австралии и 14% у США).

С логистической точки зрения проще всего заместить российские поставки коксующегося угля в Японию, с учетом незначительности их объемов (2,9 млн тонн, что эквива-

лентно 2% австралийского экспорта), а также близости японского рынка к Монголии, которая в ближайшие годы будет региональным лидером по темпам прироста экспорта коксующегося угля (согласно прогнозу МЭА, на 10,2% в год в 2021–2024 годах против 3% в год у Австралии). В импорте энергетического угля наиболее очевидной альтернативой для Японии является Индонезия: объем российских поставок на японский рынок (по данным ФТС, 18,9 млн тонн) эквивалентен 4% индонезийского экспорта (по оценке МЭА, 435 млн тонн).

Для европейского рынка ключевой проблемой станет логистическая удаленность крупнейших экспортеров энергетического угля: помимо уже упомянутых Индонезии и Австралии, к их числу также относятся ЮАР (с глобальной долей 7%), Колумбия (5%) и США (4%). Правда, для этих трех стран характерно падение угледобычи: по прогнозу МЭА, Южная Африка в 2021–2024 годах будет сокращать ее на 4,5% в год, Колумбия — на 2,4% в год, а Соединенные Штаты — на 17,6% в год. Поэтому Европе будет проще заместить импорт российского кок-

Объем и доля угольной генерации в 27 странах ЕС





сующегося угля: как и в случае с Японией, скажется незначительность российских поставок, объем которых (3,4 млн тонн) сопоставим с потенциальным приростом экспорта коксующегося угля из Мозамбика (согласно прогнозу МЭА, с 4 млн тонн в 2021-м до 7 млн тонн в 2024 году).

Дальнейший разворот на Восток

Эмбарго станет для российских производителей своего рода «репетицией» одного из сценариев энергоперехода, при котором после 2030 года единственным крупным импортером российского угля в Европе останется Германия (на ее долю в прошлом году пришлось треть европейского импорта энергетического угля из РФ). Европейский союз в последние годы последовательно отказывается от угольной генерации:

если в 2015-м доля угля в выработке 27 стран ЕС составляла 25%, то к 2021 году она снизилась до 15%, согласно данным исследовательского центра Ember. При этом в ближайшие годы этот показатель уменьшится еще сильнее: примеру Бельгии, отказавшейся от угольной генерации в 2016 году, уже последовали Австрия (2020), Швеция (2020) и Португалия (2021). До 2025 года на этот шаг собираются пойти Франция, Великобритания, Италия и Ирландия, а до 2030-го — Греция, Финляндия, Нидерланды, Дания, Венгрия и Словакия.

Одна из причин тому — жесткость углеродного регулирования: операторы европейских угольных станций вынуждены закупать квоты на эмиссию CO₂ при превышении нормативов выбросов, при том что цены на углерод в последние полтора года растут: если в начале 2021-го стои-

Ограничения на поставки будут сопряжены с издержками не только для российских производителей угля, но и для его импортеров. Первой такой издержкой стал стремительный рост угольных цен

мость тонны CO₂ в европейской системе торговли углеродными единицами составляла 34 евро, то к середине мая 2022 года она увеличилась до 92 евро. На этом фоне вполне реалистичными выглядят оценки МЭА, согласно которым операционные издержки угольных станций в ЕС — \$90 на мегаватт-час (МВт•ч) выработанной электроэнергии — превосходят аналогичные издержки для газовых станций (\$80 на МВт•ч), с учетом разницы в удельных выбросах CO₂ (по оценке



Суммарная мощность Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в период с 2012 по 2021 год выросла с 58 млн тонн до 144 млн тонн, но все равно не способна полностью удовлетворить потребности угольщиков

Ember, 0,83 тонны на МВт·ч против 0,37 тонны на МВт·ч).

