

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ • ИЗДАЕТСЯ С 1994

WWW.OILCAPITAL.RU

№1-2 (295) ЯНВАРЬ-ФЕВРАЛЬ 2023

# НЕФТЬ

## КАПИТАЛ



4

### URALS ВЫЙДЕТ ЗА РАМКИ?

Прыгнет ли российская  
нефть выше потолка

14

### ГАЗ КАК ПРОКЛЯТЬЕ

Нехватка газа, как и его  
избыток, становится тяжким  
бременем для производителей  
и потребителей

# СПГ 2023 конгресс РОССИЯ

IX Ежегодный конгресс и выставка

Организатор:  
**VOSTOCK CAPITAL**  
— 20 лет успеха —

+7 (495) 109 9 509 (Москва)  
events@vostockcapital.com



Престижная и единственная площадка  
для руководителей крупно-, средне-  
и малотоннажных СПГ-заводов

**15–16 марта, Москва**

[www.Inrussiacongress.com](http://www.Inrussiacongress.com)



Генеральный спонсор 2022:



**ГАЗПРОМБАНК**

Серебряный спонсор 2022:



Бронзовый спонсор 2022:

**SULZER**

Логистический партнер 2022:



## Среди докладчиков и почетных гостей 2022:



**Алексей  
Трунов,**

Заместитель генерального  
директора по технической  
политике – первый  
заместитель генерального  
директора,  
Газпромнефть Терминал СП6



**Вячеслав  
Мищенко,**

Руководитель Центра  
анализа стратегии и  
технологий развития ТЭК,  
РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И.М. Губкина



**Александр  
Зайцев,**

Заместитель  
генерального  
директора по  
обустройству,  
НОВАТЭК НТЦ



**Любовь  
Бриш,**

Генеральный директор,  
Газпром гелий сервис



**Сергей  
Комлев,**

Заместитель начальника  
управления анализа газовых  
рынков и ценообразования,  
Газпром экспорт



**Станислав  
Горбачев,**

Главный научный  
сотрудник,  
Газпром ВНИИГАЗ



**Николай  
Варламов,**

Первый заместитель  
генерального директора,  
Газпром промгаз



**Елена  
Туманова,**

Руководитель проекта  
по логистике и  
внешнеэкономической  
деятельности,  
Газпром гелий сервис



**Виолетта  
Киушкина,**

И.о. руководителя  
департамента  
энергетической  
безопасности и  
инфраструктуры ТЭК,  
Российское энергетическое  
агентство Минэнерго  
России (РЭА)

Уважаемые читатели!

В прошлом году история нефтегазовой отрасли напоминала голливудский блокбастер: лихо закрученный сюжет, неожиданные повороты, фееричные спецэффекты, до конца непонятно, кто злодей...

Наступивший год ожидается не менее интересным.

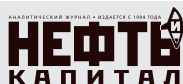
Поэтому в первом номере 2023 года мы прошли по истории 2022-го нефтегазового года – от стадии недоумения и отрицания до попыток принятия сложившейся ситуации всеми сторонами: потребителями, производителями, компаниями, государствами и т. д. Кроме того, попытались дать хоть какие-то прогнозы развития ситуации, хотя в данных турбулентно-волатильных условиях это занятие практически бесполезное.

Когда журнал выйдет из типографии, вступит в силу эмбарго в отношении российских нефтепродуктов, состоится заседание ОПЕК+, а может, произойдут и еще какие-то события, которые вновь перевернут нефтегазовый мир с ног на голову.

В любом случае скучно не будет.



С уважением,  
Главный редактор  
Владимир Бобылев



№1-2 (295) январь-февраль 2023

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](mailto:info@oilcapital.ru) <http://www.oilcapital.ru>

Учредителем и издателем журнала является

ООО «Нефть и Капитал»

© «Нефть и Капитал», 2023. 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

Александр Егоров (руководитель проекта «Нефть и Капитал»),  
Владимир Бобылев (главный редактор журнала «Нефть и Капитал»);  
Над номером работали: Мария Алексеева, Екатерина Вадимова,  
Светлана Кристаллинская, Илья Круглей, Александра Орехова,  
Виктор Прусаков.

Реклама: [marketing@oilcapital.ru](mailto:marketing@oilcapital.ru)

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

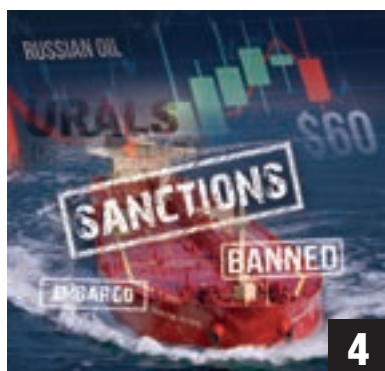
Дизайн и верстка: Михаил Дышлюк

Фотоиллюстрации:

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



**Материалы, отмеченные подобным образом,  
публикуются на правах рекламы.**



4



14



22

## Тенденции

### 4 URALS выйдет за рамки?

*Прыгнет ли российская нефть выше потолка*

### 14 Газ как проклятье

*Нехватка газа, как и его избыток, становится тяжким бременем для производителей и потребителей*

### 22 Чем интересна Средняя Азия для российского газа?

*Проблемы на европейском направлении объективно подталкивают экспорт российского газа в сторону Центральной Азии, где есть потенциал, но все крайне запутанно*



29



38

## Рынки

### 29 Топливный парадокс

*Катастрофические потрясения в мировом нефтегазе почти не отразились на российском топливном рынке*



46

## Добыча

### 38 Нас вызывает Таймыр

*Нефтяники и газовики активизируют освоение углеводородных ресурсов полуострова*

## Сжиженный газ

### 46 В любой непонятной ситуации сжижай

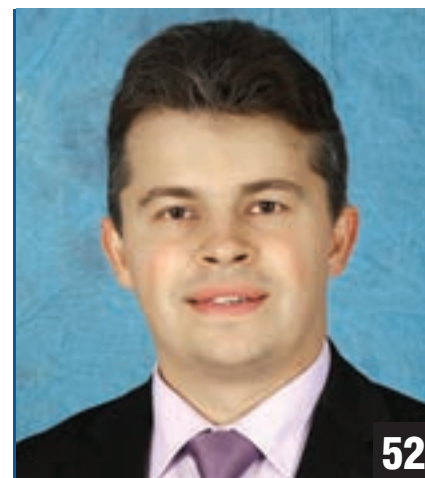
## Зарубежье

### 52 Алексей Громов:

*«КНР аккуратно относится к перспективам роста потребления газа»*

## Статистика

### 61 Добыча нефти с газовым конденсатом в России, ноябрь-декабрь 2022 года



52

# ЕСТЬ НОВОСТИ!

 OIL  
& CAPITAL  
[www.oilcapital.ru](http://www.oilcapital.ru)

 Telegram  
[https://t.me/oil\\_capital](https://t.me/oil_capital)

Яндекс  Дзен  
Нефть & Капитал

 ВКОНТАКТЕ  
[https://vk.com/oilcapital\\_ru](https://vk.com/oilcapital_ru)

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ • ИЗДАЕТСЯ С 1994

**НЕФТЬ**   
**КАПИТАЛ**

# URALS выйдет за рамки?

Прыгнет ли российская нефть выше потолка

АЛЕКСАНДРА ОРЕХОВА

RUSSIAN OIL

URALS

\$60

SANCTIONS

BANNED

EMBARGO

MOSCOW RIVER

**Н**ежелание стран G7 переплачивать за подорожавшую из-за искусственного нарушения традиционных логистических цепочек нефть и стремление ограничить Россию, проводящую специальную военную операцию на Украине, в доходах от продажи черного золота привели к установлению в начале декабря потолка цен на российское сырье, так называемого price cap. Теперь всех занимает вопрос, насколько эффективными окажутся данные меры и сможет ли — и какой ценой — РФ обойти эти беспрецедентные ограничения. Но только новые препятствия и цели обычно заставляют по-новому взглянуть на мир, и тогда то, что сейчас кажется непреодолимым, может трансформироваться в пол под ногами, опершись на который, вы выйдете на новый уровень.

#### Ценовой предел

Эмбарго Евросоюза на морской импорт российской нефти в рамках очередного пакета санкций заработало

5 декабря 2022 года. Для ряда стран, которые практически полностью зависят от сырья из РФ (Венгрии, Болгарии, Словакии, Чехии и Хорватии), сделаны исключения. В тот же день вступил в силу запрет ЕС и стран G7 на оказание ряда услуг, включая судоходное страхование и торговое финансирование, связанных с морскими перевозками нефти из России, если контракты заключены не в рамках механизма price cap, то есть по цене выше \$60 за баррель.

Потолок цен применяется с момента начала морской перевозки до первой продажи сырья на суше не в юрисдикции РФ, а также если после прохождения таможенного контроля нефть без существенной переработки продолжает транспортироваться по воде. На партии, загруженные до 5 декабря и разгруженные до 19 января, санкции не распространяются. Кроме того, отсрочку на действие ценовых ограничений получила Япония в рамках проекта «Сахалин-2». США разрешили морские поставки

сахалинского сырья до 30 сентября 2023 года при целевой транспортировке в Страну восходящего солнца, но ЕС одобрила эти действия только до 5 июня текущего года.

Каждые два месяца начиная с середины января 2023 года показатель price cap будет пересматриваться и устанавливаться в размере не менее чем на 5% ниже среднерыночной цены на российскую нефть Urals и нефтепродукты, рассчитанной на основе данных Международного энергетического агентства (МЭА).

Аналогичные ограничения для российских нефтепродуктов вступят в силу 5 февраля 2023 года, но предельная цена на них пока не объявлена. Нефтепродукты, произведенные в России, не подпадут под ценовой потолок в случае, если они приобретены до его вступления в силу и доставлены не позднее 1 апреля 2023 года. При этом Управление по контролю за иностранными активами Министерства финансов США (OFAC) уже разъяснило, что российские нефть или нефтепродукты после



Эмбарго Евросоюза на морской импорт российской нефти в рамках очередного пакета санкций заработало 5 декабря 2022 года

глубокой переработки в другой юрисдикции не будут считаться произведенными в России, поэтому на них не будет распространяться ценовое ограничение. Кроме того, в периметр price cap не будет включено и сырье с небольшим количеством российской составляющей, оставшейся в танкерах от прошлых партий.

### Ответный удар

Ответных действий России после установления ценового предела для Urals ждали почти сразу, но принятие решения затянулось на три недели, так как существовало несколько предложений. Одним из обсуждаемых вариантов было создание единого экспортного оператора на базе трейдеров государственной компании.

Через две с половиной недели после начала действия price cap и за неделю до объявления об ответных мерах президент РФ Владимир Путин заявил, что действие ценового потолка на российскую нефть не наносит финансового ущерба компаниям и бюджету. Однако внедрение такого механизма впоследствии может привести к недоинвестированности ТЭК, а это повлечет снижение предложения и высокие цены на энергоресурсы, предупредил глава государства.

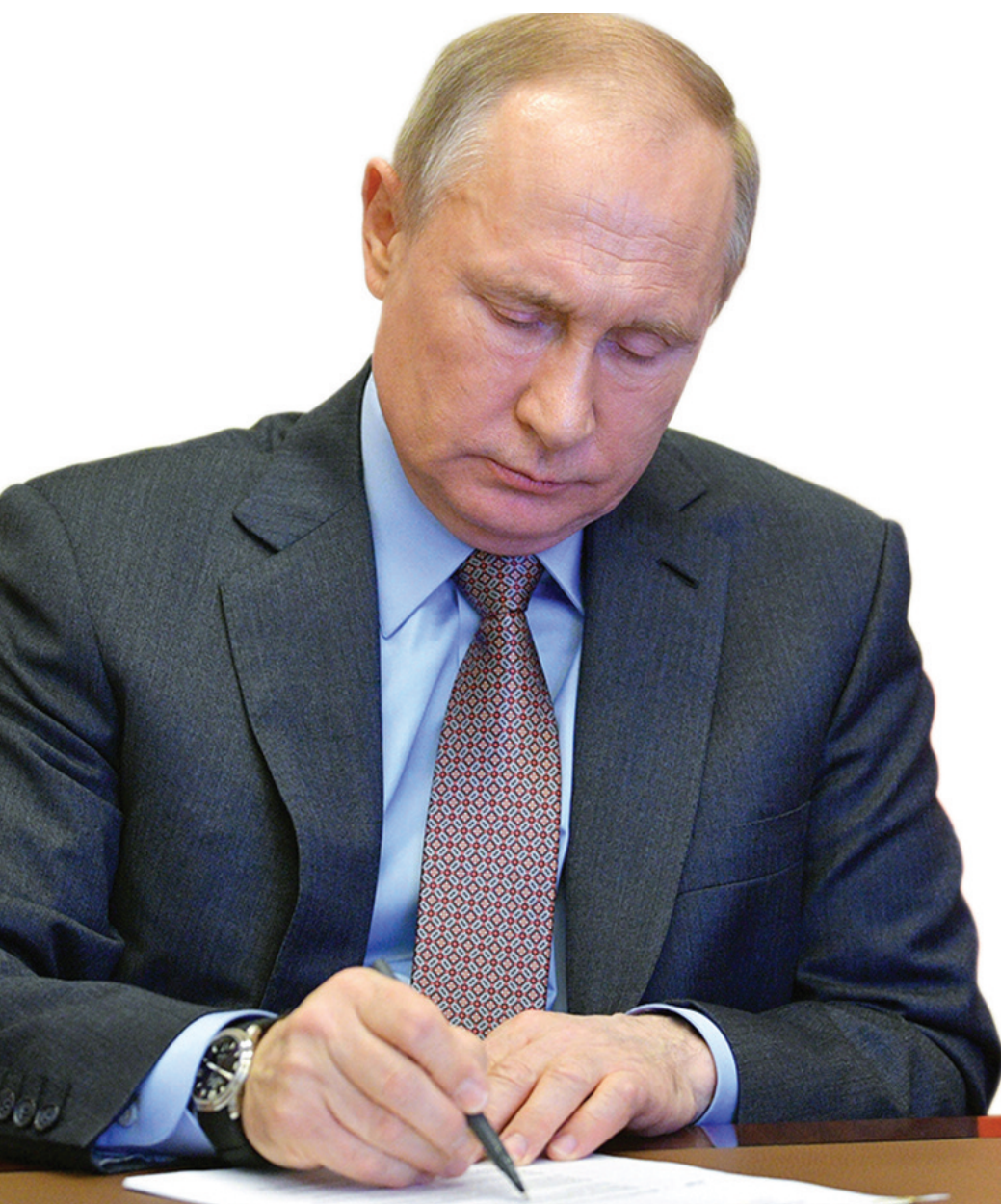
Он напомнил, что отрасль уже существенно пострадала на фоне активного обсуждения экологических проблем и планов по переходу на возобновляемые источники энергии, что стало причиной отсутствия инвестиций в новые нефтегазовые

проекты. «Сейчас стараются и потолок цен в административном порядке установить. Это дорога в направлении разрушения международной энергетики. Может наступить момент, когда недоинвестирование отрасли перестанет давать на рынок нужный объем продукции, и тогда цены взлетят до небес и больно ударят по тем, кто пытается эти инструменты внедрить», — подчеркнул Владимир Путин.

Президентский указ об ответных мерах на введение потолка цен появился за три дня до нового года. Документ сроком действия до 1 июля 2023 года запретил продавать нефть и нефтепродукты на всех этапах поставок до конечного покупателя, если соответствующие контракты предусматривают price cap. Но, как всегда, исключения возможны по специальному решению президента. По нефти запрет вступает в силу 1 февраля, а срок отсечения для нефтепродуктов правительство РФ определит позже.

Как пояснял Владимир Путин, данные меры являются предупредительными, поскольку какого бы то ни было индивидуального ущерба для российской экономики и топливно-энергетического комплекса не просматривается. «Мы примерно и продаем по тем ценам, которые выставлены в качестве потолка. Цель понятна наших геополитических оппонентов и противников — ограничить доходы российского бюджета, но мы не теряем ничего от этого потолка», — отмечал он.

Министерство энергетики будет осуществлять регулярный мониторинг соблюдения указа и вместе с



**Президентский указ об ответных мерах на введение потолка цен появился за три дня до нового года. Как пояснил президент Путин, ответные меры на введение price cap являются предупредительными, поскольку какого бы то ни было ущерба для российской экономики и топливно-энергетического комплекса не просматривается**



Министерством финансов РФ разъяснять вопросы его применения. Результаты мониторинга будут использоваться для подготовки в случае необходимости дополнительных мер, направленных на ограничение возможного дисконта Urals к Brent до пределов, основанных на рыночных ценах, поясняли в Минэнерго. «Мы подчеркиваем тот факт, что нынешнее незаконное вмешательство западных стран в рыночные механизмы влияет на безопасное и стабильное энергоснабжение мира и потребует значительных совместных усилий со стороны ответственных стран для исправления ситуации», — заявили в ведомстве.

Каким образом министерство будет отслеживать дисконты на российскую нефть, пока непонятно, так как использовавшиеся ранее котировки Platts и Argus после кардинальных изменений логистических цепочек российского сырья и его объемов на традиционных рынках перестали быть репрезентативными, а отечественного ценового индикатора для нефти, продаваемой на экспорт, пока не существует.

#### Сомнительный эффект

С момента введения ценового потолка и до середины января, согласно данным профильных российских ведомств, средняя цена Urals снизилась на 14,5%, до \$46,6 за баррель, в то время как Brent подешевел на 2,8%, до \$78,9. При этом дисконт российского сорта к эталонному увеличился на \$5,5 и составляет около \$32 за баррель.

Хельсинкский центр исследований в области энергетики (CREA) оценил ежедневные потери России из-за потолка цен на нефть в 160 млн евро и ожидает, что после вступления в действие аналогичных мер в отношении нефтепродуктов этот показатель вырастет до 280 млн. Организация считает, что ЕС должен стремиться еще больше закрутить гайки в отношении Москвы и снизить предельную цену с \$60 до \$25 за баррель, так как это хоть все равно будет выше затрат России на добычу и транспортировку сырья, но сократит доходы страны от экспорта нефти по меньшей мере еще на 100 млн евро в день.



Однако в Кремле скептически относятся к прогнозам о возможных потерях России из-за введения price cap. «Очевидно, что нет никакой фактуры для таких заключений. Поэтому я бы со скепсисом относился ко всем этим прогнозным цифрам», — заявил пресс-секретарь президента РФ Дмитрий Песков. «Весьма сужена возможность для прогнозирования цен на мировых рынках. Это в целом типично для турбулентного периода», — сказал он. «Пока с потолком особенно никто не сталкивался. Вы знаете, у нас действует указ президента, поэтому со скепсисом мы относимся к таким оценкам», — подчеркнул пресс-секретарь.

По словам главы Минфина Антона Силуанова, потолок цен на российскую нефть действительно может повлиять на дисконты к Brent, с которыми реализуется смесь Urals, но ее цена все равно будет привязана к рыночным условиям, а не к параметрам price cap. В связи с этим ведомство не пересматривало бюджетные проектировки на текущий год. «Оценки не пересматривали, потому что продавать нефть все равно будем, котировки все равно будут зависеть от рыночных котировок нефти мировых. Да, вопрос дисконта, какой будет дисконт. Потому что будет нефть \$100, мы же за \$60 не будем продавать, будем продавать гораздо выше и все равно найдем потребителей для покупки этой

**Каким образом Минэнерго РФ будет отслеживать дисконты на российскую нефть, пока непонятно, так как использовавшиеся ранее котировки Platts и Argus после кардинальных изменений логистических цепочек российского сырья и его объемов на традиционных рынках перестали быть репрезентативными, а отечественного ценового индикатора для нефти, продаваемой на экспорт, пока не существует**

нефти. Будет \$150 — будем еще выше», — пояснял он.

«Установление потолков, понятно, что все это не рыночно, но цены-то на Brent рыночные, и от этого уже будут зависеть и вопросы цены договоренности между нашими экспортерами и потребителями нашей нефти и нефтепродуктов», — добавил Силуанов. Действие price cap существенно для России только в той части, что в те страны, которые его установили, поставки вестись не будут, но появятся другие направления, хоть и с удорожанием логистики и, соответственно, с увеличившимися дисконтами. Несмотря на то, что российский бюджет на 2023 год сверстан из цены на нефть Urals

\$70,1 за баррель, а основные нефтегазовые доходы ориентированы на \$62 за баррель, министр уверен в исполнении всех существующих обязательств даже с учетом новых ограничений. «Но, во всяком случае, наши расходные обязательства будут исполнены, мы все для этого сделаем», — заявил Антон Силуанов, напомнив, что для покрытия дефицита бюджета есть такие возможности, как заимствования и средства Фонда национального благосостояния, который в основном и пополняется за счет дополнительных нефтегазовых доходов.

**С момента введения ценового потолка и до середины января, согласно данным профильных российских ведомств, средняя цена Urals снизилась на 14,5%, до \$46,6 за баррель, в то время как Brent подешевел на 2,8%, до \$78,9. При этом дисконт российского сорта к эталонному увеличился на \$5,5 и составляет около \$32 за баррель**

Пока же по итогам 2022 года, в течение которого появились новые внешние сдерживающие условия, Россия увеличила как производство нефти, так и ее экспорт. «Несмотря на действия недружественных стран, санкционные ограничения, добыча нефти по итогам прошлого года составила 535 млн тонн — это на 10 млн тонн выше, чем в 2021 году, или плюс 2%. Экспорт также вырос на 7% (в 2021 году экспортировали 231 млн тонн — прим. «ННК»», — сообщил Александр Новак 16 января в ходе совещания под руководством премьер-министра Михаила Мишустина. Соответственно, выросли и доходы бюджета от нефтегазовой отрасли — на 28%, или на 2,5 трлн руб.

#### Некритичное сокращение

Министерство энергетики США ожидает, что добыча жидких углеводородов в России в 2023 году снизится на 1,5 млн баррелей в сутки (б/с) к предыдущему году, до 9,5 млн б/с. В то же время ведомство отмечает неопределенность в том, как европейские и другие санкции, а

также ограничение цены фактически повлияют на экспорт сырья из России, и полагает, что большая часть экспортируемой российской нефти продолжит находить покупателей.

После введения потолка цен профильный российский вице-премьер Александр Новак допускал, что добыча нефти в России в начале этого года может сократиться, но всего на 500–700 тыс. б/с. «Для нас это примерно 5–6%. Это незначительный объем, но такие риски существуют», — говорил он в интервью телеканалу «Россия 24» (ВГТРК). Относительно такого сценария, а также перед объявлением ответных мер на price cap Москва, по словам пресс-секретаря президента РФ Дмитрия Пескова, находилась в постоянном контакте со странами ОПЕК+.