Сокращение закупок со стороны Японии может несколько купировать инфраструктурные проблемы Восточного полигона — Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей, суммарная мощность которых в период с 2012 по 2021 год выросла с 58 млн тонн до 144 млн тонн, но все равно не способна полностью удовлетворить потребности угольщиков. Впрочем, российские производители наверняка попытаются перенаправить поставки в Китай и Индию, учитывая недавнее решение китайских регуляторов снизить до нуля импортные пошлины на уголь в период с 1 мая 2022 года по 31 марта 2023 года, а также мартовские заявления индийского министра металлургической промышленности Рамчандра Прасад Сингха о намере-

нии вдвое увеличить импорт российского коксующегося угля (в 2021 году Россия поставила в Индию 563 тыс. тонн коксующегося угля, или 2% от экспорта, согласно данным Trade Map).

В кризис — не только о насущном

Впрочем, при всей сложности вызовов, с которыми придется столкнуться экспортерам на фоне эмбарго, регуляторам не стоит забывать о длинном горизонте развития отрасли, в том числе в области строительства инфраструктуры, повышения экологических стандартов и роста уровня безопасности. И здесь напрашиваются три решения:

1. Предоставление налоговых льгот под строительство частных железнодорожных веток, которое позволило бы решить проблему вывоза угля из Якутии, где рост добычи сдерживается серьезным дефицитом инфраструктуры.

2. Пошаговый отказ от подземной добычи, на которую приходится четверть предложения угля в России

(остальные три — на угольные карьеры и разрезы): поэтапное закрытие шахт с предоставлением финансовой компенсации (в размере чистой прибыли за последние пять полных лет, за исключением кризисного 2020 года). Это могло бы решить проблему аварийности, критичность которой продемонстрировал прошлогодний взрыв метана на шахте «Листвяжная» в Кузбассе.

3. Ужесточение норм, касающихся использования пылепоглощающего оборудования в российских экспортных портах. Такой шаг позволил бы не только улучшить экологическую обстановку в приморских городах Балтики и Дальнего Востока, но и сбалансировать регулирование отрасли, в котором льготы и компенсации были бы уравновешены более жесткими экологическими стандартами.

Таргетирование этих трех параметров — инфраструктуры, экологии и безопасности — позволит регуляторам эффективнее реагировать на кризис, который может стать самым трудным для отрасли со времен ее постсоциалистической реструктуризации.

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2022, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2022	% к апрелю 2021	С начала года	% к периоду 2021
ПАО 'ЛУКОЙЛ'	6597,116	108%	26341,152	110%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь'	2887,143	118%	11224,002	118%
ООО СП 'Волгодеминойл'	11,527	60%	48,324	59%
ООО 'ЛУКОЙЛ-АИК'	117,630	99%	471,588	99%
ООО 'ПермТОТИнефть'	18,235	115%	72,735	120%
ООО 'Турсунг'	4,924	90%	19,990	90%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть'	31,285	86%	127,414	86%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Коми'	1260,458	110%	5055,781	112%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть'	503,482	81%	2262,653	91%
ООО ЛУКОЙЛ-Пермь'	1265,291	107%	5080,399	110%
ООО 'УралОйл'	47,114	122%	189,663	119%
ООО 'РИТЭК'	450,027	97%	1788,603	98%
ПАО 'НК 'Роснефть'	11107,456	76%	52620,547	93%
ООО 'АнгараНефть'	142,846	182%	602,096	208%
АО 'Ванкорнефть'	793,621	93%	3217,837	94%
ОАО 'Грознефтегаз'	4,253	117%	23,183	160%
ЗАО 'РН-Шельф Дальний Восток'	30,437	88%	148,805	88%
ООО 'Роснефть-Маланинская группа'	1,074	93%	4,669	98%
ПАО 'Роснефть' (Томская обл.)	нет данных	нет данных	2,657	нет данных
ООО 'СевКомНефтегаз'	59,310	127%	211,571	121%
ООО 'Харампурнефтегаз'	80,652	99%	329,078	101%
АО 'Воссибнефтегаз'	181,861	88%	744,977	87%
АО 'ВЧНГ'	547,949	97%	2207,230	97%
ООО 'РН-Краснодарнефтегаз'	24,943	58%	147,125	86%
АО 'НК 'Конданефть'	162,845	67%	825,189	83%
ООО 'РН-Пурнефтегаз'	231,951	91%	931,302	92%
АО 'РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ'	220,986	102%	951,597	156%
АО 'Оренбургнефть'	441,575	41%	2862,671	68%
АО 'Самаранефтегаз'	504,975	50%	3126,918	78%
АО 'Самотлорнефтегаз'	1257,812	92%	5124,605	93%
АО 'Сузун'	149,809	136%	614,314	133%
ООО 'Таас-Юрях Нефтегаздобыча'	420,665	98%	1652,830	98%
ООО 'Тагульское'	382,048	180%	1557,885	201%
АО 'РН-Няганьнефтегаз'	348,384	74%	1553,179	84%
ООО 'РН-Уватнефтегаз'	445,965	61%	2507,087	86%
АО 'Тюменнефтегаз'	207,187	122%	833,472	131%