Страны ОПЕК, контролирующие около 35% мирового производства нефти в мире, а также еще 10 государств, среди которых Россия с долей 14%, в октябре прошлого года решили урезать квоту на добычу нефти на 2 млн б/с от августовского уровня и продлить это решение на



весь 2023 год. Данные меры участники объяснили неопределенностью, связанной с перспективами мировой экономики и рынка нефти, тем, что необходимо улучшить долгосрочные прогнозы спроса и потребления, а также применяемым успешным подходом к упреждающим действиям.

В конце декабря министр энергетики Саудовской Аравии принц Абдель Азиз бен Сальман Аль Сауд уверял в интервью национальному агентству: «В ОПЕК+ оставляем политику вне процесса принятия решений, вне наших оценок и прогнозов. Мы фокусируемся только на фундаментальных рыночных факторах. Это позволяет нам более объективно и четко оценивать ситуацию, что увеличивает доверие к нам». У ОПЕК+ нет иного выбора, кроме как принимать упреждающие решения в условиях большого количества неопределенностей, так что, «если возникнет необходимость принять дополнительные меры по сокращению добычи, чтобы сбалансировать спрос и предложение», организация всегда готова вмешаться, добавил он.

Пока же, по прогнозам Управления энергетической информации Минэнерго США (EIA), мировая добыча нефти в 2023 году вырастет на 1% (1,1 млн б/с). Большая часть прироста придется на США и ОПЕК, что компенсирует снижение производства в России. В том числе в Штатах ожидается рост на 5% (1 млн б/с).

#### **Нам не дано предугадать**

Введение потолка цен на российскую нефть может привести к росту стоимости черного золота на рынке, считает и министр энергетики Казахстана Болат Акчулаков. «Если с рынка уходит какой-то объем нефти, его пытаются заместить другими источниками. Мы знаем, что другие страны наращивают объемы добычи. При резком сокращении и уходе с рынка большого объема нефти цены, как правило, растут», — пояснил он, отметив, что Россия наряду с Саудовской Аравией является крупнейшим производителем и поставщиком нефти на международные рынки.

Цену на нефть в течение года предсказать, как всегда, достаточно сложно. Мало кто верит, что котировки повторят прошлогодние мак-

симумы в \$120 за баррель, однако большинство аналитиков и экспертов не ждут падения ниже \$80 за баррель, а некоторые прогнозируют, что уровень будет держаться среднего значения 2022 года в \$99,9.

На момент вступления в действие нефтяного эмбарго и price cap мировой эталон Brent стоил \$82,7 за баррель, в дату опубликования указа Владимира Путина об ответных мерах — \$84,3, сразу после нового года — \$85,9, в середине января — \$84,5, а через 5 дней — \$86,84.

По мнению аналитиков банка «Санкт-Петербург», цена на эталонный сорт нефти сохраняет потенциал

**По словам главы Минфина Антона Силуанова, потолок цен на российскую нефть действительно может повлиять на дисконты к Brent, с которыми реализуется смесь Urals, но ее цена все равно будет привязана к рыночным условиям, а не к параметрам price cap. В связи с этим ведомство не пересматривало бюджетные проектировки на текущий год**



роста выше \$85 за баррель. Такого же уровня ожидает и агентство Fitch, снизившее прогноз котировок на 2023 год со \$100 за баррель в ожидании замедления экономического роста в мире и последующего сокращения спроса на сырье.

Однако эксперты ОПЕК и МЭА, наоборот, полагают, что из-за подъема экономической активности в азиатских странах потребление нефти в 2023 году вырастет на 2,2 млн б/с и на 1,71 млн б/с соответственно. По оценке ОПЕК, в прошлом году эта цифра составила 99,55 млн б/с, а в текущем вырастет до 101,77 млн б/с. МЭА прогнозирует рост до 101,64 млн б/с. Генеральный секретарь ОПЕК Хайсам аль-Гайс, слова которого приводит Bloomberg, отметил, что по-прежнему наибольшую озабоченность вызывает потенциальное замедление экономики в развитых странах, но зато наблюдается ускорение роста в Азии. «Где-то я вижу зеленый свет, может быть, не сейчас, но через пару месяцев», — сказал он.

В то же время Минэнерго США понизило прогноз потребления нефти в мире в 2023 году на 340 тыс. б/с, до 100,48 млн б/с, а также изменило ожидание по нефти сорта Brent с \$92,36 до \$83,1 за баррель.

Однако министр нефти Нигерии Тимипре Сильва заявлял журналистам после встречи ОПЕК+ в октябре, что многие участники сделки хотят цены около \$90 за баррель, так как именно исходя из этого уровня сверстаны их бюджеты на 2023 год.

Азербайджанский эксперт, экономист Натик Джафарли, которого

цитирует РИА Новости, считает, что потолок цен и ответный указ президента России, конечно же, создадут определенную напряженность на нефтяных рынках в будущем. «И те страны, которые зависят от российской нефти, захотят через третьи страны продолжать поставки», — сказал он, напомнив об Индии, которая в последние месяцы нарастила экспорт нефтяной продукции в европейские страны в несколько раз. «Всем понятно, что это российская нефть, которая обрабатывается на индийских заводах и поставляется Евросоюзу под индийским брендом.

Таким образом, если не будет более жестких мер со стороны России, то есть уменьшения добычи, цены на нефть в ближайшее время останутся, скорее всего, в коридоре \$80–90, и этот коридор на данный момент, похоже, устраивает всех игроков рынка», — отметил эксперт.

Аналитики инвестиционных компаний и банков, опрошенные «Интерфаксом», в текущем году видят цену за баррель в диапазоне от \$80 до \$110, в среднем — \$94. А по мнению вице-премьера Александра Новака, Brent будет находиться в районе \$70–100 за баррель. «Мы не



**Министр нефти Нигерии Тимипре Сильва заявлял журналистам после встречи ОПЕК+ в октябре, что многие участники сделки хотят цены около \$90 за баррель, так как именно исходя из этого уровня сверстаны их бюджеты на 2023 год**

знаем тех «черных лебедей», которые могут повлиять на это. Те действия европейцев, которые носят популистский характер, в том числе вмешательство в рыночные инструменты, — это все может мешать рыночному ценообразованию, будут какие-то, скорее всего, и всплески, возможно», — говорил он в конце декабря.

Руководитель аналитического управления Фонда национальной энергетической безопасности Александр Пасечник также считает, что нет стратегических поводов для сни-

жения мирового спроса на углеводороды, поэтому 2023 год, вероятно, будет позитивным для нефтеэкспортеров. «Brent будет котироваться в текущем году в коридоре \$70–100, вероятны и спекулятивные бифуркации с выходом за эти рамки, но на период до нескольких недель», — полагает он.

При полном же открытии экономики Китая и других азиатских стран вследствие снятия ковидных ограничений цены на нефть к третьему кварталу и вовсе могут достичь \$110 за баррель, считает главный

аналитик по сырьевым рынкам Goldman Sachs Group Inc. Джеффри Карри. «На что лучше всего делать ставку при открытии экономики? На нефть. Что сейчас простаивает? Самолеты, поезда и автомобили. Если все это вернуть в строй, мы увидим резкий скачок спроса на нефть», — пояснил он в эфире Bloomberg Television.

По информации ценовых агентств, нефть марки Urals из западных портов продавалась в январе со скидкой около \$40 за баррель по отношению к Brent — в диапазоне \$40–45

**По словам первого вице-преьера Александра Новака, в настоящее время основной проблемой в нефтяном вопросе является большой дисконт цены российской нефти к бенчмарку Brent из-за высокой стоимости фрахта танкеров**



за баррель, что в 1,5 раза ниже потолка, введенного G7. Но, как поясняли в Промсвязьбанке, это расчетная котировка Argus в порту Приморска на базе FOB, тогда как ранее агентство считало котировки в портах Средиземноморья и на базе CIF. «Иными словами, в новом варианте не учитываются доставка, страховка, перевалка, поэтому цены ниже», — уточнили эксперты. Хотя аналитики признают, что в любом случае российский сорт в этом году будет продаваться с дисконтом к Brent, что связано с растущей зависимостью от Китая и Индии, где Россия должна конкурировать с ближневосточными поставками, и потерей европейского рынка. «Ждем, что в этом году Urals будет стоить в районе \$64 за баррель в среднем, а дисконт к Brent составит порядка \$20», — добавили в банке.

#### Продано

По данным МЭА, экспорт нефти из РФ в декабре снизился на 6% к ноябрю, до 4,7 млн б/с, что является самым низким показателем в прошлом году. В целом же за год нефтяной экспорт из РФ увеличился на 4% по сравнению с 2021 годом, до 7,8 млн б/с. Доходы от экспорта год к году выросли почти на четверть и составили \$220 млрд, что близко к историческим максимумам.

Из статистических данных разнообразных источников следует, что европейское эмбарго на российскую нефть и ценовой потолок, введенные в начале декабря, пока не оказали большого влияния на мировой рынок и ситуацию в России.

Так же думает и министр энергетики ОАЭ Сухейл аль-Мазруи. «Рынок немного стабилен, и мы считаем, что решения, которые мы приняли (4 декабря о сохранении пониженной добычи — прим. «ННК»), были хорошим решением и свидетельством стабилизации, которую мы наблюдаем», — сказал он журналистам в кулуарах Глобального энергетического форума Атлантического совета в Абу-Даби в ответ на вопрос о влиянии антироссийских санкций и ограничения цен, пишет Platts. «Теперь, с открытием Китая, мы надеемся увидеть рост спроса, и когда мы встретимся (1 февраля на министерском комитете ОПЕК+ — прим. «ННК»), мы проанализируем это, как обычно. Мы всегда принимаем решение, которое служит балансированию рынка», — добавил он.

Эффект от новых ограничений, возможно, не заметен, поскольку в последние недели Urals торгуется значительно ниже порогового значения в \$60 за баррель. По данным S&P Global Commodity Insights, 13 января Platts оценила стоимость Urals

в \$43,3 по сравнению с \$52,15 за баррель 5 декабря. Кроме того, из исследования агентства следует, что добыча нефти в России в декабре снизилась всего на 10 тыс. б/с по сравнению с предыдущим месяцем, до 9,86 млн б/с, так как в связи с ограничениями экспорта РФ увеличила объемы производства на своих нефтеперерабатывающих заводах и заполнила хранилища.

Как отмечает Rystad Energy, последние еженедельные данные указывают на значительный рост экспорта российской морской нефти, в основном из портов на западе страны, в связи с невысокой стоимостью Urals. Так, во вторую неделю января объем составлял до 3,2 млн б/с, что является 10-недельным максимумом.

Заместитель главного директора по энергонаправлению Института энергетики и финансов (ИЭФ) Алексей Белогорьев в интервью РИА Новости высказал мнение, что Россия к лету сможет перенаправить основную часть выпадающего из-за эмбарго Евросоюза объема нефти. В последние месяцы РФ морем поставляла в ЕС где-то 700 тыс. б/с, главным образом в Нидерланды, Италию и Болгарию, но в начале декабря показатель упал до 300–310 тыс., из которых где-то 125 тыс. идут в Болгарию, пока выведенную из-под



санкций, уточнил он. «То есть заместить надо от 200 до 600 тыс. б/с, смотря от какой базы считать», — пояснил собеседник. Ситуация может осложниться, если Германия и Польша реализуют свою угрозу прекратить импорт сырья по нефтепроводу «Дружба» с 2023 года. При этом он не видит значительных перспектив роста на рынках Китая, Турции и Индии, ставших в этом году основными для России, но считает необходимым удержать на них место.

В настоящее время, в условиях действия *rigs cap*, российская компания-поставщик вольна установить любую цену на нефть, которая устроит покупателя, которым чаще всего является не конечный потребитель, а международные трейдеры, зарабатывающие на перепродаже. «Но если цена окажется выше потолка, то придется пользоваться страхованием и фрахтом либо российским, либо компаний из третьих стран, которые готовы (за дополнительную плату) рисковать попасть под вторичные санкции. Этих санкций пока нет, но все их весьма опасаются. Как итог, после 5 декабря резко возросли ставки фрахта и общая величина дисконта на российскую нефть», — говорит Алексей Белогорьев.

Кроме того, эмбарго на импорт российской нефти в ЕС, введенное

одновременно с ценовым потолком, ухудшило переговорные позиции российских компаний, так как азиатские покупатели и трейдеры почувствовали, что могут выторговать себе лучшие ценовые условия, пользуясь тяжелым положением российских поставщиков, добавил эксперт. «Наверное, в течение двух-трех месяцев ситуация улучшится, хотя бы потому, что снизится неопределенность, из-за которой многие компании, особенно в части фрахта, опасаются (без серьезных юридических оснований) работать с российской нефтью. Поэтому весной можно ожидать снижения ставок фрахта и дисконтов», — сказал он в ходе онлайн-конференции ФГ «Финам».

По заявлению вице-премьера Александра Новака, в феврале у российских компаний, несмотря на нерыночные ограничения, не должно быть проблем с реализацией нефти. «С компаниями мы в постоянном контакте. Контракция на февраль завершена, и в целом на сегодняшний день компании не говорят по контракции, что у них есть проблемы», — сообщил он в ходе совещания правительства с президентом РФ Владимиром Путиным после новогодних праздников. «Контрагенты требуют иногда, чтобы контракты учитывали ситуацию, связанную с ограничением потолка цен, однако в

ходе заключения контрактов с учетом Вашего (Путина — прим. «НИК») указа и требования для компаний, несмотря на то, что он вступает в силу с 1 февраля, мы, тем не менее, поставили перед компаниями задачу и в декабре, и в январе, и при контракции на февраль, чтобы они жестко не учитывали в контрактах установление потолка цен, потому что в будущем это может быть риск», — добавил вице-премьер.

По словам Александра Новака, в настоящее время основной проблемой в нефтяном вопросе является большой дисконт цены российской нефти к бенчмарку Brent из-за высокой стоимости фрахта танкеров. «То есть стоимость фрахта выросла достаточно сильно в связи с теми рисками, которые испытывают перевозчики и контрагенты, относительно возможных санкций в соответствии с тем, что они не устанавливают потолок цен. Но я надеюсь, что эта ситуация будет носить временный характер. Дисконт должен со временем уменьшиться, как это мы наблюдали в течение 2022 года, когда в марте и апреле дисконт сильно вырос, потом он начал постепенно падать и в два раза уменьшился», — пояснил вице-премьер, которому Владимир Путин поручил подготовить предложения об ограничении влияния на бюджет дисконта на российскую нефть.



# Газ как проклятье

Нехватка газа, как и его избыток, становится тяжким бременем для производителей и потребителей

СВЕТЛАНА КРИСТАЛИНСКАЯ





**М**инувший год обнажил все уязвимости газового рынка почти для каждого жителя планеты. Начавшаяся еще в 2021 году волатильность в 2022-м переросла в полномасштабные потрясения, причем во взаимосвязанных отраслях. Старые надежные партнеры рвут торговые связи, уничтожается инфраструктура, пересматриваются энергетические стратегии, рушатся рынки. На этом фоне аналитики предсказывают продолжение волатильности и не берутся делать прогнозы более чем на два года. Уход российского газа из Европы может привести к ее деиндустриализации, а РФ придется всеми силами искать новые рынки сбыта и строить инфраструктуру.

#### Без вины виноватые

О конкуренции Европы с Азией за газ заговорили еще в конце 2020 года, когда внезапные морозы в Азии взвинтили там цены до небывалых \$30–40 за Mmbtu (\$1000 за тыс. м<sup>3</sup>, что в пять раз выше обычных уровней), а объемы сжиженного природного газа (СПГ) начали переключиваться из ЕС. Небывалый ажиотаж был вызван тем, что под давлением климатической повестки многие страны стали отказываться от самых грязных видов топлива, таких как уголь и нефть, а также сейсмически опасной атомной энергетики.

Газу, как наиболее экологически чистому виду топлива и потенциальному сырью для производства чистого водорода, отдавалось предпочтение. Летом 2021 года котировки на газ в Европе подскочили до \$500 за тыс. м<sup>3</sup>. И это в то время, когда еще не весь мир вышел из пандемийных карантинных ограничений.

Надежды Евросоюза на возобновляемую энергетику не оправдались в полной мере: погодные условия не позволили обеспечить достаточное количество электроэнергии. К осени спотовые цены в Европе, которая импортировала порядка 40% газа из России, подскочили до \$1000–1500 за тыс. м<sup>3</sup>.

В сторону «Газпрома» посыпались обвинения в слишком высоких ценах. Компания, которая поставляла газ по долгосрочным контрактам, парировала, что обеспечивает все заявки европейских клиентов, и, по словам министра энергетики РФ Николая

**Надежды Евросоюза на возобновляемую энергетику не оправдались в полной мере: погодные условия не позволили обеспечить достаточное количество электроэнергии**



Шульгинова, была даже готова увеличивать поставки в рамках долгосрочных контрактов, цены по которым по-прежнему держались на уровне \$300–500 за тыс. м<sup>3</sup>. Но западные политики не умолкали: «Газпром» исполняет контракты, но мог бы поставлять больше газа — кому и на каких основаниях, не уточнялось.

Нельзя забывать, что Еврокомиссия в течение нескольких лет добивалась и все-таки путем антимонопольных расследований и обысков добилась от «Газпрома» увеличения в цене долгосрочных контрактов, привязанных к нефтяным котировкам, спотовых котировок, полагая, что газ должен стать таким же рыночным товаром, как нефть. Внезапно оказалось, что и в этом виноват «Газпром»: цены для тех, кто не настаивал на увеличении спотовой составляющей, оказались ниже, чем для ее сторонников.

Последовавшие после 24 февраля 2022 года события обнаружили и другой парадокс: Европа, отказавшись от российских нефти и угля и

наложив санкции на нефтегазовый сектор России, впоследствии заявила, что РФ использует энергоресурсы в качестве оружия.

#### Газ в отказ

После начала специальной военной операции на Украине, которая является одним из важнейших транзитных коридоров российского газа в Европу, котировки газа подскакивали до \$4000 за тыс. м<sup>3</sup>.

Далее последовали санкции и самосанкции в самых различных отраслях, но российские поставки газа европейские компании, в отличие от политиков, призывали сохранить. Однако 23 февраля в ответ на признание независимости Донецкой и Луганской народных республик ФРГ остановила сертификацию с трудом достроенного «Газпромом» газопровода «Северный поток — 2», а США отменили освобождение от санкций, которое ранее действовало в отношении компании-оператора и его руководства.

Тем самым, заявлял официальный представитель госдепартамента США Нед Прайс, «действуя совместно с немцами... добились того, что этот инвестиционный проект на сумму в \$11 млрд теперь груда металла, лежащая на дне моря». «Мы предприняли шаги в рамках собственных полномочий, чтобы убедиться, что «Северного потока — 2» больше нет на повестке», — добавил он.

Из-за финансовых санкций в отношении России президент Владимир Путин своим указом распорядился продавать газ в «недружественные страны» только за рубли. Чтобы не менять контракты на поставку, была придумана схема с участием Газпромбанка.

Скрипя зубами, европейские компании в основном приняли эту схему и продолжили закупки. Из числа покупателей российского газа выпали Польша (контракт на поставку до 10 млрд м<sup>3</sup> газа в год) и Болгария (до 3 млрд м<sup>3</sup> газа в год), у которых и так в скором времени заканчивались контракты. Кроме того, отказались платить в рублях и перестали получать российский газ финская Gasum, нидерландская GasTerra, датская Orsted Salg&Service и голландско-британская Shell Energy Europe Limited, а позднее и французская Engie.

Gasum также инициировала арбитражное разбирательство по контракту с ООО «Газпром экспорт». Летом арбитраж признал издание указа о переходе на оплату за газ в рублях обстоятельством форс-мажора по контракту, подтвердив таким образом правомерность приостановки поставок в случае неоплаты. Арбитраж также обязал стороны продолжить переговоры по контракту для урегулирования ситуации с дальнейшими поставками газа. Такое решение суда может стать прецедентом для других разбирательств.

Польша же, отказавшись от российского газа, к чему готовилась в течение нескольких лет, стала получать его через физический реверс по газопроводу Ямал — Европа от Германии. После того как 2 мая Германия прекратила этот поток, возник виртуальный реверс для Польши из появившихся заявок потребителей Италии и Франции, которые обеспечивались по польскому коридору.

В ответ указом президента РФ были введены санкции в отношении оператора польского участка газопровода Ямал — Европа EuRoPol GAZ, что означало запрет «Газпрому» на его использование. Впрочем, этот газопровод не использовался еще с конца 2021 года.

Затем настал черед Украины, через которую транзитировалось порядка 109 млн м<sup>3</sup> российского газа. Ссылаясь на форс-мажорные

После начала специальной военной операции на Украине, которая является одним из важнейших транзитных коридоров российского газа в Европу, котировки газа подскакивали до \$4000 за тыс. м<sup>3</sup>



обстоятельства, оператор газотранспортной системы Украины перестал принимать газ для транзита через ГИС «Сохрановка», находящуюся на территории ЛНР, неподконтрольной Украине. В результате транзит снизился почти на 30%. При этом 109 млн м<sup>3</sup> газа в сутки «Газпром» поставляет на условиях «транзитируй или плати», то есть должен заплатить за их прокачку, несмотря на то, что не получит доходов от продажи непрокачанного газа. Очевидно, в будущем это станет предметом новых судебных слушаний.

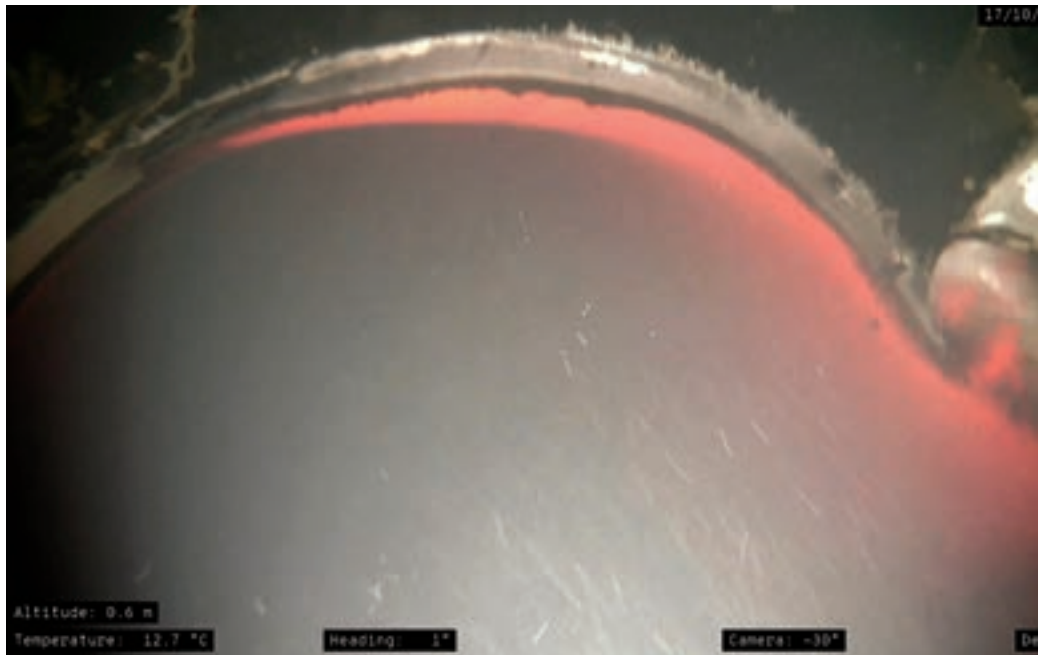
Наконец, апофеозом газовых взаимоотношений некогда долгосрочных партнеров — России и Германии — стала ситуация с газопроводом «Северный поток».