ОАО 'Удмуртнефть'	489,660	103%	1961,278	110%
ООО 'РН-Юганскнефтегаз'	3976,648	71%	20478,992	93%
ПАО 'Газпром нефть'	3238,796	102%	13006,919	101%
ООО 'Газпромнефть-Восток'	115,671	88%	467,468	90%
ООО 'Газпромнефть-Хантос'	1069,134	103%	4203,242	103%
ООО 'Газпромнефть-Оренбург'	203,839	96%	864,815	97%
АО 'ЮУНГ'	9,974	76%	43,274	81%
ООО 'Газпромнефть-Ямал'	559,845	97%	2272,193	93%
АО 'Газпромнефть-ННГ'	845,632	99%	3523,373	101%
ООО 'Газпром нефть шельф'	333,379	108%	1257,977	101%
ООО 'Меретояханефтегаз'	84,967	433%	311,552	402%
ООО 'Газпромнефть-Пальян'	16,355	111%	63,025	105%
ПАО 'Сургутнефтегаз'	4890,750	109%	20080,213	114%
ПАО 'Сургутнефтегаз'(УФО)	4033,492	111%	16631,361	117%
ПАО 'Сургутнефтегаз(Якутия)'	857,258	103%	3448,852	103%
ПАО 'Татнефть' им. В.Д. Шашина	2350,708	105%	9423,841	108%
ООО 'Татнефть-Самара'	23,427	96%	96,295	97%
ПАО 'Татнефть' им. В.Д. Шашина	2327,281	105%	9327,546	109%
ПАО АНК 'Башнефть'	1016,237	86%	5746,599	149%
ООО 'Башнефть-Добыча'	733,716	71%	4571,043	140%
ООО 'Башнефть-Полюс'	246,029	237%	979,587	240%
ООО 'Соровскнефть'	36,492	78%	195,969	107%
ПАО 'НГК Славнефть'	968,550	127%	3839,162	151%
ПАО 'СН-МНГ'	511,987	171%	2017,285	282%
ПАО 'СН-МНГ'	9,459	108%	40,665	104%
ПАО 'ОНГГ'	159,665	101%	627,996	104%
ПАО НГК 'Славнефть'	31,022	75%	124,981	72%
ООО 'Славнефть-Красноярскнефтегаз'	112,978	88%	451,413	91%
ООО 'Славнефть-Нижевартовск'	143,439	111%	576,822	112%
ПАО НК 'РуссНефть'	564,407	107%	2269,642	109%
ПАО 'Варьеганнефть'	38,971	91%	154,988	91%
ПАО НК 'Русснефть'	525,436	109%	2114,654	111%
АО 'ННК'	1362,140	224%	5480,288	227%
ООО 'ВТК'	19,460	88%	77,125	85%
ООО 'Гусихинское'	2,316	137%	15,380	218%
ЗАО 'Колвинское'	20,127	92%	79,301	90%
ООО 'ННК-Саратовнефтегаздобыча'	1,495	69%	4,836	60%
ООО 'Санеко'	30,521	104%	122,880	100%
ООО 'ННК-Самаранефтегаз'	136,602	нет данных	542,707	нет данных
ООО 'Няганьнефть'	148,720	нет данных	588,067	нет данных
ООО 'ННК-Оренбургнефтегаз'	251,611	нет данных	1066,630	нет данных