Канада, которая применила санкции в отношении «Газпрома», хотя не вела с ним бизнес, отказалась возвращать немецкой Siemens одну из турбин, обслуживавшую «Северный поток». Усилиями европейских политиков Siemens смог вернуть турбину в Германию, но «Газпром» потребовал юридической чистоты для этого двигателя, что гарантировало бы невозможность будущего шантажа в отношении других пяти турбин, которым также предстоял ремонт.

В результате долгих разбирательств обе нитки «Северного потока», по которым транспортировалось около 60 млрд м<sup>3</sup> газа в год (167 млн м<sup>3</sup> в сутки) «усохли». А еще через пару месяцев взрывы на дне Балтийского моря уничтожили надежду на их возможный перезапуск. Кроме того, оказалась взорвана одна из ниток «Северного потока — 2». В «Газпроме» констатировали, что их восстановление займет не один год. «Это достаточно долгая история», — прокомментировал глава компании Алексей Миллер.

Российскую сторону крайне возмущало, что ее долго не допускали к расследованию. Чем были вызваны эти взрывы, до сих пор неясно, основное предположение — диверсия. В «Газпроме» напомнили, что в 2015 году обнаружили на дне возле «Северного потока» подводный взрыватель, а в НАТО заявили, что он «потерялся».

Параллельно шел процесс выхода «Газпрома» из компании GAZPROM Germania GmbH и всех принадлежа-



щих ей активов, который завершился национализацией предприятия правительством Германии.

Кроме трубопроводных поставок, под угрозой оказался и экспорт сжиженного газа. В июле ЕС ввел эмбарго на поставки в Россию критического оборудования для строительства СПГ-заводов. В результате европейские инженеринговые компании ушли из проекта НОВАТЭКа «Арктик СПГ 2» мощностью почти 20 млн тонн в год, а французская TotalEnergies прекратила его финансировать. Под вопросом оказались ближайшие к реализации СПГ-проекты в Усть-Луге на 13 млн тонн в год, «Дальневосточный СПГ» на 6 млн тонн и «Якутский СПГ» на 18 млн тонн в год.

#### Робин Бэд (анти-Гуд)

Одновременно Еврокомиссия готовилась к будущему сокращению поставок российского газа: европейские компании обязали заполнить подземные хранилища газа (ПХГ) на 80% к предстоящему отопительному сезону, а позднее — не менее 90%.

Далее было предписано сократить потребление газа к марту 2023 года по сравнению со средним пятилетним уровнем на 15%. Впрочем, как говорят эксперты, последняя мера была скорее констатацией факта: уже с осени 2021 года из-за выросших цен на газ домохозяйства начали экономить, энергетики — частично переходить на грязный уголь, а

**Российскую сторону крайне возмущало, что ее долго не допускали к расследованию взрывов на «Северных потоках». В «Газпроме» напомнили, что в 2015 году обнаружили на дне возле «Северного потока» подводный взрыватель, а в НАТО заявили, что он «потерялся»**

отрасли, использующие газ как сырье, — сокращать или даже останавливать производство. В основном это касалось производителей удобрений, что отразилось в ценах на продовольствие.

Заместитель генерального директора Института национальной энергетики Александр Фролов отмечает, что, по данным за 11 месяцев 2022 года, европейская промышленность потеряла 15% спроса.

Европейцы понимали, что нужно делать заготовки на зиму, и «пылесосили» рынок на предмет закупок СПГ. В итоге цены в августе снова взлетали до \$3000 за тыс. м<sup>3</sup>. И рынок делал свое дело — СПГ мчался в Европу на всех парах.

Доходило даже до того, что трейдеры «отбирали газ у бедных и отдавали его богатым», разворачивая танкеры с СПГ, закупленным по долгосрочным контрактам Пакистаном, Бангладешем и Таиландом, и отправ-

ляя их в Европу. Тамашние цены покрывали и затраты на транспорт, и штрафы, которые трейдеры платили первоначальным клиентам за непоставленный газ. Китайские компании также перенаправляли СПГ в Европу, но в конце концов правительство запретило им осуществлять такие сделки.

По оценке консультанта компании «Выгон Консалтинг» Ивана Тимони-на, Европа нарастила импорт СПГ в 2022 году почти на 50 млн тонн (68 млрд м<sup>3</sup>), увеличив его с 75 млн тонн (102 млрд м<sup>3</sup>) до порядка 123 млн тонн (167 млрд м<sup>3</sup>), то есть более чем на 60%.

При этом весомый рост закупок был обеспечен не столько благодаря расширению мировых производственных возможностей, сколько за счет «переманивания» объемов, изначально предназначавшихся для

азиатских импортеров, щедрыми ценовыми премиями.

«Значительную роль в этом контексте сыграло сокращение потребления СПГ в Китае более чем на 15 млн тонн (20 млрд м<sup>3</sup>) на фоне введения связанных с пандемией ограничений, в результате чего данные объемы стали доступны для Европы», — подчеркнул он.

Параллельно европейские правительства выделяли субсидии на покрытие возросших счетов домохозяйств, а также крупнейшим энергокомпаниям, которые терпели убытки от слишком высоких цен на газ. Самым громким примером является история с германской Uniper, которой правительство Германии предоставило финансовую помощь в размере 8 млрд евро, а в будущем пообещало еще 25 млрд евро и которую национализировало. Компания получила чистый убыток в 40 млрд евро за 9 месяцев 2022 года на фоне сокращения поставок российского газа, поскольку ей пришлось покупать газ на спотовом рынке по более высоким ценам, чтобы выполнить обязательства перед клиентами. По данному поводу Uniper начала арбитражное разбирательство с «Газпромом».

В то же время европейские компании, торговавшие газом, получали сверхприбыли, на которые не преминули посягнуть правительства: многие начали обсуждать налог на сверхприбыль и призывать участников рынка сдерживать цены для конечных потребителей.

Парадокс в том, что компаниям, которые под гнетом климатической

повестки приняли на себя обязательства достичь углеродной нейтральности, нужно вкладывать средства в возобновляемую энергетику, а также в новые технологии, которые позволят удешевить производство ВИЭ и «зеленого» водорода. Диалог с правительствами пока продолжается.

Уже сейчас европейские чиновники заявляют, что справились без российского газа благодаря, в частности, возобновляемой энергетике. По словам еврокомиссара ЕС Кадри Симсон, доля ВИЭ в энергогенерации в 2022 году составила 35% и превысила долю производства электроэнергии из ископаемых видов топлива.

Но еврочиновники умалчивают, что одновременно в ЕС, как и во всем мире, вопреки «зеленым» планам выросло потребление самого грязного энергоносителя — угля. Кроме того, европейские страны начали увеличивать срок эксплуатации атомных станций, которые они уже собирались закрыть, а в Нидерландах снова начали обсуждать возможность продления работы сейсмически опасного газового месторождения Гронинген.

На этом фоне возобновились протесты экологов: инспиратора климатической повестки Грету Тунберг полиция Германии недавно вытаскала из открывающейся угольной шахты. Как подсчитал глава американской газодобывающей компании EQT Тоби Райс, за последний год выбросы от использования угля в мире выросли до уровня, уничтожившего снижение выбросов, которое США получили за счет внедрения ВИЭ за последние 15 лет.

### Назад в будущее

Это говорит о том, что газа в мире не хватает. По крайней мере, сейчас. Но производители не спешат радоваться высоким ценам — они видят, что во времена дороговизны потребители забывают об углеродной нейтральности и жгут уголь и дрова, сокращая потребление голубого топлива.

«Многие думают, что мы счастливы от высоких цен на нефть и газ, но производители больше всего боятся разрушения спроса», — заявил Саад Шерида аль-Кааби, министр энергетики Катара, страны, которая запла-

**Европа нарастила импорт СПГ в 2022 году почти на 50 млн тонн (68 млрд м<sup>3</sup>), увеличив его с 75 млн тонн (102 млрд м<sup>3</sup>) до порядка 123 млн тонн (167 млрд м<sup>3</sup>), то есть более чем на 60%. При этом весомый рост закупок был обеспечен не столько благодаря расширению мировых производственных возможностей, сколько за счет «переманивания» объемов, изначально предназначавшихся для азиатских импортеров, щедрыми ценовыми премиями**



нировала удвоить производство СПГ. Об этом же говорил и глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон.

Еще одним удивлением для европейцев стало то, что производителям по-прежнему нужны долгосрочные контракты, чтобы вкладываться в строительство инфраструктуры. В мае 2022 года немецкие чиновники с помпой совершили вояж в Катар, чтобы купить СПГ вместо выпадающего российского трубного газа, но вернулись ни с чем. Катар потребовал то, что всегда просил «Газпром», — долгосрочных контрактов. Европейские же страны, заявив цели по климатической нейтральности, не хотят связывать себя длинными обязательствами.

На удивление, то же запросили и США, заместившие большую часть российского газа в Европе в 2022 году. Как заявил Тоби Райс, американцы готовыкратно увеличить производство СПГ и спасти Европу от недостатка российского газа, но поскольку для этого нужны инвестиции в инфраструктуру, Европе и США нужно подписать соответствующие долгосрочные контракты.

После этого слова главы «Газпрома» Алексея Миллера о том, что газопровод «Северный поток — 2» был построен по просьбе европейских коллег на основе их долгосрочных намерений, не кажутся такими уж странными. Зато странными являются слова главы МИД ФРГ Анналены Бербок, сказанные в апреле 2022 года, что старое правительство усилило свою энергетическую зависимость от России при помощи «Северного потока — 2», а новое исправило это ошибку, фактически «заморозив» проект. Это красочно демонстрирует отношение к правам инвестора.

Нежелание играть в долгую и, как следствие, многолетнее недоинвестирование в отрасль, по признанию уже всех участников газового рынка, привело к росту цен в 2021 году. Вопрос — захотят ли европейцы кому-то давать долгосрочные обязательства в будущем.

Благодаря нетрадиционно мягкой зиме и сильным ветрам Европе, очевидно, удастся пройти нынешний отопительный сезон без проблем, но в отношении будущей зимы на рынке звучит беспокойство. Однако



еврокомиссар Кадри Симсон уверена, что Европа снова сможет перетянуть СПГ из Азии. «Я знаю, что наши азиатские партнеры анализируют возможность переключения на другие виды топлива, что может предоставить рынку СПГ, который они не потребуют», — заметила она. Таким образом, речь снова идет о том, что бедные страны могут остаться без газа.

Впрочем, готовясь заплатить больше за СПГ, на который претендуют азиатские рынки, другой рукой Евросоюз устанавливает потолок цены, на который готов пойти. С трудом согласованный механизм price cap на самой ликвидной европейской бирже TTF уже вызвал беспокойство участников рынка. А оператор биржи ICE даже пригрозил уйти из Европы.

Предполагается, что механизм включится, если цена месячного фьючерса на TTF будет превышать 180 евро за МВт•ч (порядка \$2000 за тыс. м<sup>3</sup>) в течение трех дней и одновременно ее спред к цене СПГ на мировых рынках будет больше 35 евро. Механизм начнет действовать с 15 февраля.

Торг об уровне потолка начался примерно с \$3000 за тыс. м<sup>3</sup>, а такие цены наблюдались на бирже, мягко говоря, нечасто. Александр Фролов напоминает, что котировки

**После того как были взорваны российские газопроводы, Владимир Путин объявил о возможности перенаправить все не востребованные Европой объемы на юг и предложил создать для этого газовый хаб в Турции, о чем она давно мечтала**

TTF заложены во многие контракты, а ЕК хочет изменить этот индикатор, пытаясь определить средние мировые цены на СПГ, но пока сделать это не удалось.

По мнению заместителя генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности Алексея Гривача, потолок цен «специально так сконструирован, чтобы его не вводить, но при этом показать избирателям, что чиновники не сидят сиднем и борются с энергетическим кризисом». «Я оцениваю его реальный запуск как маловероятное событие. Но если это все же произойдет, скорее всего, придется экстренно его отменять. Такие опции в нем заложены. Его негативное влияние на обязательства по действующим контрактам — один из рисков для всей системы поставок, что и приве-

ло к принятию нерабочей по сути конструкции потолка», — сказал он.

По мнению Ивана Тимонина, применимость потолка исключительно к контрактам на хабе TTF на месяц вперед, вероятно, была сделана для обеспечения гарантий поставок газа на европейский рынок при включении данного механизма.

«Новые правила не распространяются, например, на спотовые контракты на условиях на сутки вперед, в связи с чем при достижении ценового потолка с наибольшей вероятностью ликвидность с регулируемого «месячного» рынка будет переходить на нерегулируемый «суточный», что будет приводить к росту спотовых котировок», — говорит он.

Эксперт также согласен, что работу нового инструмента не получится

увидеть на практике, поэтому маловероятно, что его введение окажет ощутимое влияние на объем поставок газа в регион.

При этом Кадри Симсон уверена, что *price cap* уже работает: цены на газ к середине января снизились до 62 евро за МВт·ч (порядка \$700 за тыс. м<sup>3</sup>). Но эксперты подчеркивают, что причиной таких цен является в основном погода и заполненность ПХГ.

«Уменьшение цен на газ в Европе обусловлено в первую очередь погодным фактором, играющим в настоящее время в пользу импортеров. Во-первых, теплая зима внесла свой вклад в сокращение потребления газа. Во-вторых, в регионе наблюдалась высокая ветреность, что приводит к росту генерации ВЭС и также ограничивает спрос на голубое топливо», — прокомментировал Иван Тимонин.

Одновременно Евросоюз пытается внедрить систему совместных закупок газа. По мнению аналитиков, здесь тоже не все так просто. «Пока не до конца понятно, как это будет работать. И почему некая бюрократическая структура будет более эффективна при закупках газа, чем профессиональные игроки на рынке. Система имеет смысл только в одном случае: если на закупки будут выделены государственные или квазиго-

сударственные средства из казны ЕС. Но в этом случае следовало бы ожидать роста цен, так как трейдеры знают, что европейским чиновникам нужно освоить выделенные средства и купить газ для хранилищ любой ценой», — считает Алексей Гривач.

Но цены на газ в Европе уже слишком высоки для некоторых потребителей, которые вынуждены снижать либо закрывать производство или даже переезжать в страны, где газ дешевле, а именно в США. Этот процесс назвали «деиндустриализацией Европы». «Поэтому мы просим домохозяйства экономить на отоплении, чтобы сохранить себе рабочие места», — признала Кадри Симсон, полагая, что при цене на уровне 62 евро за МВт·ч европейская промышленность «сможет выжить». Проблема в том, что сразу после новостей о выходе Китая из карантина цены в Европе снова пошли вверх и за неделю выросли более чем на 10%.

### За горизонтом

Все сходятся в одном: без российского газа на рынке будет наблюдаться волатильность цен как минимум два года, пока не будут запущены новые мощности по производству.

По подсчетам Международного энергетического агентства (МЭА), если экспорт газа из России в Европу упадет до нуля, а импорт СПГ в Китай восстановится до уровня 2021 года, в 2023-м дефицит газа в Европе может составить 27 млрд м<sup>3</sup>. По оценке аналитиков, к концу года ЕС планирует увеличить импортные мощности по СПГ на 40 млрд м<sup>3</sup> в год, но только приблизительно 20 млрд м<sup>3</sup> газа попадет на рынок, поскольку Китай может восстановить свой спрос по сравнению с необычно низким в 2022 году.

МЭА предлагает Евросоюзу интенсифицировать усовершенствования в области энергетической эффективности, ускорить строительство объектов возобновляемой энергетики, а также электрификацию подачи тепла и стимулировать изменение привычек потребителей.

Запасы газа в ПХГ Европы сейчас выше средних пятилетних значений, но зима еще не закончилась. От второй части отопительного сезона будет зависеть, сколько газа придется запастись на следующую зиму «в

**Комментируя сроки возвращения газового рынка к балансу, министр энергетики Катара Саад Аль-Кааби высказал мнение, что он будет достигнут «путем некоего посредничества, перемирия или политического решения между Россией и Европой» и «чем раньше, тем лучше»**



условиях сокращения поставок из России как минимум на 85–90% от обычного уровня».

«Прогнозировать, как пойдут дела, очень сложно, так как энергосистема ЕС сейчас крайне метеозависима. А предсказывать погоду хотя бы на пару недель вперед люди пока так и не научились», — добавил Алексей Гривач.

Поэтому аналитики уверены, что для отказа от российского газа Европе придется оперировать в первую очередь сокращением спроса. По словам Александра Фролова, учитывая динамику падения спроса, которое составило порядка 60 млрд м<sup>3</sup> в прошлом году, 2023-й может преподнести сюрпризы. «Если Китай будет наращивать спрос, то Европе может не хватить предложения. Тогда произойдет взлет цен и снижение спроса в Евросоюзе ускорится. Иными словами, справиться без России ЕС может за счет снижения спроса», — прокомментировал эксперт.

Впрочем, полагает Иван Тимонин, с 2025–2026 годов на фоне ввода ряда крупных активов по сжижению газа в Катар, Северной Америке и других регионах Европа сможет продолжить процесс наращивания закупок СПГ.

Пока ЕС экспериментирует над своим рынком, РФ не теряет оптимизма. После того как были взорваны российские газопроводы, Владимир Путин объявил о возможности перенаправить все не востребованные Европой объемы на юг и предложил создать для этого газовый хаб в Турции, о чем она давно мечтала.

«Гораздо быстрее с точки зрения даже восстановления подорванных ниток «Северного потока — 1», «Северного потока — 2» можно создать взамен газотранспортных мощностей, утерянных по морю на Севере, мощности на Черном море. Как все хорошо знают, «Турецкий поток» проходит только через две экономические зоны — России и Турции... И глубина там не как на Балтике, а 2 км 150 м», — прокомментировал Алексей Миллер.

Турция намерена уже в феврале созвать конференцию из потенциальных потребителей газа, в числе которых, как полагают, будут и европейские страны, которые должны сказать, готовы ли они закупать

российские «молекулы газа» из «общего котла», куда уже приходит газ Азербайджана, Ирана, США и других стран.

«Газпром» также рассчитывает увеличить поставки газа на внутренний рынок на 20 млрд м<sup>3</sup> к 2030 году за счет реализации программы газификации и еще на 10 млрд м<sup>3</sup> за счет продажи газомоторного топлива. Кроме того, на повестке новые газопроводы на самый растущий рынок Китая, куда предполагается добавить 10 млрд м<sup>3</sup> газа по магистрали Сахалин — Хабаровск — Владивосток, а также 50 млрд м<sup>3</sup> по обсуждаемому проекту «Сила Сибири 2».

В «Газпроме» уверены в росте спроса на газ в Китае и Индии, двух самых густонаселенных странах. За 2011–2021 годы спрос в Китае обеспечил 32% роста мирового спроса на природный газ, с 2016 года среднегодовой прирост потребления газа в Китае — 32 млрд м<sup>3</sup>. «На конец 2021 года газ в топливно-энергетическом балансе Китая — 8,5%. А к 2030 году они поставили цель 15%. И не сомневаюсь, что они этой цели достигнут», — заявил Алексей Миллер.

По итогам года «Газпром», конечно же, снизил экспорт газа в Европу до 101 млрд м<sup>3</sup> с 155 млрд м<sup>3</sup> в 2021 году, однако рост цен позволил компании не только выплатить дивиденды, но и осуществить дополнительные выплаты в бюджет: поступления от продажи газа превысили первоначальную оценку на 34%. В первом полугодии 2022 года «Газпром» продемонстрировал рекордные показатели выручки и чистой прибыли по МСФО — 2,5 трлн руб. при снижении чистого долга и уровня долговой нагрузки до минимальных значений, отчиталась компания.

Экспорт СПГ из России в 2022 году вырос на 8% и достиг 46 млрд м<sup>3</sup>. При этом поставки в ЕС достигли рекордного уровня в 16 млн тонн в 2022 году по сравнению с 13,5 млн тонн в 2021-м. Кроме роста объемов, очевидно, что российские СПГ-экспортеры существенно заработали и на ценах.

Из-за введения санкций на поставку СПГ-оборудования Россия начала ускоренную разработку собственных технологий. В НОВАТЭКе успели завезти критически важное оборудо-

дование до вступления в силу эмбарго и подтверждают сроки запуска «Арктик СПГ 2» в ранее заявленные сроки.

Для строительства будущих мощностей НОВАТЭК бросил все усилия на усовершенствование собственной СПГ-технологии: хоть и не без проблем, компания смогла запустить среднетоннажную мощность на 900 тыс. тонн СПГ в год (работает с превышением мощности) на основе запатентованной технологии «Арктический каскад». Теоретически история тех же США знает примеры, когда вместо одной крупнотоннажной линии ставится много среднетоннажных. Но пока НОВАТЭК публично говорит лишь о том, что намерен увеличить мощность «Арктического каскада» до 2,5 млн тонн и построить «Обский СПГ» на 5 млн тонн. О дальнейших планах компании, намеревавшаяся к 2030 году производить 70 млн тонн СПГ, умалчивает. Впрочем, у нее пока не решен и вопрос с ресурсной базой.

Уход значительной части российского газа вызывает серьезную волатильность на рынках, и Владимир Путин заявил о готовности начать поставки по уцелевшей нитке «Северного потока — 2», но для этого нужна политическая воля. Конечно, с меньшим желанием Россия захочет возобновлять поставки через сложные транзитные страны и об этом пока даже не заговаривает.

Но газ РФ нужен рынку, а Европа годами развивала свою промышленность на дешевых российских энергоресурсах, поэтому «никогда не говори никогда». Комментируя сроки возвращения газового рынка к балансу, министр энергетики Катара высказал мнение, что он будет достигнут «путем некоего посредничества, перемирия или политического решения между Россией и Европой» и «чем раньше, тем лучше».

«Я не думаю, что эта... ситуация будет длиться вечно. И как я понимаю, европейцы сейчас говорят, что для них нет возможности вернуться к закупкам российского газа. Но на мой взгляд, российский газ вернется в Европу. В следующем году или через пять лет, не знаю, и я думаю, что это будет облегчение для всего газового рынка в целом», — сказал министр.

# Чем интересна Средняя Азия для российского газа?

Проблемы на европейском направлении объективно подталкивают экспорт российского газа в сторону Центральной Азии, где есть потенциал, но все крайне запутанно

Илья Круглей





**В** конце декабря 2022 года вице-премьер РФ Александр Новак заявил, что Москва обсуждает рост экспорта газа для внутренних рынков Казахстана и Узбекистана. Также он сообщил, что Россия договорилась с Азербайджаном увеличить поставки газа для его внутреннего потребления, а в будущем может обсудить и своповые сделки.

Безусловно, все это в сумме не заменит те 150 млрд м<sup>3</sup>, которые РФ поставляла в 2021 году в Европу. Однако среднеазиатское и южное направления могут отлично дополнить рост поставок российского газа в КНР. «Сила Сибири» уже работает (к 2025 году должна выйти на мощность 38 млрд м<sup>3</sup> в год), идут переговоры по «Силе Сибири 2» и дальневосточному маршруту (примерно 50 и 10 млрд м<sup>3</sup> соответственно). Эти магистрали могут в перспективе обеспечить почти 100 млрд м<sup>3</sup> экспорта газа для России. Если дополнить их среднеазиатским, а также азербайджанским направлением, то можно уже всерьез говорить о компенсации тех самых 150 млрд м<sup>3</sup>. Правда, как всегда, есть множество оговорок.

### Восток — это перспективно?

«Газпром» еще 15 ноября начал поставки газа в Азербайджан по новому договору, согласно которому холдинг продает Баку до 1 млрд м<sup>3</sup> газа до марта 2023 года. Вполне вероятно, что после этого будет заключен новый контракт или пролонгирован уже действующий. Азербайджан все чаще прибегает к российскому газу, чтобы сбалансировать свое потребление, учитывая его амбиции по экспорту газа в ЕС. Кстати, поставки страны в Европу могут стать стимулом для увеличения закупок из РФ, поскольку Новак в конце декабря 2022-го допустил обсуждение с Баку своповых сделок.

1 млрд м<sup>3</sup> за полгода — это не слишком большие объемы для «Газпрома», который ищет замену европейскому рынку. Даже потенциальные своповые поставки в итоге столкнутся с необходимостью расширения ТАР — «узкого горлышка» (до 12 млрд м<sup>3</sup> в год), которое доставляет газ из Азербайджана в Европу через Турцию. На все это нужно время, инвестиции, да и объемы после уве-



личения мощности прокачки вряд ли предполагают увеличение более чем в два раза.

Но все же это рынок сбыта, который, если добавить к нему китайский и потенциальный среднеазиатский, может оказаться чем-то вроде спасательного круга для российской газодобычи, нуждающейся в покупателях. С Китаем ситуация в целом вполне понятная. Пекин готов покупать у Москвы больше газа, вопрос лишь в цене и условиях контракта. Кто в итоге выторгует себе наилучшие условия, покажет время.

А вот с Казахстаном и Узбекистаном все несколько сложнее. Да, они тоже поставляют газ в Китай, как и РФ. Правда, сейчас этот экспорт под большим вопросом. Запасы газа в недрах среднеазиатских республик весьма существенные. Но при этом в последние годы дефицит голубого топлива становится все более серьезной угрозой для экономик этих стран.

Президенты России и Казахстана Владимир Путин и Касым-Жомарт Токаев в ходе встречи в Кремле 28 ноября обсудили создание «тройственного газового союза» с Узбекистаном. Пресс-секретарь президента РФ Дмитрий Песков позже пояснил, что на первом этапе речь идет о создании координационного механизма по инициативе российского президента.

О деталях работы такого механизма пока приходится только гадать,

**«Газпром» еще 15 ноября начал поставки газа в Азербайджан по новому договору, согласно которому холдинг продает Баку до 1 млрд м<sup>3</sup> газа до марта 2023 года. Азербайджан все чаще прибегает к российскому газу, чтобы сбалансировать свое потребление, учитывая его амбиции по экспорту газа в ЕС**

поскольку он еще разрабатывается сторонами. Впрочем, есть множество вопросов касательно наличия необходимой инфраструктуры для перекачки газа как между тремя странами, так и на территории самой РФ. В декабре Путин даже заявил, что газовая инфраструктура всех трех стран требует развития и крупных финансовых инвестиций. Важно отметить, что в его речи был призыв создать для подачи газа в Среднюю Азию более разветвленную газовую сеть на территории самой России. Ее строительство, по словам президента, обойдется в 260 млрд руб.

### В Казахстане газ есть, но и российский не помешает

В 2021 году объем добычи газа в Казахстане составил, по разным оценкам, от 51,7 до 54 млрд м<sup>3</sup>. По итогам 2022-го, судя по заявлениям министра энергетики Болата Акчула-

кова, сделанным 30 декабря, этот показатель не превысит 51,7 млрд м<sup>3</sup>, что на 3,9% меньше по сравнению с 2021 годом. Кстати, и 2021-й отмечался негативным ростом.

По словам Болат Ақчулакова, падение связано со снижением добычи нефти: 70% извлекаемых запасов голубого топлива являются попутным газом нефтегазовых и нефтегазодендратных месторождений. Производство товарного газа по итогам 2022 года составит 27,6 млрд м<sup>3</sup>, или 93,9% к прошлому году. Правда, в 2023-м ожидается некоторое увеличение — до 28,2 млрд м<sup>3</sup>.

Даже несмотря на ожидаемый рост добычи, председатель правления АО «Национальная компания QazaqGaz» Санжар Жаркешов еще летом 2022-го предупредил, что Казахстан столкнется с дефицитом товарного газа в 2024 году. По его мнению, спрос на рынке страны пре-

высит предложение примерно на 1,7 млрд м<sup>3</sup>, причем этот показатель мог быть даже больше, если бы не принятие неотложных мер. «Нам удалось отодвинуть дефицит товарного газа с 2023 на 2024 год. Мы выиграли один год, но вопрос дефицита товарного газа полностью не решен», — заявил тогда Санжар Жаркешов.

Все больше промышленных предприятий Казахстана переводятся с угля на газ, идет активная газификация страны. С 2015 по 2020 год потребление голубого топлива увеличилось с 12,1 млрд до 16,3 млрд м<sup>3</sup>. Летом 2022-го глава Минэнерго сообщил, что с 2014 по 2021 год потребление выросло на 4,8 млрд м<sup>3</sup>, до 18,6 млрд. Более того, рост продолжится и дальше — примерно на 7% каждый год.

Важно еще раз отметить, что от трети до половины добываемого в стране газа закачивается обратно в пласт для извлечения нефти, то есть Казахстан хоть и добывает более 50 млрд м<sup>3</sup>, но домохозяйства, промышленность и генерирующие энергию предприятия в итоге получают намного меньше. В силу специфики работы месторождений газ в стране продается практически по себестоимости. Недоропользователям попро-

сту невыгодно его перерабатывать и продавать, поэтому темпы прироста добычи слишком незначительны.

А вот потенциал роста внутреннего потребления, причем только за счет домохозяйств, крайне велик. К концу 2021 года уровень газификации страны составил 57,67%, то есть доступ к газу имели 11 млн человек. При этом 40% всех газифицированных сел и городов Казахстана приходится всего на два региона. Около 42% «негазифицированного» населения (от 8 млн до 9 млн человек) используют уголь в качестве источника отопления, то есть являются потенциальными потребителями газа, как только к ним будут протянуты соответствующие коммуникации.

Неудивительно, что на этом фоне еще летом 2022 года Болат Ақчулаков заявил, что экспорт газа в Китай (в последние годы примерно по 10 млрд м<sup>3</sup> в год) в ближайшее время придется прекратить. Уровень добычи не поспевает за спросом, поэтому продажа газа другим странам отходит на второй план.

В ноябре премьер Госсовета КНР Ли Кэцян на встрече с казахским премьером Алиханом Смаиловым выразил надежду, что Казахстан в соответствии с контрактом обеспечит стабильные поставки газа в Китай. Увы, в нынешних условиях, когда Минэнерго говорит, что газа самим не хватает, это возможно сделать только за счет российских поставок.

### Узбекистану нужен спасательный круг

Узбекистан тоже имеет обязательства перед Китаем, но не может их выполнять, так как прекратил экспорт ради внутреннего потребления. В январе — октябре 2022-го страна, по данным государственного комитета по статистике, продала за рубеж 4,07 млрд м<sup>3</sup> газа. Это на 18% меньше, чем за аналогичный период прошлого года. Впрочем, есть и несколько иные цифры. Минэнерго Узбекистана осенью прогнозировало, что по итогам 2022 года объемы экспорта природного газа достигнут 3,3 млрд м<sup>3</sup>.

Для сравнения: в 2019 году экспорт газа в КНР — 8 млрд м<sup>3</sup>, в РФ — 4,5 млрд, в южные регионы Казахстана — 2,5 млрд, в другие страны Средней Азии — почти 550 млн.

**Президенты России и Казахстана Владимир Путин и Касым-Жомарт Токаев в ходе встречи в Кремле 28 ноября обсудили создание «тройственного газового союза» с Узбекистаном**



По данным Госкомстата, за первые 10 месяцев 2022 года Узбекистан произвел 43,77 млрд м<sup>3</sup> газа, что на 452,7 млн м<sup>3</sup> меньше, чем за аналогичный период 2021 года — 44,24 млрд (за весь 2020-й — до 49 млрд м<sup>3</sup>). При этом, по предварительным оценкам, потребление газа в стране составит в 2022 году примерно 47,2 млрд м<sup>3</sup>. Говоря проще, наблюдается разбалансировка спроса и предложения.

16 ноября в связи с отключением электричества из-за нехватки газа на тепловых электростанциях (Узбекистан получает 90% энергии от тепловых электростанций, большинство которых работает на газе) замминистра энергетики Шерзод Ходжаев заявил, что государство практически полностью приостановило экспорт газа и электричества для удовлетворения потребностей населения.

Во многом история та же, что и в Казахстане. Промышленность и газификация домохозяйств постоянно толкают показатели потребления газа вверх, предложение за ним не поспевает, а экспорт (в первую очередь в Китай) вообще отходит на второй план. При этом еще и растут запросы на электричество, генерация большей части которого в Узбекистане тоже нуждается в газе. Такая тенденция, кстати, наблюдалась не только в 2022 году. Производство электроэнергии в 2021-м увеличилось на 7,3% и достигло 71,3 млрд кВт•ч. Импорт электричества составил 6,2 млрд кВт•ч, что на 17,4% больше, чем в 2020 году.

К этому стоит добавить изношенность магистральных трубопроводов и газораспределительных сетей (созданы в Узбекистане еще в 1960–1970-е годы), которая приводит к значительным эксплуатационным потерям: по некоторым оценкам, чуть ли не до 25%.

В итоге все указывает на то, что Ташкенту нужны дополнительные объемы газа, чтобы, во-первых, сбалансировать спрос и предложение на своем рынке, во-вторых, выполнять обязательства по продажам голубого топлива в КНР.

Примечательно, что на этом фоне министр энергетики Журабек Мирзамахмудов 8 декабря 2022 года заявил, что Узбекистан не планирует закупать газ через какой-то альянс



или союз. Правда, он тут же уточнил, что ведет переговоры о поставках газа и электроэнергии из соседних стран. По сути, Ташкенту нужно несколько миллиардов кубометров, чтобы просто уравновесить собственный баланс спроса и предложения, и еще около 10 млрд для экспорта в КНР. Российский газ — очевидное решение всех проблем. Но оформлять такой шаг в рамках газового союза политические элиты Узбекистана, видимо, не хотят. Ташкент, вероятно, хочет сделать это исключительно вне политической плоскости, то есть за счет контрактов между компаниями, а не за счет каких-либо договоров между правительствами стран. Более того, Узбекистан договорился о поставках 1,5 млрд м<sup>3</sup> газа в зимний период из Туркменистана. Это значит, что игры в диверсификацию возможны не

только в Европе, которая всячески пыталась (в отдельных случаях действительно успешно) показать России, что поставщиков у нее предостаточно. Когда и если РФ и Узбекистан придут к согласию по вопросам необходимости экспорта российского газа в среднеазиатскую страну, в перспективе еще предстоит непростые переговоры и торг по поводу цены. При этом Москва, как и в случае с экспортом в Казахстан, должна четко понимать, в каком объеме, по какой цене и на каких условиях экономически целесообразно продавать газ Узбекистану.

### Трубы есть, было бы желание

В беседе с «Ник» главный директор по энергетическому направлению Института энергетики и финансов Алексей Громов отметил, что РФ действительно имеет техническую



возможность удовлетворить потенциальный спрос Казахстана и Узбекистана. Все-таки Москве надо чем-то компенсировать снижение экспорта голубого топлива на европейский рынок (в пять раз меньше, чем в 2021 году).

«Для этих целей не нужно использовать газ с Ямала, достаточно будет задействовать старые месторождения в Западной Сибири. Углеводороды из Тюменской области неплохо подойдут для такой задачи. Трубопроводов тоже хватает: Средняя Азия — Центр должен справиться с теми объемами, которые могут запросить Казахстан и Узбекистан. Да и опыт имеется. Я напомним, что мы регулярно прокачиваем газ из Казахстана для переработки на Оренбургском заводе», — говорит эксперт.

Однако, по мнению Алексея Громова, у Москвы есть политические проблемы в организации такой кооперации. Она слишком топорно и рано анонсировала работу в этом

направлении, еще не согласовав множество деталей со своими среднеазиатскими партнерами, из-за чего с их стороны и пошла несколько смешанная реакция.

«Астана и Ташкент действительно заинтересованы в закупках газа из РФ, но слово «союз», когда еще нет четко прописанных механизмов по сделкам, формированию цены закупки и так далее, несколько отпугивает. В целом же дефицит газа в этих странах будет усиливаться. Их ресурсной базы для исполнения обязательств по экспорту в КНР недостаточно, а значит, российский газ будет актуальным.

Да, можно поставлять в Казахстан и Узбекистан углеводороды для своих операций, но есть очень важный для Москвы вопрос без ответа: а выгодно ли это с экономической точки зрения самой РФ? Нужны расчеты и четкий ответ, какая цена для России будет выгодной, если продавать газ среднеазиатским соседям, транспортное плечо ведь немаленькое. Устроит ли их такая цена?» — задается вопросом Алексей Громов.

Заместитель гендиректора ФНЭБ Алексей Гривач считает, что Казахстану нужна газификация северových районов, которые граничат с уже имеющими трубопроводный газ регионами РФ: Омской областью и Алтаем. Но, скорее всего, инфраструктуру придется расширять на российской стороне и строить почти с нуля в Казахстане.

«Думаю, что дефицит 1,7 млрд м<sup>3</sup> — это оперативная оценка, а реаль-

ная газификация Казахстана потребует в перспективе гораздо больше газа, чтобы сбалансировать на внутреннем рынке спрос и предложение. Что касается Узбекистана, то это самая развитая с точки зрения газопотребления республика не только в Центральной Азии, но и на всем постсоветском пространстве. По объемам спроса на газ страна уступает лишь России. При этом запасы в этом старом газодобывающем районе стремительно истощаются, формируя дефицит и необходимость импорта. В принципе, там возможна организация поставок из России и Казахстана по системе Средняя Азия — Центр, если при некоторой модернизации запустить ее в реверсном режиме, хотя бы частично. Ресурс для поставок с учетом сокращения экспорта в Европу, безусловно, имеется. В том числе для замещения объемов узбекского и казахского экспорта в Китай, если такие договоренности будут достигнуты», — поделился мнением Алексей Гривач.

### Туркменские газовые амбиции постоянно упираются в преграды

У Туркменистана, в отличие от его среднеазиатских соседей, проблем с дефицитом газа нет. Напротив, Ашхабад долгие годы пытается найти новые рынки для своего экспорта. На территории Туркменистана в разработке находятся более 40 газовых месторождений (самые крупные — Галкыныш, Довлетабад, Зеакли-Дерваза, Малай, Самандепе, Наип, Акпатлавук, Кеймир, Алтыгуйы, Корпедже, Окарем). В 2021 году в Туркменистане было добыто более 83,7 млрд м<sup>3</sup> природного газа, что является рекордным показателем за все годы независимости страны. Для сравнения: если верить данным ВР, то в 2019-м — 63,2 млрд, в 2018-м — 61,5 млрд, в 2017-м — 58,7 млрд. В то же время потребление газа в стране в 2021 году увеличилось примерно до 38 млрд м<sup>3</sup>.

В таких условиях поиск рынков сбыта — это вполне очевидный шаг для Ашхабада. Экспорт идет в КНР по МГП Туркменистан — Китай (работает с апреля 2010 года), который включает в себя три параллельные нитки (А, В и С), проходящие из Туркменистана транзитом

**В ноябре 2022 года в связи с отключением электричества из-за нехватки газа на тепловых электростанциях (страна получает 90% энергии от тепловых электростанций, большинство которых работает на газе) Узбекистан практически полностью остановил экспорт газа и электричества**





через Узбекистан и Казахстан на запад Китая. По данным CNPC, Туркменистан продал Пекину в 2021 году 34 млрд м<sup>3</sup>, что явно выше показателей последних лет: в 2019 году — 30 млрд, в 2020-м — 27 млрд. Потенциал увеличения поставок есть, поскольку пропускная способность трубопровода может достигать 55 млрд м<sup>3</sup> в год, то есть, если из магистрали исчезнет газ Узбекистана и Казахстана (что уже происходит), Туркменистан теоретически мог бы заполнить этот вакуум.

Однако даже в таком случае есть некоторые противоречия. Особенно хорошо это видно на примере проекта строительства четвертой нитки (D) МГП Туркменистан — Китай, обсуждения которого, по словам президента Сердара Бердымухамедова в январе текущего года, вновь возобновились. Со строительством этой нитки и выходом газопровода на проектную мощность поставки туркменского газа в Китай должны быть доведены до 65 млрд м<sup>3</sup> в год. Однако, как справедливо отметил в комментарии для «ННК» Алексей Гривач, проект был готов еще лет семь назад. Даже объявляли о начале строительства газопровода.

«Но потом это дело заморозили, судя по всему, из-за нехватки газа на все экспортные амбиции Туркменистана, который тогда, кстати, еще и активно продвигал в очередной раз газопровод ТАПИ. Его строительство также заглохло из-за проблем с безопасностью маршрута.

Что же касается поставок туркменского газа в соседние республики, то это всегда было политической проблемой настолько, что они осуществлялись и осуществляются при посредничестве «Газпрома». Недав-

но была попытка Ташкента договориться о закупках объемов напрямую, но пока сложно сказать, насколько она была успешной», — рассказал эксперт.

Амбиции Ашхабада по экспорту газа регулярно натываются на ряд проблем не только в китайском направлении. Проект ТАПИ (Туркменистан — Афганистан — Пакистан — Индия) существует на бумаге дольше, чем некоторые газопроводы работают в принципе. Причем в разное время он предполагался в разных вариациях исполнения. Еще в далеком 1994 году аргентинская компания Bridas во главе с Карлосом Бульгерони (ныне покойным) предложила тогдашнему главе Туркменистана Сапармурату Ниязову проект постройки газопровода ТАП (Туркменистан — Афганистан — Пакистан). Позже в игру включилась американская Unocal, которая в итоге вытеснила из проекта Bridas, несмотря на то, что аргентинцам тогда более успешно удавалось договариваться о безопасности будущего газопровода в Афганистане с талибами (организация запрещена в РФ). Увы, проект так и остался на бумаге. Даже в 2011 году, когда в переговоры с туркменским правительством по поводу прокладки магистрали включились Chevron, ExxonMobil, SouthOil, Midland Oil&Gas и Conoco Phillips, ничего не изменилось. Гарантий безопасности никто не дал, хотя Пакистан и Индия очень хотели получать туркменский газ. До сегодняшнего дня было подписано столько меморандумов и соглашений о проекте, что перечислять их все нет смысла. Реальных действий по проектированию и постройке так и не предпринято.

**У Туркменистана, в отличие от его среднеазиатских соседей, проблем с дефицитом газа нет. Напротив, Ашхабад долгие годы пытается найти новые рынки для своего экспорта**

Ашхабад продает газ и в РФ. «Газпром» в 2021 году закупил в Туркменинии 10,6 млрд м<sup>3</sup>. Это была не разовая закупка. «Газпром» и «Туркменгаз» еще 1 июля 2019 года заключили контракт сроком на пять лет (по 30 июня 2024 года) о поставках российскому холдингу до 5,5 млрд м<sup>3</sup> в год. Однако это все равно несопоставимо с объемами, которые были до 2008 года. Тогда «Газпром» по контракту выкупал у Туркменистана до 50 млрд м<sup>3</sup> в год и перенаправлял их на Запад (на Украину). Однако в 2008-м стороны не достигли договоренности по новому предложению Туркменистана с увеличением цены до \$100 за тыс. м<sup>3</sup>. Туркмениния в сентябре даже заявила, что готова перекрыть газовую трубу. В 2009 году произошла авария на магистрали Средняя Азия — Центр, после чего «Газпром» и вовсе прекратил отбор газа. Прокачка в объеме около 10 млрд м<sup>3</sup> была восстановлена только с января 2010 года.

В 2015–2016 годах произошел очередной виток газового конфликта. На фоне падения нефтяных цен подешевел и газ. Российскому холдингу было невыгодно покупать его у Туркменинии по предложенной Ашхабадом цене и продавать на европейском направлении. «Газпром» сократил объемы закупок до 3 млрд м<sup>3</sup> в 2015-м, причем параллельно вел

переговоры с Туркменистаном о снижении цены. Договориться не удалось, закончилось все судом в Стокгольмском арбитраже, разрывом контракта и прекращением поставок. Лишь в начале октября 2018 года страны договорились о возобновлении Москвой закупок газа из Туркменистана с 1 января 2019 года, но, увы, это были явно не те объемы, что 10–15 лет назад. Теперь же, когда у РФ не работает больше половины газопроводов в европейском направлении, нет и стимула для крупных своповых операций по доставке туркменского газа на Запад.

К слову, о Западе. Этот вектор для экспорта газа из Туркмении был оформлен в виде проекта газопровода Nabucco еще в 2002 году. Проектная мощность должна была составлять 26–32 млрд м<sup>3</sup> в год, магистраль хотели протянуть из Туркменистана через Каспийское море в Азербайджан, затем в Турцию, откуда газ попадал бы на территорию ЕС. Однако, несмотря на обещания европейских стран и регулярные конференции, все закончилось ничем. Причин было множество: от сложности исполнения проекта в техническом плане до вопроса конечной стоимости цены. Все-таки транспортное плечо через Каспийское море, Кавказские горы и в целом большая протяженность магистрали в сумме сделали бы туркменский газ для покупателей в ЕС крайне некон-

курентоспособным по цене. Лишь теперь этот проект была реализована, но уже без участия Ашхабада — с ресурсной базой Азербайджана, который теперь поставляет газ в Европу по TANAP и TAP. В самом Туркменистане о Nabucco уже не вспоминают.