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2022, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2022	% к апрелю 2021	С начала года	% к периоду 2021
ООО 'СН-Газдобыча'	1,111	187%	4,298	166%
АО 'Татнефтеотдача'	49,598	100%	193,803	97%
ПАО 'Варьеганнефтегаз'	137,805	101%	547,912	101%
АО 'ННК-ННП'	291,911	99%	1177,854	103%
АО 'ННК-Печоранефть'	19,371	90%	77,570	89%
ООО 'ННК Северо-Варьеганское'	27,614	95%	108,442	89%
ООО 'ННК-Северная нефть'	209,847	112%	840,333	255%
ООО 'ННК-Сахалинморнефтегаз'	8,588	3563%	12,113	731%
АО 'Корпорация Югранефть'	5,443	68%	21,037	59%
ИТОГО (Нефтяные компании):	32096,160	96%	138808,363	106%
ПАО 'Газпром'	1926,755	106%	8243,592	112%
ООО 'Сервиснефтегаз'	0,245	106%	0,959	98%
ООО 'Газпром добыча Краснодар'	18,409	98%	73,049	96%
ООО 'Газпром добыча Астрахань'	294,371	107%	1235,461	106%
ООО 'Газпром добыча Иркутск'	0,904	102%	3,335	88%
ООО 'Газпром добыча Оренбург'	15,925	91%	77,906	91%
ООО 'Газпром добыча Надым'	7,932	89%	32,997	89%
ООО 'Газпром добыча Ноябрьск'	213,138	194%	843,954	175%
АО 'Газпром добыча Томск'	86,262	94%	363,031	97%
ООО 'Газпром добыча Уренгой'	971,667	102%	4224,231	115%
ООО Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск	24,955	100%	134,485	107%
ООО 'Газпром добыча Ямбург'	292,947	95%	1254,184	96%
ПАО 'НОВАТЭК'	606,007	88%	2491,057	90%
ООО 'Арктик СПГ 1'	0,042	нет данных	0,268	нет данных
ООО 'Арктик СПГ 2'	0,915	84%	6,899	163%
ООО 'Обский ГХК'	2,195	9543%	2,195	397%
ЗАО 'Тернефтегаз'	63,068	98%	259,249	101%
ООО 'ЯРГЕО'	152,798	66%	645,799	69%
ООО 'НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ'	207,198	117%	853,022	117%
ООО 'НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ'	101,021	100%	421,689	109%
ОАО 'Ямал СПГ'	78,770	91%	301,936	85%
ПРОЧИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ				
АО 'Зарубежнефть'	269,976	105%	1093,688	109%
ООО 'ЗН Север'	3,670	нет данных	9,456	нет данных
ООО 'СК 'РУСВЬЕТПЕТРО'	254,582	105%	1034,887	109%
АО 'Оренбургнефтеотдача'	8,852	93%	35,334	91%
ООО 'Ульяновскнефтегаз'	2,872	93%	14,011	92%
АО 'НК 'Нефтиса'	515,484	104%	2065,207	106%
Компания 'КанБайкал Резерсез Инк.'	82,222	111%	307,017	113%
ООО 'ПИТ 'СИБИНТЭК'	43,570	128%	175,192	120%
АО 'Самараинвестнефть'	44,012	112%	179,242	109%
АО 'Уралнефтесервис'	9,592	110%	38,073	107%
ООО 'Белкамнефть'	195,872	100%	788,085	105%
АО 'Комнедра'	31,041	97%	122,541	96%
АО 'ННГ'	5,054	94%	20,217	88%
ООО 'Окуневское'	9,718	91%	39,390	91%
ООО 'Регион-й нефтяной консорциум'	50,560	101%	204,741	104%
АО 'Удмуртская нефтяная компания'	12,991	87%	54,688	93%
АО 'Уральская нефть'	1,031	98%	4,089	99%
ООО 'Юрскнефть'	29,821	91%	131,932	99%
АО 'Арктикгаз'	731,561	101%	2963,474	102%
АО 'Дагнефтегаз'	1,092	97%	4,460	96%
ЗАО 'Нортгаз'	29,838	87%	126,270	90%
ООО 'Пересвет'	0,000	нет данных	0,033	нет данных
ОАО 'РН Ингушнефть'	3,453	92%	14,386	87%
ООО 'Ставропольнефтегаз'	44,552	73%	212,225	88%
АО 'СибИнвестНафта'	0,025	нет данных	0,049	нет данных
ООО 'Тарховское'	11,095	85%	46,622	94%
АО 'Томскнефть ВНК'	513,397	101%	2073,718	106%
АО 'Дагнефть'	3,386	42%	27,273	79%
ООО 'Вукошурнефть'	3,443	104%	13,036	102%
ООО 'Геопрогресс'	34,318	93%	140,193	91%
ООО 'Енисей'	17,531	99%	71,526	98%
ООО 'ЛукБелОйл'	15,873	нет данных	69,036	нет данных
АО 'Мессояханефтегаз'	419,941	94%	1695,669	95%
ООО 'Нефеттрейд-Удмуртия'	11,160	85%	47,686	89%
АО 'Норильскгазпром'	5,868	74%	34,484	78%
ООО 'НКНП'	64,878	103%	249,179	91%
АО 'Ойлгазтэг'	42,282	144%	169,568	151%
ООО 'Петротэк Нефть'	8,115	нет данных	31,646	нет данных
ЗАО 'Печоранефтегазпром'	0,335	112%	1,580	95%
АО 'Преображенскнефть'	10,401	74%	41,858	74%
ООО 'НК Приазовнефть'	7,594	95%	29,909	98%
АО 'РЕИМПЭКС'	1,475	88%	6,302	95%
ООО 'РИД Ойл-Пермь'	7,773	124%	29,500	109%