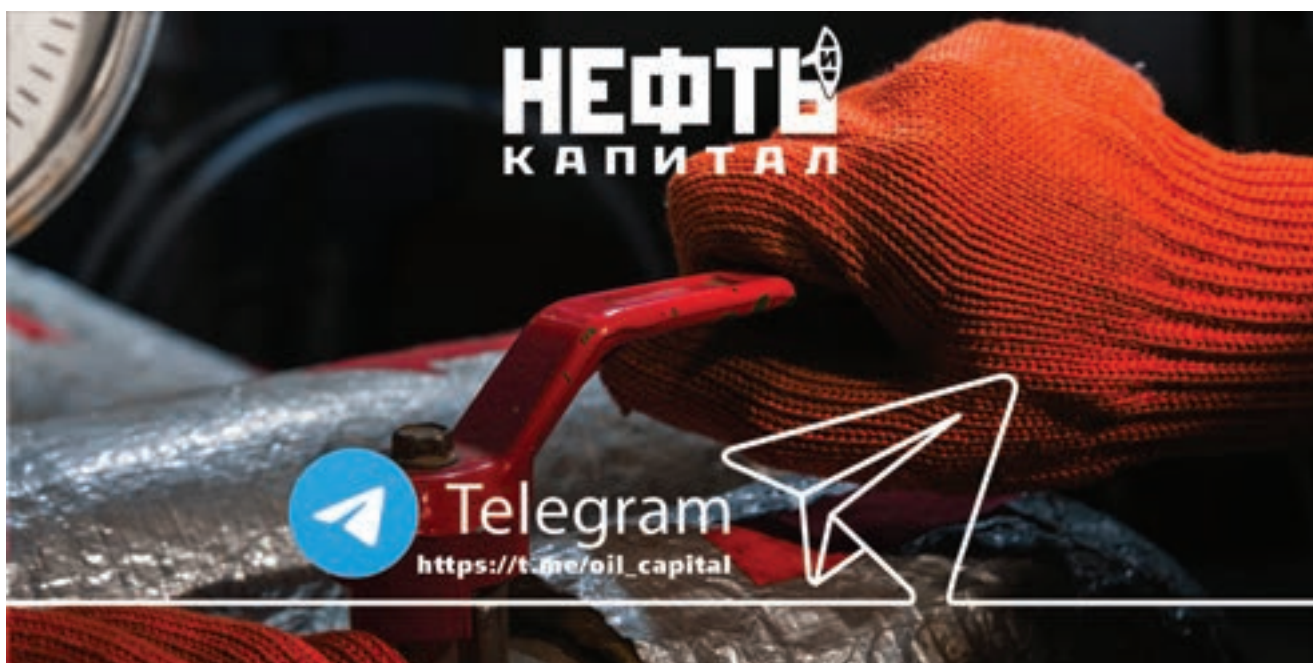
#### **Перспективы есть, но работать и договариваться придется много**

Подводя итог, можно сказать, что для российского экспорта рынок Средней Азии крайне интересен. В нем есть потенциал, причем даже в тех странах, где ведется весьма серьезная газодобыча. Туркменистан в ближайшие годы вряд ли составит какую-то критическую конкуренцию РФ, несмотря на то, что хотел бы сам нарастить экспорт в разных направлениях. Впрочем, все равно нужно держать в уме потенциал увеличения поставок в КНР и даже в соседние среднеазиатские республики. Газификация энергетики, транспорта и домохозяйств, как и рост населения в Узбекистане и Казахстане, объективно делают голубое топливо из РФ крайне востребованным в ближайшей перспективе. В каком объеме и на каких условиях для Москвы? Это станет ясно только после появления конкретных контрактов. Не исключено, что будет сформирован некий клубок различных своповых сделок, договоров и взаимных обязательств,

в которые активно будет включена даже Киргизия в качестве пусть и небольшого по объемам, но все же потребителя с растущим спросом (хотя бы за счет ввода в эксплуатацию через четыре года ГЭС «Камбар-Ата-1»).

В комментарии для «НиК» директор Института национальной энергетики Сергей Правосудов напомнил, что «Газпром» занимается вопросами газификации в Киргизии, а также владеет газотранспортной системой в этой стране. Здесь даже пытались наладить добычу на сложных (глубиной до 6 км) месторождениях, правда запасов для добычи в промышленных масштабах не нашли.

«Не стоит смотреть на какую-то среднеазиатскую республику отдельно. Потенциал для экспорта российского газа есть, но его надо рассматривать комплексно, учитывая весь регион. Узбекистану и Казахстану голубое топливо из РФ точно нужно, вопрос лишь в условиях и объемах поставок. Будет ли конкурировать туркменский газ в регионе с российским? Это обусловлено тем, удастся ли Ашхабаду нарастить поставки в КНР, что зависит от того, насколько Казахстан и Узбекистан сократят продажи в Китай в ближайшие годы (или не сократят за счет закупок газа из РФ). Это целый клубок, где все взаимосвязано, и больше конкретики мы увидим, только когда появятся новые контракты», — заключил эксперт.



# Топливный парадокс

Катастрофические потрясения в мировом нефтегазе почти не отразились на российском топливном рынке

«НЕФТЬ И КАПИТАЛ»  
СОВМЕСТНО  
С «ИНТЕРФАКСОМ»



**Б**ензин нужен всем. Современной семье, привыкшей регулярно передвигаться на автомобиле, местным властям, организующим работу общественного транспорта, каждой отрасли промышленности. Бензином, дизелем, газом — неважно: чтобы добраться из пункта А в пункт Б, машине нужно заправится топливом. Что бы ни происходило в стране и мире, автозаправочные станции продолжают работать, обеспечивая кровообращение экономики. Именно поэтому в обществе всегда повышенное внимание к ценам на стелах, именно поэтому любое осложнение на топливном рынке вызывает реакцию регуляторов.

#### Всегда трясло, а тут не шелохнулся

Российский рынок нефтепродуктов трясло всегда: то бензинов не хвата-

ло, то дизтоплива, то рекордная стоимость в опте, то недовольство ростом цен на заправках. Топливных кризисов за последний десяток лет пережило несчетное количество. И вот произошло удивительное: в уходящем году, когда антироссийские санкции из-за конфликта на Украине достигли беспрецедентной степени жесткости, экономика России сотрясалась от новых вводных, а некоторые ее отрасли рушились на глазах, топливный рынок выстоял, почти не шелохнувшись: ни дефицита нефтепродуктов, ни скачков цен, ни ручного регулирования, ни проблем на бирже.

Наоборот, когда Московская биржа остановила торги на всех рынках, Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ) торговала топливом с завидной равномерностью и регулярностью. Когда в стране офи-

циальная инфляция измерялась двузначными цифрами, цены на заправках остановились. Когда разные отрасли испытывали нехватку сырья и проблемы с зарубежными поставками, российские НПЗ отгружали на внутренний рынок нужные объемы нефтепродуктов.

Секретов стабильности топливного рынка несколько. Тут и адаптивность отечественной нефтянки к проблемам, и постоянная готовность к тому, что бензин как социальный продукт должен быть на заправках в достатке. Сыграл положительную роль многострадальный демпфер, как субсидия из бюджета поддержавший НПЗ в сложные моменты. И нет худа без добра: когда возникла идея отказа ЕС от российских энергоресурсов, отечественные нефтепродукты вместо поставок на экспорт развернулись и хлынули на внутренний рынок. Это снизило их стоимость в опте и сдержало цены в рознице.

К концу 2022 года можно было констатировать, что при невероятном давлении на нефтегазовую сферу работает она в целом уверенно. Да, вынужденно перестраивается логистика и постоянно возникают дополнительные переменные. Да, компании строят бизнес-планы, близкие к кризисным, а об инвестициях в новые проекты на время забыли. Зато все в тонусе, чтобы не дать застать себя врасплох новым трудностям, ведь наступивший 2023 год добавит налоговой нагрузки и вряд ли принесет определенность.

#### Баланс стабилен, но может измениться

Спрос на нефтепродукты в течение 2022 года реагировал на изме-

Топливных кризисов за последний десяток лет пережило несчетное количество. И вот произошло удивительное: в уходящем году, когда антироссийские санкции из-за конфликта на Украине достигли беспрецедентной степени жесткости, топливный рынок выстоял, почти не шелохнувшись: ни дефицита нефтепродуктов, ни скачков цен, ни ручного регулирования, ни проблем на бирже





нения в стране. Падал, когда объявлялись военная операция и частичная мобилизация, восстанавливался по мере «психологического принятия» ситуации со стороны потребителей и адаптации экономики. Но в целом спрос на топливо в РФ в 2022 году оставался примерно на уровне, достигнутом в предыдущие годы, когда в пандемию жители страны развили внутренний туризм.

Структура потребления бензинов при этом меняется: с каждым годом все настойчивее растет спрос на высокооктановый продукт (95-й, 98-й и 100-й бензины), а потребление 92-го медленно снижается. По оценке Российского топливного союза, к концу 2022 года фактическое распределение спроса между 92-м и 95-м бензином в некоторых регионах уже составляло 50 на 50. В Москве потребление АИ-95 давно выше АИ-92 (60% и 40% соответственно).

Структура производства бензинов тоже постепенно меняется: если в

начале года соотношение было примерно 59/41 (АИ-92 и АИ-95), то в конце года уже 57/43 соответственно. Между тем в продажах на бирже по-прежнему перевес у АИ-92: 65 против 35, приводит данные РТС.

Сама нефтеперерабатывающая отрасль внешне достаточно спокойно пережила 2022 год: объемы производства не падали, ремонты проходили по графику, вопросы с уходом западных подрядчиков и специалистов снимались, хоть и не без труда. Весь год руководящий состав заводов в экстренном порядке занимался поиском азиатских и отечественных аналогов запчастей и оборудования, но о критических ситуациях с недопоставками специализированной техники на НПЗ не заявлялось. Более того, согласно планам вводились новые установки на крупных заводах в Татарстане, Омске, Кстово Нижегородской области.

Нелегко пришлось логистическим и сбытовым подразделениям нефтяных

компаний, вынужденным оперативно искать новых покупателей и перестраивать цепочки поставок. И все же экспорт нефти и нефтепродуктов из РФ, как известно, в 2022 году обороты не сбавил, а поставки на внутренний рынок оставались высокими. Оценивая корзину нефтепродуктов российских НПЗ, главный эксперт консультационной компании «ИнфоТЭК-КОНСАЛТ» Тамара Канделаки фиксирует, что значительного изменения состава производства в 2022 году не произошло. А вот в 2023-м заводы может ждать перестройка.

«Во-первых, российские заводы совершенно справедливо будут ста-

**Нет худа без добра: когда возникла идея отказа ЕС от российских энергоресурсов, отечественные нефтепродукты вместо поставок на экспорт развернулись и хлынули на внутренний рынок. Это снизило их стоимость в опте и сдержало цены в рознице**



раться реализовывать свою продукцию в страны Азии. Осваивать придется не только ближние рынки сбыта (Казахстан, Узбекистан, Туркмению), но и далекие рубежи (Афганистан, Индию, Африку и прочее). В указанные страны вполне реально поставлять готовый продукт — бензин и дизтопливо. Но с Китаем, который все рассматривают в качестве основного рынка сбыта российских ресурсов, будет сложнее. Китай не покупает готовые продукты, ему нужно сырье для своих НПЗ, то есть полупродукт: базовые масла, вакуумный газойль, прямогонный бензин, сжиженные углеводородные газы. Это означает, что российские заводы, надеющиеся на Китай,

должны будут пересмотреть свою корзину и понимать, какую долю полупродуктов они готовы производить», — говорит Канделаки.

Во-вторых, добавляет эксперт, нужно держать в голове острую нехватку портовых мощностей на востоке России, а также ограниченные объемы для хранения нефтепродуктов в ДФО. И конечно, проблему железной дороги, выдерживающей сейчас переориентацию огромного количества грузов на восток. Все это сильно ограничивает потенциал наращивания продаж топлива в страны Азии.

«Африка выглядит привлекательно. Но и здесь много подводных камней и своих особенностей. Длиннее расстояния, дороже фрахт, потребность в поставках качественного топлива существенно меньше. Вопросы эффективности при продажах в Африку будут стоять на первом месте. Как и в другие, еще более отдаленные страны, куда раньше и

мысли не возникало отправлять нефтепродукты. Сейчас нефтеперерабатывающей отрасли понадобятся как логичные и продуманные действия, так и умные, креативные решения», — считает главный эксперт «ИнфоТЭК-КОНСАЛТ».

#### Расслабляться не стоит

Но вернемся в Россию и к последствиям санкций. Управляющий партнер компании «Петролеум Трейдинг» (крупнейший частный топливный трейдер РФ) Максим Дьяченко отмечает такие особенности топливного рынка страны: «Мы все наблюдали, как нефтегазовая отрасль в 2022 году справляется с задачами обеспечения стабильной добычи, переработки, экспорта и поставок топлива на внутренний рынок. Относительно последнего самым характерным считаю тот факт, что биржевые торги нефтепродуктами не останавливались ни на один день. Это был супер-стресс-тест для топливного рынка,

**Нефтеперерабатывающая отрасль внешне достаточно спокойно пережила 2022 год: объемы производства не падали, ремонты проходили по графику, вопросы с уходом западных подрядчиков и специалистов снимались, хоть и не без труда**





который в итоге показал себя очень достойно. Конечно, участников нашего рынка коснулись сложности, с которыми столкнулся в определенный момент банковский сектор: мы пережили и остановку выдачи кредитов, и проблемы с финансированием. Но видя стабильность топливного блока, банки сейчас сами выходят на нас с инициативой и предлагают деньги».

Когда выяснилось, что дефицита топлива на внутреннем рынке нет, дополнительным глотком свежего воздуха стало снижение оптовых цен и рост маржинальности АЗС. «После долгого периода низкой маржи розница получила возможность развиваться. В мелкооптовой сфере из-за профицита товара выросла конкуренция со стороны нефтяных компаний. Что касается трейдинга, то, пережив ряд потрясений рынка в марте — апреле, к концу года наша компания, например, выходит на стабильные объемы и работу примерно на уровне прошлого года. Можно сказать, что все ключевые

сферы топливного рынка — опт, мелкий опт и розница — в 2022 году функционировали уверенно», — считает Дьяченко.

Он также обращает внимание, что в конце года нефтепереработка показала пиковые объемы производства. «И хотя сложная структура демпфера на нефть и обратного демпфирующего акциза на нефтепродукты принималась совсем в другие времена, именно в кризис эта схема субсидирования стала стабилизирующей. Сейчас, по данным Росстата, в переработке задействовано 90% мощностей. То есть с учетом того, что какие-то установки на профилактике или ремонте, это рекордный показатель. НПЗ не обеспечивали бы подобных объемов, если бы работали в минус. Значит, спрос на нефтепродукты есть как на внутреннем рынке, так и в экспорте, значит, рентабельность заводов достаточная», — резюмирует эксперт.

Однако расслабляться поводов нет, все участники отрасли продол-

**Российские заводы совершенно справедливо будут стараться реализовывать свою продукцию в страны Азии. Осваивать придется не только ближние рынки сбыта (Казахстан, Узбекистан, Туркмению), но и далекие рубежи (Афганистан, Индию, Африку и прочее). В указанные страны вполне реально поставлять готовый продукт — бензин и дизтопливо. Но с Китаем, который все рассматривают в качестве основного рынка сбыта российских ресурсов, будет сложнее», — считает главный эксперт компании «ИнфоТЭК-КОНСАЛТ» Тамара Канделаки**

жают работать в состоянии сжатой пружины, готовясь к возможным самым сложным сценариям в бизнесе и экономике, добавляет он.

### Рознице — маржа и новые проблемы

Розничный сектор топливного рынка в 2022 году смог даже найти точки развития. Глава Российского топливного союза (РТС, объединяет розничных операторов топливного

**Новым явлением на топливном рынке стал так называемый серый экспорт, когда купленный на бирже нефтепродукт, предназначенный для внутреннего рынка, за который бюджет РФ заплатил демпфер, отправлялся на экспорт. Скорее всего, именно серый экспорт усложнил ситуацию с дизтопливом на рынке: сначала сильно выросли биржевые цены на летний ДТ, потом биржевая цена зимнего дизеля почти на 20 тыс. руб. превысила стоимость летнего**

рынка) Евгений Аркуша перечисляет немало положительных моментов: «В ушедшем году многие независимые сети АЗС впервые за долгое время вышли на достойный уровень маржинальной доходности. Удалось покрыть убытки, накопившиеся за пандемийный и постпандемийный 2020 и 2021 годы, получилось даже в значительной мере вернуть утраченные в предыдущие годы объемы реализации на заправках. Наконец-то появились деньги на расширение, оживились процессы продаж сопутствующих товаров, возник инвестиционный потенциал. Все это позволяло в трудные периоды 2022 года продолжать бизнес и обеспечивать рабочие места».

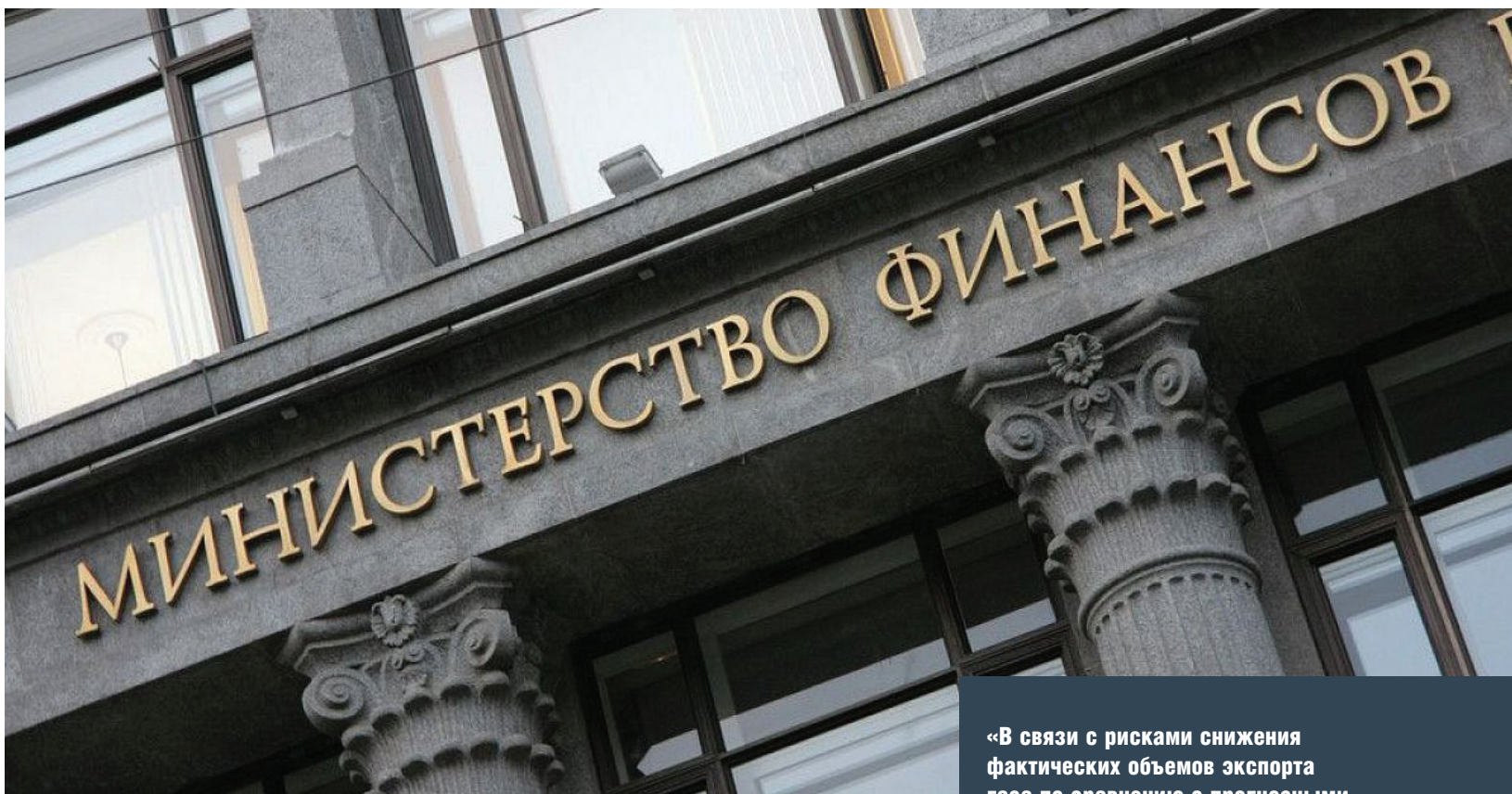
А с рабочими местами после объявления частичной мобилизации возникли сложности, поскольку призыв коснулся квалифицированного состава: инженерно-технического персонала, специализированных водителей, заправщиков. Постепен-

но рабочее время перераспределили между оставшимися водителями, где-то мужчин-заправщиков заменили на женщин.

Более серьезной для бизнеса оказалась проблема железнодорожных перевозок, с которой в этом году столкнулись абсолютно все грузоперевозчики, подчеркивает Аркуша. «Во-первых, много вагонов, отправленных на экспорт, просто не вернулось. Во-вторых, стали острыми вопросы поддержания работоспособности действующего оборудования на железной дороге, банального поиска запчастей. Кроме того, в стране произошло перенаправление экспортных потоков с запада на восток, а также в южном направлении. Все это в целом привело к проблемам с отгрузкой и с увеличением срока получения товара. Нефтепродукты исключением не стали», — констатирует глава РТС.

В числе негативных факторов 2022 года он выделяет рост закупочных





цен на товары для магазинов и кафе на заправках. «Это связано с уходом ряда поставщиков, увеличением логистических затрат и повышением себестоимости импортных товаров. Понятно, что все это сказывается на росте цен в магазинах и кафе. Соответственно, спрос на сопутствующие товары снижается, клиенты вместо дорогих товаров и услуг начинают покупать альтернативные дешевые», — рассказывает Аркуша.

Общэкономические проблемы в стране логично привели к тому, что увеличились операционные затраты розничных сетей, добавляет он: «Специальное исследование, проведенное по просьбе Минэнерго, показало рост затрат АЗС примерно на 20% в 2022 году по отношению к прошлому году. Сейчас в конечной цене одного литра продаваемого топлива затраты составляют около 7–8 руб. на литр. Это очень большая цифра. Но она очень понятная: просто все стало дороже. Затраты выросли не только из-за инфляции и роста заработной платы. Свой вклад вносят санкционные издержки: на заправках много иностранного оборудования, бензовозы тоже в основном зарубежные. А это и запчасти, и сроки их

поставок в рамках параллельного импорта».