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2022, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2022	% к апрелю 2021	С начала года	% к периоду 2021
АО 'Руснефтегаз'	0,825	54%	3,563	53%
Компания 'Салым Петролеум Девелопмент Н.В.'	509,766	107%	2019,614	108%
ООО 'Северо-Айкурусский'	9,992	нет данных	33,311	нет данных
АО 'Сибнефтегаз'	0,816	579%	1,641	526%
ООО 'СилаМарский'	5,944	нет данных	30,300	нет данных
ООО 'Сладковско-Заречное'	172,314	100%	611,226	89%
ООО 'СНК'	0,981	86%	5,296	78%
ЗАО 'Тиман-Печора Эксплорэйшн'	0,000	0%	6,438	96%
ГУП РК 'Черноморнефтегаз'	2,716	91%	11,274	91%
В том числе независимые производители:	1971,014	99%	8094,715	103%
АО 'Русь-Ойл'	237,294	94%	977,159	99%
АО 'НК 'Дулисьма'	34,917	53%	134,567	51%
ООО 'Густореченский участок'	90,790	115%	339,383	111%
ЗАО 'Нэм Ойл'	7,386	90%	31,365	93%
АО 'Каюм Нефть'	7,286	21%	109,425	76%
АО 'Негуснефть'	10,378	102%	38,485	94%
ООО 'Мултановский'	83,102	172%	306,849	169%
ООО 'Луговое'	1,388	76%	6,565	90%
ООО 'Иреляхское'	2,047	45%	10,520	67%
ООО 'Юкола-нефть'	25,197	97%	100,701	96%
АО 'Арктикнефть'	2,655	98%	10,633	100%
ООО 'ИНК'	423,809	118%	1800,408	122%
ЗАО 'Карбон'	0,029	14%	0,324	23%
ООО 'Компания Полярное Сияние'	15,822	90%	64,308	91%
ООО 'Нижнеомринская нефть'	0,270	107%	1,029	96%
АО 'Петросах'	2,394	82%	10,287	91%
ООО 'Регион-Сириус'	0,740	123%	3,115	118%
ООО 'ЦНПСЭИ'	5,409	95%	22,335	92%
АО 'Южно-Акютино'	0,006	3%	0,493	50%
ОАО 'Акмай'	1,330	95%	5,356	95%
ЗАО 'Алойл'	31,352	95%	121,117	95%
АО 'АЛРОСА-Газ'	0,242	82%	1,421	83%
ООО 'Альянснефтегаз'	7,008	80%	27,890	79%
ООО 'АН-Недра'	0,110	92%	0,412	82%
ООО 'Артамира'	4,000	84%	15,030	89%
ООО 'БайТекс'	34,449	101%	136,956	100%
ООО 'Бенталь'	4,062	83%	16,769	85%
ООО 'Бесединское'	0,256	61%	1,583	94%
ООО 'Благодаров-Ойл'	5,450	83%	24,462	90%
АО 'Братскэкогаз'	0,166	97%	0,880	96%
АО 'Булгарнефть'	12,906	100%	48,192	94%
ООО 'Быковогаз'	0,075	26%	0,989	80%
ООО 'Веселовское'	0,436	80%	2,015	96%
ООО 'Ветла'	0,000	нет данных	0,002	100%
АО 'Винка'	0,007	58%	0,092	130%
АО 'Вольновка'	0,075	153%	0,607	310%
ООО 'Газнефтесервис'	3,214	54%	12,635	55%
АО 'Геология'	11,314	96%	44,619	95%
ООО 'Георесурс М'	4,410	88%	16,948	89%
АО 'Геотех'	10,112	111%	39,834	110%
АО 'ГеоПром'	0,051	нет данных	0,674	нет данных
ООО 'Геочисла'	0,183	нет данных	0,526	нет данных
АО 'ГРИЦ'	12,490	100%	45,100	91%
ООО 'Дальпромсинтез'	9,178	118%	36,414	115%
ООО 'ДИАЛЛ АЛЪЯНС'	1,243	174%	3,154	91%
ООО 'ЖИАНТ'	нет данных	нет данных	1,512	нет данных
АО 'Елабуганефть'	1,207	91%	4,764	87%
АО 'Иделойл'	18,051	99%	72,604	99%
АО 'Иджат'	0,060	80%	0,268	91%
ООО 'Инвест Трейд'	6,108	105%	20,159	92%
ОАО 'ИНГА'	9,832	103%	38,632	101%
АО 'Ингеохолдинг'	0,825	72%	3,213	68%
АО 'ИНК-Запад'	183,758	74%	754,423	80%
ООО 'ИНК-Нефтегазгеология'	23,282	82%	94,340	103%
АО 'Институт РОСТЭК'	0,000	0%	0,459	62%
ООО 'Интерстройтехпроект'	0,227	нет данных	0,757	нет данных
ООО 'ИНТЭК-Западная Сибирь'	1,126	53%	6,705	74%
ООО 'ИТАНЕФТЬ'	нет данных	нет данных	0,230	12%
АО 'Каббалкнефтеопром'	0,018	95%	0,075	94%
ОАО 'Калининграднефть'	0,134	33%	0,821	55%
ООО 'Кама-Нефть'	нет данных	нет данных	1,264	52%
ООО 'Камскойл'	2,699	111%	10,175	106%
ЗАО 'Предприятие Кара-Алтын'	42,415	99%	173,835	102%
ООО 'Карбон-Ойл'	5,250	91%	25,868	105%
ООО 'Киевское'	0,832	30%	3,679	44%
ЗАО 'Колванефть'	20,765	142%	86,045	135%

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2022, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2022	% к апрелю 2021	С начала года	% к периоду 2021
ООО 'Компания Уфа Петролеум'	0,110	нет данных	0,697	95%
АО 'Кондурчанефть'	5,115	96%	20,326	96%
ООО 'Косьюнефть'	4,212	100%	16,737	95%
ООО 'Кулигинское'	0,000	0%	1,574	56%
ЗАО 'Капитал Ойл'	0,000	0%	0,198	40%
ООО 'ГДК Ленскгаз'	0,082	117%	0,605	89%
ООО 'Линейное'	1,062	91%	3,600	150%
АО 'МАКойл'	1,471	94%	5,790	88%
АО 'Меллянефть'	4,160	86%	17,437	87%
ООО 'МНКТ'	35,787	101%	145,911	101%
ООО 'НГК 'Горный'	29,257	113%	110,961	117%
ООО 'Недра-К'	10,810	121%	39,925	93%
ООО 'НБС'	0,447	217%	2,084	254%
ЗАО 'НефтУс'	7,008	69%	27,835	77%
АО 'Нефтыинвест'	0,688	46%	3,184	63%
ООО 'НЗНП Трейд'	15,373	104%	61,344	92%
ООО 'Нижеволжская нефтяная компания'	0,458	68%	2,427	90%
ООО 'НК 'Атамановка'(Нефть-Сар.)'	0,525	97%	2,357	124%
ООО 'НК 'Балаковское'	0,847	113%	3,281	115%
ООО 'НК-Геология'	15,844	100%	63,224	99%
ООО 'НК 'Действие'	0,502	260%	1,526	79%
ООО 'НК 'Казанла'	0,052	163%	0,212	167%
ООО 'НГК 'Развитие Регионов'	нет данных	нет данных	8,945	162%
АО 'ННК' (Нурлатская НК)	0,272	65%	1,395	91%
АО 'Новая Печорская Энергетическая Компания'	1,284	91%	6,010	131%
ОАО 'Нократойл'	0,685	91%	2,806	105%
ООО 'Норд Империял'	10,039	176%	33,672	192%
ООО 'Ноябрьское'	8,057	75%	33,966	79%
ООО 'Ольшанское'	2,222	212%	8,425	184%
ООО 'Опаринское'	5,408	77%	21,115	85%
ЗАО 'Охин-Ойл'	23,650	100%	94,555	100%
АО 'ПНГ'	8,369	101%	33,316	98%
ООО 'Прикаспийская Газовая Компания'	2,164	51%	13,993	122%
ООО 'Регион-нефть'	25,109	77%	118,502	87%
ООО 'РНГК Саратов'	3,212	50%	16,656	64%
АО 'РНГ'	104,205	130%	429,728	133%
ООО 'Русланойл'	10,370	119%	40,277	126%
ООО 'Рурьеганнефтегаз'	1,291	104%	3,822	74%
ООО 'Садакойл'	12,391	88%	48,646	85%
АО НК 'Саратовнефтегеофизика'	5,219	93%	21,204	95%
ООО 'Саханефть'	3,401	33%	28,310	66%
АО 'Сахатранснефтегаз'	0,014	88%	0,111	94%
ООО 'Сиаль'	12,259	96%	49,819	94%
АО 'СМП-Нефтегаз'	22,377	100%	87,257	99%
ООО НК 'Союз-Нефть'	0,025	125%	0,110	134%
ООО 'Стандарт'	0,571	131%	2,306	110%
ООО 'Стимул-Т'	5,841	92%	23,610	90%
ООО 'ТАКС'	0,000	0%	0,155	73%
АО 'ТАТЕХ'	38,960	98%	155,881	100%
АО 'Татнефтепром'	21,330	99%	84,945	99%
АО 'Татнефтепром-Эюзеенефть'	28,233	103%	110,646	101%
АО 'Татойлгаз'	38,250	102%	152,150	102%
ООО 'ТЕРРИГЕН'	нет данных	нет данных	1,692	59%
ООО 'ТЕХСНАБ'	нет данных	нет данных	0,174	нет данных
АО 'Технефтыинвест'	0,063	23%	0,251	26%
ООО 'Тихоокеанский терминал'	78,720	117%	308,219	121%
ООО 'ТНС-Развитие'	2,938	85%	12,106	87%
ООО 'Томскгеонефтегаз'	3,039	147%	11,803	159%
ООО 'Трансойл'	12,076	99%	48,280	99%
ЗАО 'Троицкнефть'	19,800	103%	73,471	96%
ООО 'УДС нефть'	10,029	83%	42,025	90%
ООО 'УНК-Пермь'	4,453	101%	17,589	100%
ЗАО 'Уралнефтегазпром'	1,774	60%	10,343	75%
ЗАО 'ХИТ Р'	8,858	104%	37,088	109%
АО 'Шешмаойл'	37,602	96%	148,035	98%
ООО 'ФЛАГМАН инжиниринг'	0,272	нет данных	0,878	нет данных
ООО 'Южгазэнерджи'	0,256	108%	0,921	100%
ООО 'Южно-Охтеурское'	4,048	124%	16,824	124%
ПАО 'ЯТЭК'	7,517	68%	43,941	78%
ООО 'Ялыкское'	33,172	100%	138,507	100%
ОАО 'НК Янгпур'	33,046	147%	124,703	135%
ИТОГО (Прочие производители):	5449,214	102%	22075,955	104%
ОПЕРАТОРЫ СОГЛАШЕНИЙ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ				
ООО 'ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга'	106,294	81%	505,948	97%
НК Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	340,499	93%	1395,216	93%
Эксон НЛ (Сахалин-1)	705,256	72%	3277,298	84%
Операторы СРП всего :	1152,049	78%	5178,462	87%
ВСЕГО ПО РОССИИ:	41230,185	96%	176797,429	105%