Условно новым явлением на топливном рынке 2022 года стал так называемый серый экспорт, когда купленный на бирже нефтепродукт, предназначенный для внутреннего рынка, за который бюджет РФ заплатил демпфер, отправляется на экспорт. Скорее всего, именно серый экспорт осложнил ситуацию с дизтопливом на рынке: сначала сильно выросли биржевые цены на летний ДТ (он стал существенно дороже бензина, что удивляло), потом биржевая цена зимнего дизеля почти на 20 тыс. руб. превысила стоимость летнего (совершенно ненормальное явление). В поисках причин нехватки зимнего ДТ осенью и зимой 2022 года эксперты вспоминали суррогаты, которые из-за налоговых изменений полностью ушли с российского рынка, а также объясняли неэффективность в современные времена ранее распространенной практики блендинга (смешивание летнего ДТ с керосином для получения зимнего ДТ).

В результате к концу 2022 года цена зимнего дизеля в рознице оказалась в среднем на 5 руб. выше, чем цена 95-го бензина, и на 10

**«В связи с рисками снижения фактических объемов экспорта газа по сравнению с прогнозными значениями объемы поступлений от экспортной пошлины на газ могут сложиться в меньшем объеме, что будет учтено в корректировке в последующие месяцы», — заявлял Минфин**

руб. выше 92-го, а в сибирских и дальневосточных регионах эта разница еще больше. Никакими технологическими нюансами такую ситуацию объяснить нельзя. Просто зимнего ДТ теперь не хватает, возможно, как раз потому, что он уходит по схемам серого экспорта. В конце декабря вышло постановление правительства о введении с 1 января 2023 года пошлины на экспорт бензина и дизельного топлива, за которые из бюджета получен демпфер. В формулу экспортных пошлин на нефтепродукты включен надбавочный коэффициент в 20 тыс. руб. за тонну, если экспортер не является производителем товара. Правительство рассчитывает, что это сделает экономически неэффективным серый экспорт топлива. Однако те, кто этим занимается, всегда найдут обходные пути. Значит, больше работы станет у соответствующих структур: отслеживать нарушения и

реагировать на быстро меняющиеся обстоятельства.

### Регуляторы удовлетворены

Ведомства, курирующие ТЭК, высказывали удовлетворение итогами работы топливного рынка в 2022 году. Федеральная антимонопольная служба подчеркивала, что в 2022 году цены на бензин и дизель «изменялись существенно ниже уровня инфляции», так как происходило увеличение объемов поставок на внутренний рынок. «Штаб ФАС России по

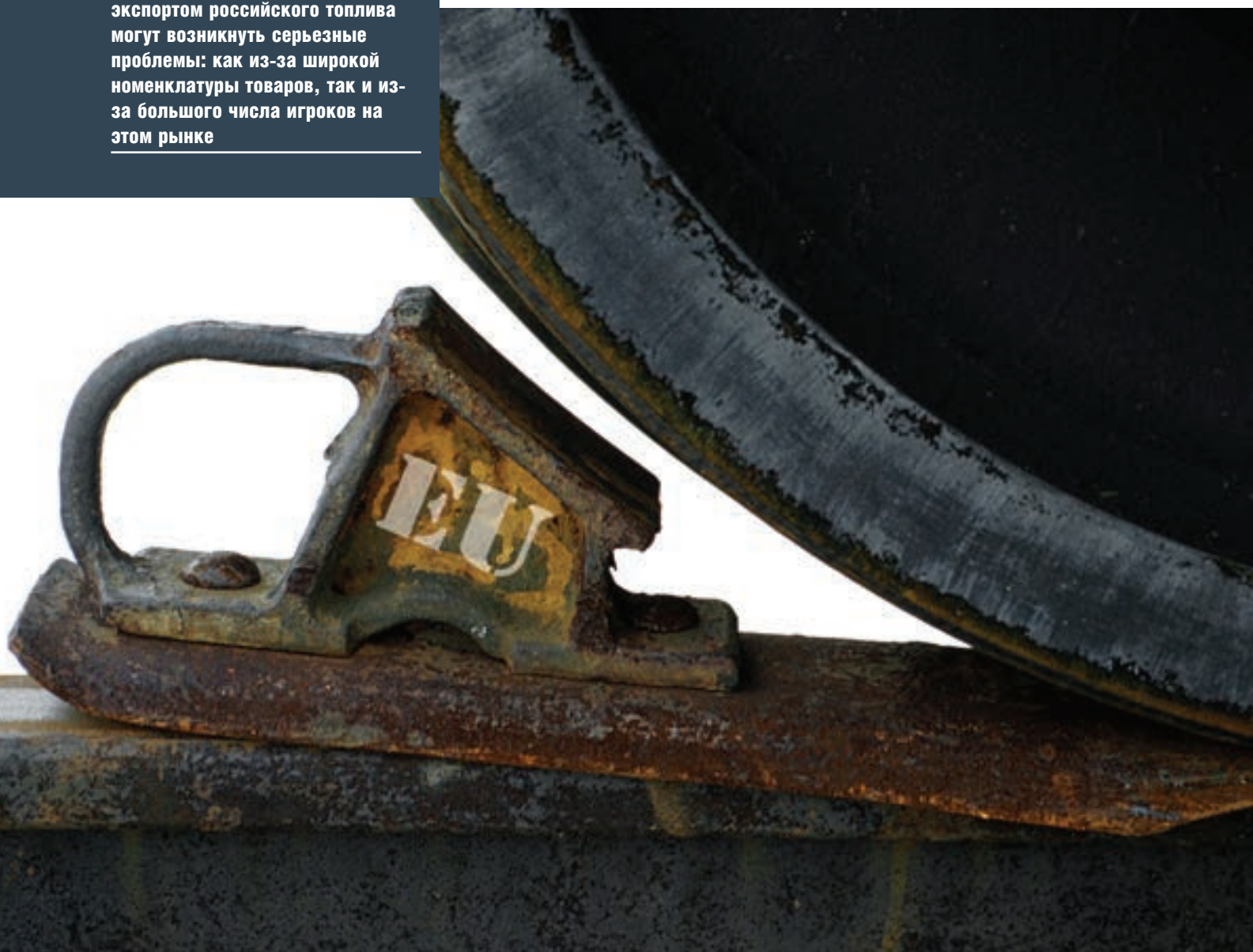
мониторингу ситуации на рынке нефтепродуктов контролирует ситуацию. Если компания злоупотребляет доминирующим положением, то служба признает ее нарушившей и назначает штрафы. В этом году «дочки» ЛУКОЙЛа нарушили закон о защите конкуренции. Они необоснованно подняли цены на АЗС в Нижегородской и Кировской областях, Пермском крае», — говорилось в комментарии ФАС для «Интерфакса».

«По результатам работы ФАС объем биржевых торгов бензинами и дизельным топливом составляет 25,6% и 26,7% от их объема поставок на внутренний рынок, что позволяет обеспечивать доступными объемами конечных потребителей на конкурентных условиях. Таким образом, каждый четвертый литр, реали-

зованный на АЗС, закуплен на бирже. ФАС отмечает, что существующие цены на бирже на марки бензинов позволяют АЗС в достаточном объеме поддерживать безубыточную предпринимательскую деятельность, покрывая расходы и затраты на зимнее дизельное топливо. Также по предложению ФАС приняты меры в части разработки механизма по ограничению вывоза моторных топлив при наличии на них спроса на внутреннем рынке», — отмечалось в сообщении.

Минэнерго подчеркивало, что этот рынок успешно преодолел основные вызовы 2022 года, а нефтегазовая отрасль в целом проявила себя с лучшей стороны. «Несмотря на изменения на глобальном энергетическом рынке и санкционное давление, при-

**Самым сложным может стать эмбарго на нефтепродукты, вступающее в силу с 5 февраля 2023 года. Участники рынка отмечают, что именно с экспортом российского топлива могут возникнуть серьезные проблемы: как из-за широкой номенклатуры товаров, так и из-за большого числа игроков на этом рынке**



ведшее к трансформации традиционных логистических цепочек, российский топливный рынок полностью обеспечивает потребности страны в поставках моторных топлив по доступным ценам», — говорилось в комментарии Минэнерго для «Интерфакса». Особо Минэнерго подчеркивает роль топливного демпфера, механизм которого позволяет не допускать существенного изменения цен на внутреннем рынке даже при росте цен за рубежом.

«По итогам 2022 года на внутренний рынок топлива было поставлено на 30% больше, чем за 2021 год. В настоящее время ситуация с запасами топлива стабильная, товарные остатки моторного топлива на нефтеперерабатывающих заводах и предприятиях нефтепродуктообеспечения находятся на достаточном для данного сезона уровне и составляют 1,6 млн тонн по автомобильному бензину и 3–3,1 млн тонн по дизельному топливу. Минэнерго регулярно в течение года направляет рекомендации участникам рынка для создания запасов моторного топлива», — заявляло Минэнерго.

«Для соблюдения баланса на внутреннем топливном рынке и защиты интересов производителей ежегодно индексируются ставки акциза на автомобильный бензин и дизельное топливо, но индексация не превышает уровень инфляции», — напоминает ведомство.

#### Еще и налоги, и эмбарго

Уже понятно, что в 2023 году российский ТЭК ждет плановый

рост налоговой нагрузки. Так, в конце минувшего года согласовано увеличение налога на добычу полезных ископаемых, а уже в январе Минфин заявил, что ожидает недополучения нефтегазовых доходов федерального бюджета на сумму 54,5 млрд руб. «В связи с рисками снижения фактических объемов экспорта газа по сравнению с прогнозными значениями объемы поступлений от экспортной пошлины на газ могут сложиться в меньшем объеме, что будет учтено в корректировке в последующие месяцы», — отмечается в сообщении министерства.

Кроме того, традиционно повысятся акцизы на нефтепродукты: на бензин класса 5 они вырастут с 13793 руб. до 14345 руб. за тонну, на дизельное топливо класса 5 — с 9556 руб. до 9938 руб. за тонну. Также увеличивается индикативная цена в расчете демпфера: для бензина — с 55200 руб. до 56900 руб. за тонну, для дизельного топлива — с 52250 руб. до 53850 руб. за тонну.

С 1 января 2023 года продолжила действие введенная с 1 сентября 2022 года корректировка экспортной цены в расчете демпфера по бензинам, учитывающая реальный дисконт в цене Urals относительно Brent. Эта корректировка будет действовать до 2025 года. Между тем сама тема топливного демпфера остается открытой. Фактически он являлся мерой поддержки нефтеперерабатывающей отрасли, и теперь снижение выплат по демпферу может сказаться

на эффективности нефтепереработки, финансовая составляющая которой рискует снова перейти в отрицательную зону. Будет ли в 2023 году опять подниматься тема пересмотра топливного демпфера — вопрос времени.

Ожидаемые изменения в законодательстве, скорее всего, подтолкнут вверх оптовые цены на топливо, ситуация для розничного бизнеса может ухудшиться. К тому же есть один тонкий момент: розничные цены на топливо в 2022 году фактически «не выбрали рост на уровень инфляции». И инфляция была двузначная, и к ценам на заправках сохранялось пристальное внимание властей и регуляторов.

Но самым сложным может стать эмбарго на нефтепродукты, вступающее в силу с 5 февраля 2023 года. Участники рынка отмечают, что именно с экспортом российского топлива могут возникнуть серьезные проблемы: как из-за широкой номенклатуры товаров, так и из-за большого числа игроков на этом рынке. Здесь торгуют не только крупные заводы и компании, но также маленькие НПЗ и частные трейдеры, а чем больше участников, тем сложнее выработать общую линию и договариваться. Эта неопределенность тревожит отечественный топливный рынок, но пока общепромышленная позиция типична: подождем, посмотрим, нам не привыкать. Для всего российского ТЭКа, десятилетиями работающего в череде энергетических кризисов, в очередных встрясках уже нет ничего нового...

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

# Нас вызывает Таймыр

Нефтяники и газовики активизируют освоение углеводородных ресурсов полуострова

ВИКТОР ПРУСАКОВ



**В** прошлом году российские нефтегазовые компании активно расширяли бизнес на Таймыре. Особенную активность проявила «Газпром нефть», получившая здесь 15 углеводородных участков. ЛУКОЙЛ, который ранее вроде бы разочаровался в результатах геологоразведки на полуострове, на декабрьских аукционах приобрел здесь три новых углеводородных участка, НОВАТЭК — один, еще два достались «Сургутнефтегазу».

Повышенный интерес понятен: считается, что Таймыр по своему углеводородному потенциалу сравним с Ямалом и может стать новой нефтегазовой провинцией. Задача освоения перспективных территорий, связанная с постепенным истощением традиционной сырьевой базы, не стала менее актуальной из-за планов Запада по отказу от российских энергоносителей. Таймыр в этом смысле ценен вдвойне: он расположен восточнее Ямала и Гыдана, что облегчает доставку арктических углеводородов в страны АТР. Последнее обстоятельство должно существенно помочь загрузке Северного морского пути, стратегическое значение которого в нынешних геополитических реалиях будет только расти.

После того как «Роснефть» начала реализацию мегапроекта «Восток Ойл» со строительством масштаб-

Участки углеводородов на Таймыре, приобретенные на аукционах в декабре 2022 года									
Получатель лицензии	Участок	Нефть, млн тонн		Газ, млрд м³		Конденсат, млн тонн		Цена, млн руб.	
		D1	D2	D1	D2	D1	D2	Стартовая	Финальная
ЛУКОЙЛ	Ладукетский	15	2,2	66	11,8	2	—	24,4	5 041
ЛУКОЙЛ	Южно-Паутский	4	2,5	92,4	40	0,8	0,2	18,1	39,9
ЛУКОЙЛ	Южно-Ушаковский	—	—	39,8	9,9	0,4	0,1	4,6	10,1
НОВАТЭК	Енисейский	2,3	5,3	26,9	40,3	2,4	3,5	16,4	19,7
Сургутнефтегаз	Ново-Надеждинский	5,2	15	20,2	23,3	3,8	11	80,6	88,6
Сургутнефтегаз	Восточно-Надеждинский	5,1	14,3	41,1	42	3,1	10,5	82,6	90,9

Источник: Роснедра.

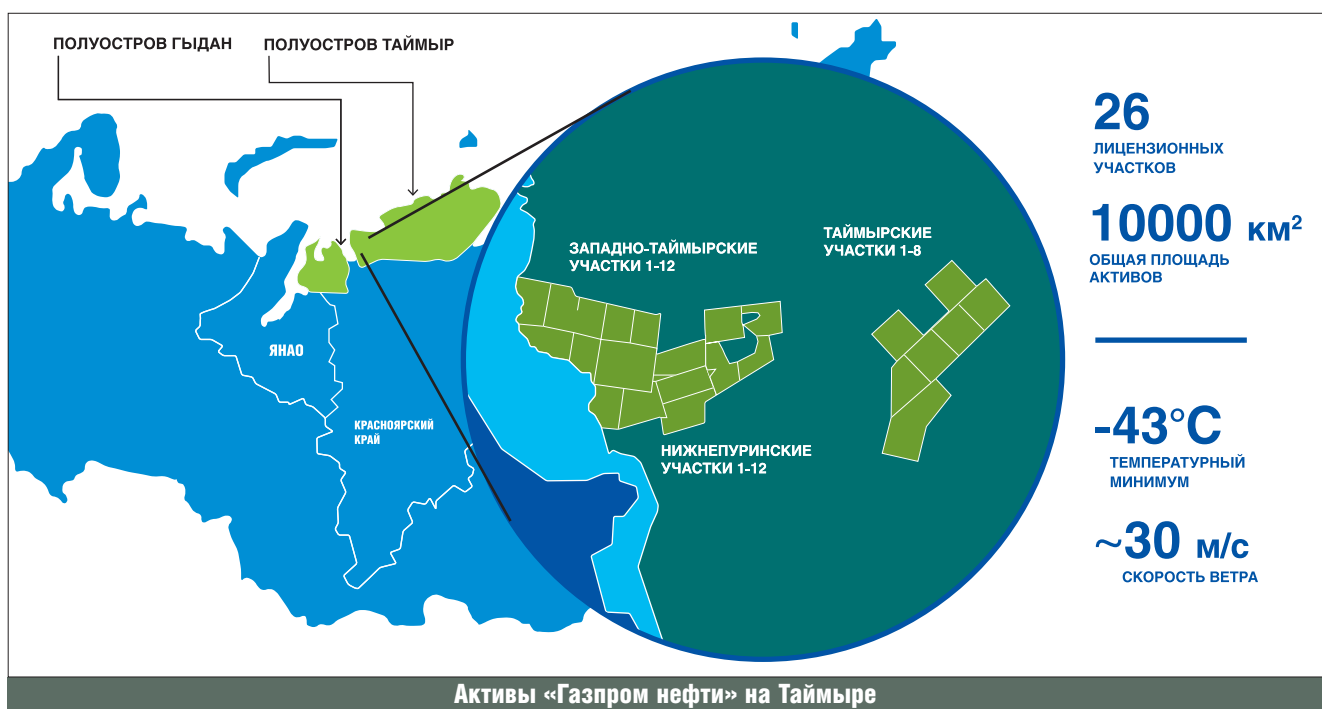
ной инфраструктуры, а правительство предоставило месторождениям Таймыра налоговые льготы, привлекательность региона для добывающих компаний еще более возросла. Впрочем, на легкую прогулку рассчитывать не приходится. Из-за слабой изученности, полного отсутствия инфраструктуры и ухода солидных зарубежных партнеров освоение Таймыра станет серьезнейшим вызовом для российской нефтегазовой отрасли.

### От Гыдана до Таймыра

Одной из первых масштабную экспансию на Таймыр начала «Газпром нефть». В августе 2019 года она без аукциона, по заявительному принципу, получила лицензии на 12 участков общей площадью более 5 тыс. км² на западе полуострова. «Таймыр — одна из самых малоизученных

территорий нашей страны, мы высоко оцениваем потенциал этого региона», — говорил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

В течение двух лет компания намеревалась обобщить региональные данные, провести аэрогеофизическую и полевую геологическую съемку территории и подготовить программу поисковых ГРП, но продвижение проекта вскоре затормозил коронавирус. Ближайшие планы «Газпром нефть» тогда связывала не с Таймыром, а с соседним Гыданом, где собиралась начать бурение на недавно приобретенных Лескинском и Пухуцяхском участках на левом берегу Енисея (см. «Очередь на Гыдан» в «ННК» №3, 2021). Партнерами «Газпром нефти» в освоении этих активов были Repsol и Shell, в даль-



## ПРИРАСТАЯ ЗАПАСАМИ

В декабре 2019 года «Роснефть» выиграла аукционы на три участка на Таймыре: Янгодский, Северо-Джангодский и Мезенинский общей площадью 6,4 тыс. км<sup>2</sup>, обойдя других конкурентов — «Сургутнефтегаз» и «Красноярскую нефтегазовую компанию». По данным Госкомиссии по запасам, ресурсный потенциал Янгодского участка — 1,4 млн тонн нефти и 27,6 млрд м<sup>3</sup> газа, Северо-Джангодского — 1,5 млн тонн и 20 млрд м<sup>3</sup>, Мезенинского — 4,5 млн тонн и 26 млрд м<sup>3</sup> соответственно. Сама «Роснефть» оценивала ресурсную базу активов в 177 млн тонн нефти и 448 млрд м<sup>3</sup> газа, связывая эту оценку с результатами геологоразведки в регионе, в том числе на смежных лицензионных участках. По мнению аналитика Raiffeisenbank Андрея Полищука, «Роснефть» располагает уточненными данными по ресурсам и рассчитывает на увеличение запасов по итогам ГРП. За три участка компания заплатила более 6

млрд руб. при начальной цене 20 млн руб. Она «предложила на аукционах лучшую цену, поскольку обладает максимальными возможностями для синергии и наиболее эффективной схемой развития участков», отмечалось в пресс-релизе «Роснефти».

В декабре 2020 года ООО «Восток Ойл» выиграло аукционы на Казанцевский и Северо-Горчинский участки на Таймыре. Запасы газа Казанцевского по категориям C1+C2 — 19,1 млрд м<sup>3</sup>, прогнозные ресурсы нефти D1+D2 — 22 млн тонн. Прогнозные ресурсы нефти Северо-Горчинского D1+D2 — 5 млн тонн, газа — 62,7 млрд м<sup>3</sup>.

Кроме того, в апреле 2021 года «Восток Ойл» выиграл аукцион на Дерябинский и Турковский участки (Таймырский Долгано-Ненецкий район Красноярского края). На Дерябинском запасы газа C1+C2 составляют 54,7 млрд м<sup>3</sup>, конденсата — 3,4 млн тонн. Турковский содержит 54 млрд м<sup>3</sup> газа (C1+C2) и 2,8 млн тонн нефти (D1+D2).

нейшем покинувшие гыданский проект.

«Участки на Таймыре относятся к тому же бассейну той же нефтегазоносной провинции, но с точки зрения геологии сегодня представляются еще более сложными. Мы

будем увязывать программы геологоразведочных работ на правом и на левом берегах. Так как территория очень большая, равная по площади примерно 25 Новопортовским месторождениям, мы должны определить приоритетные участки.

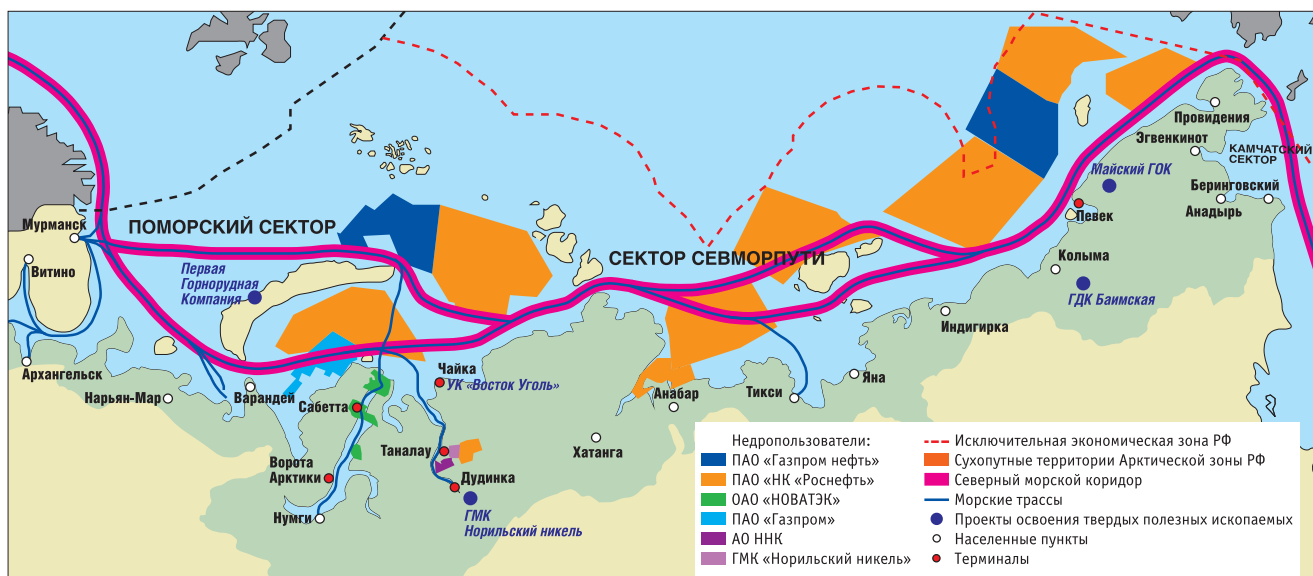
Для этого планируем применять несейсмические методы исследований», — говорил в 2019 году в интервью корпоративному журналу «Сибирская нефть» глава дирекции по ГРП и развитию ресурсной базы «Газпром нефти» Юрий Масалкин.