Источник: ФГБУ «ЦДУ ТЭК».



ННК

АО «Независимая Нефтегазовая Компания»

**РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

**НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА
И ПРОИЗВОДСТВО**

**ТРАНСПОРТИРОВКА И СБЫТ
НЕФТЕПРОДУКТОВ**



Мы не обещаем
на словах.
Мы доказываем
на деле



Сканируйте QR-код,
чтобы скачать
приложение СОГАЗ



Ежедневно СОГАЗ выплачивает в среднем около 450 млн рублей в качестве возмещения по страховым случаям*.

Высокий уровень надежности и финансовой устойчивости СОГАЗа подтверждены ведущими рейтинговыми агентствами**.

Рейтинги АО «СОГАЗ»:

НКР: «AAA.ru»,
прогноз «Стабильный»

АКРА: «AAA(RU)»,
прогноз «Стабильный»

Эксперт РА: «ruAAA»,
прогноз «Стабильный»

СОГАЗ

8 800 333 0 888
sogaz.ru

* По всем видам страхования в рабочие дни по данным ОСБУ АО «СОГАЗ» за 2021 год.

** Надежность и финансовая устойчивость АО «СОГАЗ» подтверждены ведущими рейтинговыми агентствами: наивысший рейтинг надежности на уровне ruAAA (прогноз стабильный) присвоен рейтинговым агентством RAEX (Эксперт РА) в 2003 г. и подтверждается ежегодно (подтвержден 17.02.2021 г. по новой национальной рейтинговой шкале Российской Федерации (ранее A++)); наивысший уровень кредитоспособности по национальной шкале для Российской Федерации AAA(ru) (прогноз стабильный) присвоен АКРА (Аналитическим кредитным рейтинговым агентством) в 2017 г. и подтверждается ежегодно (подтвержден 25.08.2021 г.); рейтинг на уровне AAA.ru (прогноз стабильный) присвоен рейтинговым агентством НКР (присвоен 18.05.2021 г.).

Лицензии Банка России СЛ № 1208, СИ № 1208, ОС № 1208-02, ОС № 1208-03, ОС № 1208-04, ОС № 1208-05, ПС № 1208. АО «СОГАЗ». Реклама.