Компания, к тому времени накопившая солидный опыт работы в Заполярье, собиралась продолжать поход на Таймыр. Очередные шаги были сделаны в прошлом году. В августе «Газпром нефть» получила лицензии на геологическое изучение 14 новых участков: Нижнепуринских 1–6 и Таймырских 1–8 общей площадью около 6 тыс. км<sup>2</sup>. А в сентябре была приобретена лицензия на крупный Усть-Енисейский участок в акватории Енисейского залива Карского моря. Его локализованные ресурсы (категория Dл) оцениваются в 64 млн тонн нефти и 146 млрд м<sup>3</sup> газа, перспективные и прогнозные (D1+D2) — почти в 21 млн тонн нефти и 130 млрд м<sup>3</sup> газа. Южная часть Карского моря считается перспективной: по оценкам «Газпром нефти», промышленной нефтегазоносностью здесь обладают юрско-меловые отложения и палеозойская часть осадочного чехла.

Усть-Енисейский соединяет противоположные стороны Енисейского залива на Гыданском и Таймырском полуостровах, где расположены уча-

**«Газпром нефть» завершила формирование масштабного поискового кластера в Арктике, включающего 29 участков в ЯНАО и на севере Красноярского края. Предполагается, что соседство активов обеспечит синергию при поисковых работах**





В 2022 году по Севморпути было перевезено 34 млн тонн грузов. Более 60% в структуре грузопотока занимает СПГ, остальное — нефть, газоконденсат, генеральные грузы, контейнеры

сти «Газпром нефти». Тем самым, по сообщению компании, она завершила формирование масштабного поискового кластера в Арктике, включающего 29 участков в ЯНАО и на севере Красноярского края. Предполагается, что соседство активов обеспечит синергию при поисковых работах.

Понятно, что приобретения сделаны на перспективу и скорой отдачи от них ждать не приходится. Новые активы «Газпром нефти» отличаются крайне низкой степенью изученности. В частности, более детальную информацию о потенциале Усть-Енисейского компания надеется получить после завершения испытаний поисковых скважин на Лескинском

участке по другую сторону Енисейского залива.

### Декабрьский ажиотаж

На двух последних аукционах, состоявшихся в декабре 2022 года, лицензионные участки на Таймыре раскупались как горячие пирожки. Особо отличился ЛУКОЙЛ: сначала его «дочка» «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» опередила конкурентов в борьбе за Южно-Паутский и Южно-Ушаковский участки, а спустя 10 дней выиграла лицензию на крупный Ладукетский участок, заплатив за него цену, в 207 раз (!) превышающую стартовый платеж.

Такой интерес частной нефтекомпании к Таймыру выглядит неожиданным,

если вспомнить, что в 2018 году она решила прекратить бурение на Восточно-Таймырском участке, сочтя его бесперспективным. Первая пробуренная на участке разведочная скважина глубиной 5,5 тыс. м не выявила промышленно значимых запасов углеводородов. Как говорил тогда глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов, результаты бурения и данные сейсмоки «не дают оснований полагать, что там есть нефтегазовая провинция».

Тем не менее ЛУКОЙЛ оставил за собой лицензию на Восточно-Таймырский для проведения камеральной работы и намеревался продолжать разведку полуострова. О том, что игра стоит свеч, свидетельствовал, в частности, тот факт, что по соседству с Восточно-Таймырским «Роснефть» ранее открыла Центрально-Ольгинское месторождение, частично расположенное в Хатангском заливе моря Лаптевых, с извлекаемыми запасами 81 млн тонн нефти, а геологическими — почти 300 млн тонн. Как сообщал тогда глава «Роснефти» Игорь Сечин, потенциальные ресурсы моря Лаптевых могут составлять 9,5 млрд тонн нефтяного эквивалента.

Не менее важным фактором стал подписанный в декабре 2020 года федеральный закон, освобождающий от экспортной пошлины нефть, добытую на новых месторождениях Таймыра. Это решение было принято в рамках создания в регионе новой

### СВОИМИ СИЛАМИ

В условиях санкций одной из важнейших задач проекта «Восток Ойл» становится импортозамещение. На Восточном экономическом форуме в сентябре 2022 года «Роснефть» заключила договор с АНО «ИИЦ» на оказание инжиниринговых услуг. Документ предусматривает сотрудничество при внедрении передовых инновационных технологий в области геологоразведки, добычи и обустройства месторождений проекта. В рамках соглашения планируется подготовить не менее 100 проектных предложений по внедрению российского оборудования и технологий, а также развитию промышленных партнерств, в том числе в области минимизации углеродного следа, малой и возобновляемой электрогенерации. Как сообщается, «реализация договора позволит обеспечить «Восток Ойл» высокотехнологичным отечественным оборудованием, минимизировать риски и сохранить высокие темпы освоения месторождений Таймыра».

нефтегазовой провинции и прежде всего в интересах главного здешнего проекта — «Восток Ойл». При этом оно стало стимулом для привлечения на север Красноярского края других недропользователей.

В том числе НОВАТЭКа, который наряду с «Роснефтью» и «Красноярской нефтегазовой компанией» конкурировал с ЛУКОЙЛом за Ладукетский участок. Независимый газовый производитель, нуждающийся в расширении ресурсной базы для новых СПГ-проектов, также активизирует деятельность в арктических регионах. В декабре он открыл на Гыдане крупное газокон-

денсатное месторождение, названное в честь геолога Виктора Гири. И в том же месяце по итогам аукциона получил крупный Енисейский участок на Таймыре, соседствующий с другим новатэковским участком, Южно-Лескинским (Усть-Енисейский район Красноярского края). По сообщению компании, новый актив «расположен на территории новой высокоперспективной нефтегазовой провинции, потенциал развития ресурсной базы связан с палеозойскими и юрскими отложениями». В непосредственной близости находятся другие участки НОВАТЭКа: Танамский, Восточно-Ладертойский,

Ладертойский, Центрально-Надо-яхский.

Не прошел мимо декабрьских аукционов по Таймыру и «Сургутнефтегаз». Он оказался единственным претендентом на Ново-Надеждинский и Восточно-Надеждинский участки и, согласно регламенту, получил лицензии на них после уплаты начальной стоимости плюс аукционного шага. Это далеко не первое таймырское приобретение «Сургута». В 2018 году он получил Агапский и Долганский участки, а в 2020-м почти за 47 млн руб. купил лицензию на Восточно-Новотаймырский участок, в 6,5 раз превысив

## ЧЕРЕЗ ТЕРНИИ — К МОРЮ

Северный морской путь протяженностью около 5,6 тыс. км, соединяющий Баренцево море и Берингов пролив, — кратчайшая трасса между Европой и Азией, а также самый короткий морской маршрут между Дальним Востоком и европейской частью России. СМП проходит вдоль северных берегов страны по морям Северного Ледовитого океана (Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское) и полностью расположен в территориальных водах и исключительной экономической зоне России.

В 2022 году по Севморпути было перевезено 34 млн тонн грузов. Более 60% в структуре грузопотока занимает СПГ, остальное — нефть, газоконденсат, генеральные грузы, контейнеры.

Согласно утвержденному в августе прошлого года плану развития СМП, к 2024 году объем перевозок по маршруту должен составить 80 млн тонн. По словам вице-преьера — полпреда президента РФ в Дальневосточном федеральном округе Юрия Трутнева, этот объем должны обеспечить четыре ключевых перевозчика: НОВАТЭК, «Роснефть», «Норникель» и «Северная звезда». К 2030 году грузооборот на СМП должен возрасти до 150 млн тонн, к 2035-му — до 220 млн тонн. На реализацию плана предполагается направить 1,8 трлн руб. из разных источников. В числе запланированных мероприятий — строительство терминала СПГ и газового конденсата «Утренний», нефтеналивного терминала «Бухта Север», угольного терминала «Енисей», морских перегрузочных комплексов СПГ в Камчатском крае и Мурманской области. Также в плане создание судов ледокольного флота, в том числе головного ледокола проекта «Лидер», и развитие арктических судостроительных и судоремонтных производственных мощностей.

Вместе с тем, как сообщал «Коммерсант», дальневосточная верфь «Звезда» минимум на год сдвинет сроки

сдачи головного газовоза и еще четырех танкеров ледового класса Arc7 для первой линии проекта НОВАТЭКа «Арктик СПГ 2». Сдача первого судна планировалась на март 2023 года. По данным источников издания, задержки связаны с технологическими санкциями ЕС, запретившими поставки в Россию почти всего судового оборудования.

В конце декабря Юрий Трутнев допустил, что санкции могут «в пределах одного-двух лет» задержать развитие проектов, связанных с СМП. Последние события дают основания полагать, что влияние санкций на планы российских компаний в Арктике окажется более болезненным. Так, в январе 2023 года французская инжиниринговая компания GTT (мировой лидер по производству мембранных контейнерных систем, используемых для перевозки и хранения СПГ) объявила о приостановке работы в России и прекратила сотрудничество со «Звездой» по контракту на строительство 15 газовозов ледокольного класса. Это существенно осложняет реализацию «Арктик СПГ 2» и новых проектов НОВАТЭКа по сжижению.

По словам ведущего эксперта Финансового университета и Фонда национальной энергобезопасности Игоря Юшкова, GTT поставляет свою технологию в том числе Южной Корее и Китаю — странам, которые теоретически могли бы получить российские заказы на строительство газовозов. «Если они (GTT — прим. «НиК») займут жесткую принципиальную позицию, что все газовозы, которые заказываются в пользу российских арктических проектов, не будут обслуживать, это для РФ будет очень плохой новостью. Потому что в мире не существует готовых танкеров арктического класса, которые мы могли бы где-то с рынка купить. Большие вопросы, как строить подобные суда», — сказал Юшков в интервью Business FM.

стартовую цену. Наконец, в начале 2021 года по заявительному принципу получил на Таймыре еще три участка: Дудинский 1, 2 и 3.

Обращает на себя внимание, что таймырские активы, приобретенные на последних аукционах, богаты прежде всего газом. Введенные ЕС эмбарго на морские поставки и потолок цен на нефть РФ заметно сузили рынок российского нефтяного экспорта. В то же время перспективы газового бизнеса, учитывая возможность производства СПГ, продукции газохимии, а также водородные проекты, видятся более благоприятными даже в условиях санкций. По прогнозу «Газпрома», к 2040 году потребление газа в мире может на 20% превысить уровень 2021 года. Ключевую роль в этом процессе будет играть Китай, чей спрос на газ уже в среднесрочной перспективе превысит совокупный уровень потребления всего европейского региона. Между тем у большинства российских добывающих компаний в последние годы ощущалась нехватка новых газовых проектов. Нынешний поход на Таймыр, видимо, стоит рассматривать в том числе в русле новых тенденций в нефтегазе.

### **Банкор, Пайяха и другие**

Как отмечалось выше, интерес к Таймыру резко возрос в связи с реализуемым «Роснефтью» проектом «Восток Ойл», который считается крупнейшим в мировой нефтегазовой отрасли. Сегодня он включает более 50 лицензионных участков на севере Красноярского края и в ЯНАО, на которых расположены 13 месторождений нефти и газа. Месторождения Ванкорского кластера (Ванкорское, Сузунское, Тагульское и Лодочное) уже находятся в разработке, их нефть по трубопроводу Ванкор — Пурпе поставляется в систему «Транснефти».

В последние годы основное внимание «Роснефти» было направлено на расширение ресурсной базы проекта «Восток Ойл», в том числе доразведку имеющихся участков. Значительная часть работ была сосредоточена на Западно-Иркинском месторождении, открытом на Таймыре в 2020 году, с извлекаемыми запасами 511 млн тонн и 138



млрд м<sup>3</sup> растворенного газа. В первой половине прошлого года по результатам бурения скважин Западно-Иркинская 32 и Западно-Иркинская 54 на месторождении были открыты две новые залежи с более чем 100 млн тонн извлекаемых запасов нефти.

Кроме того, на правом берегу Енисея в результате испытания скважины Песчаная-1 Пайяхского месторождения еще до проведения ГРП был получен фонтан безводной нефти, существенно превысивший прогнозные характеристики. По сообщению «Роснефти», эти успехи вкуче с результатами 3D-сейсмики на Таймырском кластере увеличили ресурсную базу «Восток Ойла» на 300 млн тонн, до 6,5 млрд тонн.

Еще в 2021 году «Ермак Нефтегаз», СП «Роснефти» и ВР, открыл на Верхнекубинском участке на Таймыре газоконденсатное месторождение им. Зиничева с запасами 384 млрд м<sup>3</sup> газа. Как отмечал Игорь Сечин, месторождение признано крупнейшим в мире открытием поза-

**Как сообщил глава «Роснефти» Игорь Сечин, потенциальные ресурсы моря Лаптевых могут составлять 9,5 млрд тонн нефтяного эквивалента**

прошлого года. Как известно, в связи с событиями на Украине ВР заявила о намерении выйти из капитала «Роснефти» и трех совместных с ней предприятий. Многие эксперты считают, что «Роснефть» способна продолжать развитие этих проектов самостоятельно, и месторождение им. Зиничева в любом случае существенно увеличивает газовую составляющую «Восток Ойла» (к слову, о конкретных схемах монетизации газа проекта пока не сообщалось).

Летом 2022-го было начато эксплуатационное бурение на пяти кустах Пайяхского кластера. Для этого используются установки российского производства грузоподъемностью 400 тонн, способные

бурить скважины протяженностью до 6 тыс. м. По сообщению «Роснефти», таймырские месторождения характеризуются аномально высоким пластовым давлением (до 600 атм), что после проведения ГРП обеспечивает высокие дебиты скважин — до 720 м<sup>3</sup> в сутки.

Запуск первых двух новых месторождений «Восток Ойла», Пайяхского и Иччеминского, ожидается в 2024 году. Совокупную добычу в рамках проекта планируется наращивать с 30 млн до 50 млн тонн к 2027-му и до 100 млн тонн к 2030 году. По словам главы «Роснефти», результаты геологоразведки кратно превышают прогнозы, что позволяет к 2033 году планировать поэтапный выход на объем до 115 млн тонн нефти. «Реализация проекта для

«Роснефти» не вызывает ни технологических, ни ресурсных сложностей. Мы обладаем необходимыми компетенциями, знаниями и опытом реализации таких проектов. 98% оборудования и материалов — отечественного производства», — говорил Сечин на прошлогоднем Петербургском международном экономическом форуме.

#### Путь к причалу

Параллельно с подготовкой к добыче и геологоразведкой «Роснефть» начала строительство транспортной инфраструктуры, которая позволит поставлять легкую низкосернистую нефть проекта к побережью Северного Ледовитого океана, не смешивая ее в трубе с менее качественными сортами.

Трубопровод общей протяженностью около 770 км с семью нефтеперекачивающими станциями пройдет от Ванкорского и Пайяхского кластеров до будущего нефтеналивного терминала порта «Бухта Север». В первой половине 2022 года было сварено более 100 км трубы, началось сооружение подводного перехода под рекой Енисей. В планах как строительство новых нефтепроводов на Таймыре, так и реконструкция уже существующих в Ванкорском кластере. В частности, предстоит организовать реверсную прокачку по действующему межпро-

мысловому нефтепроводу Сузун — Ванкор протяженностью около 100 км, а для увеличения его пропускной способности до 18 млн тонн в год построить новую трубу Ванкор — Сузун и новую НПС.

Для перевалки в танкеры поступающей по трубопроводу нефти на восточном берегу Енисейского залива вблизи Диксона сооружается нефтяной терминал, который станет крупнейшим морским портом Арктики. Проектировал объект «ЛенморНИИпроект», строительством занимается Объединенная энергостроительная корпорация. Мощности терминала «Бухта Север» будут поэтапно увеличиваться в соответствии с ростом добычи — с 25 млн тонн в 2024 году до 100–115 млн тонн к концу десятилетия. Общая стоимость строительства терминала — 117 млрд руб., из которых 3,7 млрд составят бюджетные инвестиции.

На первом этапе вывозить нефть по Северному морскому пути будут 10 танкеров дедвейтом 120 тыс. тонн. Близость к СМП — одно из основных конкурентных преимуществ проекта «Восток Ойл», позволяющее поставлять добываемое сырье как в Европу, так и в Азию. Понятно, что в нынешних геополитических условиях запланированные ранее логистические схемы придется пересматривать. Напомним, в прошлом году из проекта вышли международные трейдеры Trafigura и Vitol. Сегодня ключевым, если не единственным направлением экспорта новой арктической нефти видятся страны АТР и Юго-Восточной Азии. Использование Севморпути позволяет вдвое сократить время доставки грузов на эти рынки по сравнению с традиционным маршрутом через Суэцкий канал. Кроме экономической выгоды, прямой выход на контролируемый Россией СМП снижает зависимость проекта от политически нестабильных трубопроводных логистических цепочек, отмечает Игорь Сечин.

#### Терра инкогнита

Если схема транспортировки нефти «Восток Ойла» определена, то о логистике таймырских проектов других компаний судить преждевременно, поскольку эти проекты находятся, можно сказать, в зачаточном

На аукционах в 2022 году лицензионные участки на Таймыре раскупались как горячие пирожки. Особо отличился ЛУКОЙЛ: «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» приобрел Южно-Паутский и Южно-Ушаковский участки, а затем выиграл лицензию на крупный Ладукетский участок, заплатив за него цену, в 207 раз (!) превышающую стартовый платеж



состоянии. Так, большинство участков «Газпром нефти» в регионе получены по заявительному принципу, предполагающему, что они не должны содержать открытых запасов или прогнозных ресурсов категорий D0 и Дл. О перспективах разработки этих участков, а тем более о схемах сбыта добываемого сырья можно будет говорить лишь по результатам масштабной геолого-разведки.

«Например, в проекте «Енисей» (включает Лескинский и Пухуцяжский участки на Гыдане — прим. «НиК»), где мы хотим сделать большое открытие, шанс геологического успеха составляет всего 20%, а для бурения первой скважины необходимо построить мини-город в автономии на берегу Северного Ледовитого океана... Чтобы разработка была рентабельной, мы должны обнаружить не менее 200 млн тонн извлекаемых запасов», — говорил в упомянутом интервью «Сибирской нефти» Юрий Масалкин. При этом, по его словам, если поход на Гыдан можно сравнить с полетом на Луну, то «Таймыр — настоящая terra incognita для геологов».

Закрепляясь на новых арктических территориях всерьез и надолго, компании понимают, что создание транспортной инфраструктуры — одна из главных задач, которые придется решать при их освоении. Ранее Росатом, в частности, сообщал, что «Газпром нефть» рассматривает воз-



можность строительства в устье Енисея порта с грузооборотом до 20 млн тонн в год для вывоза углеводородов по Севморпути.

Перспективы таймырских участков, приобретенных в последние годы российскими компаниями, могут быть связаны в том числе с проектами по сжижению. Так, в долгосрочной программе развития производства СПГ, утвержденной весной 2021 года, одним из потенциальных проектов

назван «Таймыр СПГ» мощностью 35–50 млн тонн в год.

Что касается сбыта нефти, то в перспективе логичным видится вариант ее поставок в будущую трубопроводную систему «Роснефти» Ванкор — Пайяха — «Бухта Север». Это позволило бы наращивать отгрузки и экспорт в рамках проекта «Восток Ойл», существенно облегчив решение транспортных проблем других недропользователей.



# В любой непонятной ситуации сжижай!

ЕКАТЕРИНА ВАДИМОВА

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ

ГАЗ





**Р**ынок сжиженного природного газа уже несколько лет находится в перманентной турбулентности. В 2019 году появились новые объемы СПГ из России, США и Катара, что ударило по мировым ценам на энергоноситель. В 2020 году сжиженный газ рекордно подешевел из-за пандемийного снижения спроса. 2021 год все исправил, стоимость сырья пошла вверх. Более того, на рынке СПГ даже ощущался дефицит. 2022 год и вовсе принес перераспределение мировых энергетических потоков, в том числе сжиженного природного газа. 2023 год, видимо, покажет, смогут ли газовозы удовлетворить спрос всех желающих. Впрочем, в любом случае в текущем десятилетии спокойствия и предсказуемости ждать не стоит.

Ни для кого не секрет, что главная интрига рынка сжиженного природного газа заключается в Азии. Большинство вводимых в последние годы СПГ-проектов были нацелены прежде всего на удовлетворение растущего спроса в Китае, Индии, Японии, Южной Корее и других странах региона. Азия импортирует основные объемы в виде СПГ, на страны АТР приходится примерно 70% роста мировых поставок сжиженного газа. Поэтому в 2021 году именно резкое закрытие угольных электростанций в прибрежных районах Китая и ввод на этих территориях новой газовой генерации стали толчком для взрывного роста спроса на СПГ в мире.

Никто не знает, чем бы закончилось это ралли на мировом рынке СПГ, если бы Китай не остановился

подумать и скорректировать свою энергостратегию.

**Пекин задумался**

В 2022 году политика «нулевой терпимости» к COVID-19 в наиболее промышленно развитых регионах Китая, а также перепродажа компаниями КНР излишков СПГ, поставляемых в страну по долгосрочным контрактам, привели к сокращению потребления газа в Азии и перенаправлению потоков сжиженного метана на другие рынки, в частности в Европу. Согласно оценке Wood Mackenzie, в прошлом году Китай снизил импорт СПГ на 14% по сравнению с 2021-м, до 69 млн тонн. Кроме того, Пекин вернулся к политике энергобезопасности, что привело к росту угольной генерации. Аналитики Wood Mackenzie считают, что рекордные объемы добычи природного газа в КНР в 2022 году наряду с политикой энергобезопасности будут сдерживать переход страны с угля на газ в электроэнергетике и теплоэнергетике в ближайшей перспективе.

Сократился импорт СПГ и в Индии, однако это произошло по другим причинам: из-за роста цен на сырье. В октябре 2022 года страна покупала на 20% меньше сжиженного газа, чем годом ранее, а заполненность хранилищ достигла предела из-за того, что потребители предпочитали более дешевые нефтепродукты.

Тем не менее остановка для размышления совсем не означает отказ от газовых амбиций. Китай в середине октября 2022 года уже заявил о планах по увеличению темпов строительства мощностей по хранению и

приему СПГ. Ожидается, что в 2023 году спрос страны на сжиженный газ восстановится до 70–72 млн тонн.

Royal Dutch Shell ранее прогнозировала мировой рост потребления СПГ к 2040 году до 700 млн тонн в год, 75% этого роста придется на Азию.

**Сжижение ускоряется**

Вместе с тем на рынке растет и предложение. В частности, производство СПГ в 2022 году выросло на 20 млн тонн, или 28 млрд м<sup>3</sup>, за счет запуска новых проектов: в США — Calcasieu Pass, в Мозамбике — Coral South FLNG, в России — КС «Портовая», а также благодаря выходу на полную мощность четвертой очереди «Ямала СПГ» и шестой линии американского Sabine Pass. При этом не стоит забывать и о выпавших мощностях, среди которых остановка завода Freerport в США летом 2022 года (18 млрд м<sup>3</sup>), задержки в процессе восстановления работы норвежского актива Hammerfest LNG (6 млрд м<sup>3</sup>), не работающего с осени 2020 года.

На этом фоне в конце 2022-го развернулась настоящая борьба за танкерные мощности. По данным

**Отсутствие значимых новых долгосрочных контрактов на поставку СПГ в ЕС — это следствие европейской политики в области энергетики, поскольку Европа считает, что к 2050 году достигнет безуглеродного статуса, а долгосрочные контракты с обязательным пунктом поставки противоречат «зеленой сделке»**



Bloomberg, компания Shell зафрахтовала СПГ-танкер Yiannis за \$400 тыс. в сутки, что является рекордно высокой ценой за всю историю рынка морских перевозок в странах Атлантического бассейна.

Южнокорейские верфи забиты заказами на СПГ-танкеры до 2027-го, китайские — до 2026 года. Поэтому после дефицита в 2021 году 6% транспортировочных мощностей для сжиженного газа уже к 2027-му может возникнуть профицит 1–1,5%. Впрочем, может и не возникнуть, так как примерно половину действующих и строящихся мощностей законтрактовал Катар, ожидающий роста производства СПГ до 2027 года на 49 млн тонн, или 68 млрд м<sup>3</sup>, в год. В США к 2027 году общий объем новых СПГ-объектов составит 40,8 млн тонн, или 56 млрд м<sup>3</sup>.

#### На СПГ надейся, а уголь не забывай

Главным возмутителем спокойствия в 2022 году стал именно европейский рынок, которому резко понабиллись дополнительные объемы сжиженного метана. В прошедшем году страны Европы вынужденно пытались подстроиться под СПГ-индустрию из-за сокращения поста-

вок российского трубопроводного газа. Стоит отметить, что данный процесс шел в силу политических причин, а не рыночной целесообразности. Причем ЕС повезло: Китай, сократив потребление, предоставил европейцам возможность приобретать СПГ без ценовой войны. В результате по итогам 2022 года Евросоюз стал главным покупателем сжиженного природного газа в мире, опередив прежних лидеров — Китай, Японию и Южную Корею.

Вместе с тем, как свидетельствуют статистические данные, полного замещения российских сетевых поставок в ЕС не произошло. Импорт СПГ хотя и вырос, но закрыл только 60 млрд м<sup>3</sup> из почти 200 млрд м<sup>3</sup>, которые поставляла Россия. Поэтому Евросоюз был вынужден уменьшить газовые аппетиты, а также поменять свой взгляд на старый добрый уголь, заместив им большую часть выпадающих газовых мощностей.

В прошлом году, по данным Bloomberg, крупнейшая экономика Европы — Германия — смогла сократить потребление газа на 14%. На этом фоне немецкие власти радостно рапортовали, что ФРГ запустила уже третий СПГ-терминал. Совокупные мощности всех трех терминалов составляют 17 млрд м<sup>3</sup> в год, или 47 млн м<sup>3</sup> в сутки. Однако это почти в три раза меньше, чем «Газпром» подавал еще в прошлом году. При этом для стабильных поставок сжиженного газа стране нужны не только терминалы,

но и долгосрочные контракты, а с этим у Германии дела обстоят совсем плохо. 15-летнее соглашение, подписанное с Катаром, составляет лишь около 6% от российских объемов в 2021 году.

Отметим и распространяемую информацию о том, что США якобы готовы поставлять в Европу сжиженный природный газ по цене около \$380 за тыс. м<sup>3</sup>, или почти в два раза ниже нынешней рыночной, по долгосрочным контрактам. С таким заявлением выступил топ-менеджер газовой компании EQT Тоби Райс. Но никто не уточнил, конечная это цена или просто обсуждение первоначальной себестоимости сжижения, без доставки и регазификации. Ведь СПГ, как правило, не может стоить дешевле \$600–700 за тыс. м<sup>3</sup>, потому что на сжижение-разжижение и транспортировку надо закладывать не меньше \$500.

При этом собственный газ в ЕС практически закончился, добыча на крупнейшем в Западной Европе месторождении Гронинген (Нидерланды) будет прекращена не позднее октября 2024 года. Все это свидетельствует, что какой-то продуманной энергостратегии нет даже у Германии, что уж говорить про другие европейские державы. Международное энергетическое агентство подсчитало, что в текущем году ЕС может столкнуться с дефицитом в 27 млрд м<sup>3</sup> газа, если поставки газа из России сократятся до нуля, а спрос на СПГ в Китае восстановится до уровня 2021 года. Credit Suisse прогнозирует, что к 2025 году дефицит

**Производство СПГ в 2022 году выросло на 20 млн тонн, или 28 млрд м<sup>3</sup>, за счет запуска новых проектов: в США — Calcasieu Pass, в Мозамбике — Coral South FLNG, в России — КС «Портовая», а также благодаря выходу на полную мощность четвертой очереди «Ямала СПГ» и шестой линии американского Sabine Pass**



СПГ может достичь 100 млн тонн, а к 2030-му — 210 млн тонн.

**Россия пока четвертый крупнейший игрок**

Впрочем, нам интересно, что ждать России от рынка СПГ. Напомним, 2022 год принес новые рекорды экспорта российского сжиженного газа. В частности, поставки из РФ в Китай увеличились на 43,9% — до 6,5 млн тонн, или 9 млрд м<sup>3</sup>. Стоимость китайского импорта российского СПГ выросла в 2,4 раза, превысив \$6,74 млрд. Россия заняла четвертую позицию среди поставщиков СПГ в КНР после Австралии, Катара и Малайзии.

Рекордными оказались поставки российского СПГ и в ЕС: по итогам 2022 года они достигли 21 млрд м<sup>3</sup>. По мнению ряда экспертов, экспорт сжиженного метана из РФ в Европу, включая Турцию, составил порядка 13% от общего объема европейского импорта.

В результате экспортных рекордов России в 2022 году удалось закрепить позиции четвертого крупнейшего поставщика сжиженного газа в мире, больше экспортировали только Австралия, США и Катар. Однако не стоит терять голову от успехов. В 2023 году все может измениться.

Во-первых, в новых пакетах санкций в отношении РФ может быть принято эмбарго на поставки российского СПГ. Во-вторых, ранее принятые санкционные ограничения, возможно, не затронут первую технологическую линию завода «Арктик СПГ 2», однако все остальные проекты

крупнотоннажного сжижения останутся в подвешенном состоянии, поскольку пока Россия достигла импортозамещения только для мало- и среднетоннажных заводов сжижения. Когда отечественным компаниям удастся провести локализацию технологий крупнотоннажного сжижения или построить заводы с большим числом технологических линий, на лидирующих позициях в мире по экспорту СПГ успеют прочно закрепиться США и Катар.

При этом пока никто из опрошенных «НИК» экспертов не смог дать точный прогноз относительно динамики развития мирового рынка сжиженного газа.

**Азия вновь станет локомотивом**

Эксперт Института развития технологий ТЭК Кирилл Родионов напоминает, что на рынке СПГ есть два ключевых региональных драйвера спроса — Европейский союз и Азия, однако динамика их импорта зависит от принципиально разных факторов. «В Европе это вынужденное замещение поставок «Газпрома», которые за прошедший год снизились в четыре с лишним раза. Если в IV квартале 2021 года «Газпром» экспортировал в страны ЕС в среднем 366 млн м<sup>3</sup> в сутки, то в IV квартале 2022 года — 78 млн м<sup>3</sup> в сутки, согласно данным Европейской сети операторов газотранспортных систем (ENTSOG). Однако при этом суммарный импорт газа в ЕС снизился за тот же период лишь на 12% (с 995 млн до 872 млн м<sup>3</sup> в сутки): сказался полуторакратный

прирост импорта СПГ (с 216 млн до 340 млн м<sup>3</sup> в сутки), а также увеличение трубопроводных поставок из Норвегии, Великобритании, Азербайджана и стран Северной Африки (с 414 млн до 453 млн м<sup>3</sup> в сутки). В результате доля «Газпрома» в структуре газового импорта ЕС снизилась с 37% до 9%, тогда как доля СПГ выросла с 22% до 39%, а доля всех прочих поставщиков — с 41% до 52%».

По его словам, в Азии, в отличие от Европы, главным фактором спроса является не поиск альтернативных источников сырья, а ввод новых газовых электростанций. «Если в ЕС к июлю 2022 года на стадии строительства находилось 9,3 ГВт газовых электростанций, то в странах Восточной и Южной Азии (без учета Ближнего Востока) — 68,6 ГВт, согласно данным Global Energy Monitor. Большая часть строящихся газовых электростанций приходилась на Китай (31,8 ГВт), Тайвань (9,9 ГВт), Таиланд (5,5 ГВт), Южную Корею (5 ГВт) и Индонезию (4,8 ГВт). Учитывая, что доля угля в странах Азии в 2021 году составляла 57% выработки, ввод газовых электростанций позволяет странам региона снижать углеродный след: если выбросы парниковых газов при выработке 1 киловатт-часа

**В конце 2022-го развернулась настоящая борьба за танкерные мощности. Так, компания Shell зафрахтовала СПГ-танкер Yiannis за \$400 тыс. в сутки, что является рекордно высокой ценой за всю историю рынка морских перевозок в странах Атлантического бассейна**



электроэнергии на угольных электростанциях составляют 820 граммов CO<sub>2</sub>-эквивалента, то при выработке на газовых электростанциях — 490 граммов CO<sub>2</sub>-эквивалента, согласно оценке Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC). Поэтому Азия в среднесрочной перспективе вновь станет локомотивом спроса на СПГ», — отметил Родионов.

Отвечая на вопрос, сколько дополнительных объемов СПГ могут дать новые проекты, он напомнил, что в мире в целом к июлю 2022 года действовало 154 технологические линии по сжижению газа общей мощностью 449,6 млн тонн в год (1675 млн м<sup>3</sup> в сутки в регазифицированном эквиваленте). «На стадии строительства находилось еще 29 очередей на 81,3 млн тонн в год (303 млн м<sup>3</sup> в сутки) — в случае их успешного завершения глобальная мощность заводов по сжижению увеличится на 18%. Лидером по темпам ввода новых мощностей в ближайшие годы будут оставаться США, где к июлю 2022 года на стадии строительства находилось девять новых очередей на 22,1 млн тонн СПГ в год (82 млн м<sup>3</sup> в сутки), что сопоставимо с трубопроводными поставками из Великобритании в ЕС летом прошлого года. В России ключевой прирост должен обеспечить проект «Арктик СПГ 2» мощностью 19,6 млн тонн СПГ в год (54 млн м<sup>3</sup> в сутки). Ввод первой очереди должен произойти до конца 2023 года, при этом, как следует из сообщений НОВАТЭКА, компания успела получить основное оборудование для второй и третьей линии. Что касается Австралии и Катара, двух крупнейших производителей СПГ, то в этих странах к июлю 2022 года не было ни одной строящейся технологической очереди. Правда, на предынвестиционной стадии (когда проект уже анонсирован, но сооружение СПГ-линий еще не началось) у Австралии в тот же срок находилось пять линий на 20,1 млн тонн СПГ в год (75 млн м<sup>3</sup> в сутки), а у Катара — шесть линий на 49 млн тонн в СПГ год (183 млн м<sup>3</sup> в сутки)», — пояснил эксперт.

### **Нынешний кризис очень напоминает Крымскую войну**

«Импортозамещение работает там и тогда, где и когда ваш продукт выиг-

рывает у импорта по соотношению цены и качества — это условие нельзя выполнить без доступа к иностранным технологиям в области крупнотоннажного сжижения газа, которых Россия лишилась из-за санкций. Впрочем, лишилась не навсегда: нынешний кризис во взаимоотношениях с Европой напоминает Крымскую войну 1853–1856 годов, после окончания которой Россия очень быстро вышла из изоляции со стороны ведущих европейских государств. Поэтому, на мой взгляд, во второй половине 2020-х произойдет восстановление двусторонних отношений, благодаря чему РФ вновь получит доступ к зарубежным технологиям для производства СПГ. Более того, иностранные производители криогенного оборудования будут лоббировать снятие санкций с России, крупнейшей в мире страны по запасам газа, которая может снова стать для них значимым рынком. Как следствие, РФ ближе к началу 2030-х может ускорить ввод новых мощностей по производству СПГ», — резюмировал Кирилл Родионов.

### **Потребление в Европе достигло антирекорда**

Заместитель генерального директора Института национальной энергетики Александр Фролов считает, что на рынок СПГ в ближайшие годы будут влиять два основных фактора, не имеющие непосредственного отношения к самому рынку: это закрытые на территории РФ примерно 100 млрд м<sup>3</sup> газа (объем, который мы не можем прокачивать исходя из ограничений ЕС в отношении российских газотранспортных мощностей, среди которых «Северный поток — 1», Ямал — Европа и один из двух участков газопровода ГТС Украины), а также уровень спроса в мире целом и в Европе в частности.

«Все зависит от того, сколько газа будет нужно ЕС в ближайшие годы. Если ему потребуются дополнительные 10 млрд м<sup>3</sup>, с этим справятся. Если же речь пойдет о десятках миллиардов, это будет проблемой. Вместе с тем к 2022 году, к несчастью для промышленности европейских стран, потребление газа в регионе сократилось более чем на 50 млрд м<sup>3</sup>: с 410–420 млрд м<sup>3</sup> в 2021 году до 353 млрд м<sup>3</sup> в 2022-м. Это колос-

сальное падение, антирекорд. Однако данный фактор уменьшил давление на рынок СПГ. То есть за счет европейского снижения потребления цены хоть и демонстрировали рекорды, но не оставались на них», — пояснил эксперт.

По его словам, отсутствие значимых новых долгосрочных контрактов на поставку СПГ в ЕС — это следствие европейской политики в области энергетики, поскольку Европа считает, что к 2050 году достигнет безуглеродного статуса, а долгосрочные контракты с обязательным пунктом поставки противоречат «зеленой сделке». «Очевидно, что без долгосрочных соглашений Европа не сможет устойчиво противостоять нехватке предложения на своем рынке даже в том случае, если кризис закончится. Ведь в ЕС может увеличиться спрос, который уже невозможно будет удовлетворить российским газом, поэтому нужно будет закупать больше СПГ. Это усилит давление на рынок, и Евросоюзу придется переманивать новые объемы за счет высоких цен. Начнется ценовая война с Азией, что вызовет новый виток энергетического кризиса. Однако в 2023 году спрос может еще больше сократиться, то есть у нас есть все шансы увидеть меньшие объемы, чем в 2022 году», — заметил Фролов.

### **Германия может увеличить спрос на газ в апреле**

По мнению заместителя генерального директора Института национальной энергетики, электроэнергетика Евросоюза находится в крайне подвешенном состоянии, так как по плану должны закрываться угольные электростанции, а они продолжают работать. Более того, происходит угольный ренессанс. В 2022 году были вновь перезапущены порядка 13,5 ГВт угольных мощностей. Однако формально Евросоюз от планов закрытия угольных электростанций не отказывается. «Как было прописано в коалиционном сообщении будущего правительства Германии, ФРГ намеревается увеличить количество газовых электростанций и увеличить спрос на газ в области электрогенерации. При этом только рост нагрузки действующей газовой генерации до оптимальных величин позволит удвоить потребление газа. Гер-

мания собирается нарастить количество газовых электростанций и увеличить их установочную мощность примерно на те же объемы, что и Китай. Это должно компенсировать выпадающую атомную и угольную генерацию. Напомню, что последние 4 ГВт АЭС будут закрыты уже в конце марта 2023 года. Поэтому, если Германия выполнит ранее принятую программу, она может резко увеличить потребление газа начиная с апреля текущего года, несмотря на пройденный отопительный сезон», — сообщил Фролов.

А если поверить планам Германии раньше срока выполнить программу закрытия угольных станций, то спрос на газ должен увеличиться еще больше. «При Меркель уголь хотели закрыть в 2038 году, «бравый солдат» Шольц решил отказаться от него уже в 2030-м. Если это произойдет, при сохранении текущего уровня спроса на электроэнергию страна может увеличить потребление газа в электроэнергетике как минимум в три раза. При этом планов по наращиванию газотранспортных мощностей, включая СПГ-терминалы, недостаточно для решения проблемы грядущего роста спроса на газ. Выход из ситуации европейцы видят в водороде. К 2030 году Германия планирует новые газовые электростанции переводить на H. Но для этого надо найти 8 млрд евро только на строительство водородопроводов. При этом, согласно последним исследованиям, к природному газу можно подмешивать только 20% H. Поэтому пока вопрос, насколько им удастся заметить метан водородом. Это еще одна неизвестная, про которую мы ничего не знаем», — подчеркнул эксперт.

#### Китай противоречив

Александр Фролов напомнил, что еще одним важным фактором, влияющим на мировой спрос СПГ, является Азия, а именно политика Китая. Эта страна с конца 2021 года стала минимизировать потребление газа, замещая его углем. «В течение всего 2022 года Китай из-за роста производства угля и ковидных ограничений крайне осторожно подходил к закупкам газа через биржу. Он минимизировал закупки СПГ, за счет чего высвободились дополнительные объемы, которые и пошли в



Европу. При этом КНР только в текущем десятилетии собирается вводить более 30 ГВт газовых электростанций. Новые СПГ-терминалы позволят стране увеличить закупки сжиженного газа чуть ли не на 90% по отношению к показателю 2021 года. Данный фактор просто не может не вызвать роста спроса на газ. Согласно более ранним прогнозам, в ближайшие 10–15 лет в Китае ожидается увеличение потребления еще на 200 млрд м<sup>3</sup>, часть из них будет обеспечиваться за счет новых объемов СПГ», — рассказал он.

Тем не менее эксперт считает, что в настоящее время мировой рынок СПГ крайне слабо прогнозируем, потому что неизвестно, какой спрос на газ по итогам 2023 года продемонстрирует Европа, насколько увеличится спрос в КНР и как вырастет предложение СПГ в 2023-м и последующие годы.

#### В США начинают страдать от экспорта

Фролов уточнил, что ко второй половине 2023 года США достигнут пикового производства СПГ, увеличение может составить 5% по сравнению с 2022 годом (с 125,5 млрд м<sup>3</sup>). «При этом завод Freeport должен был заработать в июле 2022 года, потом в ноябре, потом в середине декабря, потом в январе 2023-го, но он до сих пор не работает, а это 18 млрд м<sup>3</sup>. Его простой тоже снижает маневренность СПГ на мировом рынке. При этом растет влияние зарубежных рынков на внутренний рынок США,

**В Европе происходит угольный ренессанс. В 2022 году были вновь перезапущены порядка 13,5 ГВт угольных мощностей. Однако формально Евросоюз от планов закрытия угольных электростанций не отказывается**

оно стало очень ярко проявляться во второй половине 2021 года. Спрос на Henry Hub оказывается выше, чем нужно внутреннему рынку. В 2022 году США столкнулись с длительным периодом, когда котировки на их внутреннем рынке оказались на 12-летних максимумах. Что характерно, это совпало с ростом цен в Азии и Европе. Группа сенаторов даже предлагала запретить экспорт, озвучивая мнения избирателей», — пояснил он.

Резюмируя, эксперт отметил, что в ближайшее время динамика развития рынка СПГ, скорее всего, снизится, однако само развитие продолжится, прежде всего за счет стран Азиатско-Тихоокеанского региона. «В дальнейшем замедление динамики развития ударит по росту предложения на рынке. Есть ряд планов, которые реализуются в области СПГ, но новые контракты по новым объектам подписываются с избыточной осторожностью. Поэтому возникают предпосылки дефицита СПГ на мировом рынке в долгосрочной перспективе. Считается, что до 2030 года на рынок может выйти до 100 млрд м<sup>3</sup> дополнительных объемов СПГ с учетом российских проектов. Но неизвестно, хватит ли этого для растущего спроса», — подвел итог Александр Фролов.

КИТАЙСКИЙ ДРАКОН ПРОСЫПАЕТСЯ. СОГЛАСНО ДАННЫМ АНАЛИТИКОВ, ВЛИЯНИЕ КОВИДА НА КИТАЙСКУЮ ЭКОНОМИКУ ПОСТЕПЕННО УЙДЕТ ВМЕСТЕ С 2022 ГОДОМ. НА ФОНЕ ОТСТУПЛЕНИЯ COVID-19 ТЕМПЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ЛОГИСТИКИ УСКОРЯТСЯ, А ПРОГНОЗ ПО РОСТУ ВВП СТРАНЫ ДЕРЖИТСЯ НА УРОВНЕ 4,5-5,5%. ДЛЯ ЭТОГО КИТАЮ ПОТРЕБУЕТСЯ ЭНЕРГИЯ. УЖЕ СЕЙЧАС ФИКСИРУЕТСЯ ВОССТАНОВЛЕНИЕ СПРОСА КОМПАНИЙ НА НЕФТЬ, А ПОСЛЕ ПРАЗДНОВАНИЯ КИТАЙСКОГО НОВОГО ГОДА, КОТОРОЕ В ЭТОМ ГОДУ НАЧНЕТСЯ 22 ЯНВАРЯ И ПРОДЛИТСЯ ДО 5 ФЕВРАЛЯ, МОГУТ ПОТРЕБОВАТЬСЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ОБЪЕМЫ СПГ. НЕ СТОИТ ЗАБЫВАТЬ, ЧТО В 2022 ГОДУ ИЗ-ЗА ПАНДЕМИЙНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПЕКИН СДЕРЖИВАЛ ЭКОНОМИКУ НАИБОЛЕЕ РАЗВИТЫХ ПРИБРЕЖНЫХ РАЙОНОВ СТРАНЫ, В СВЯЗИ С ЧЕМ ПОТРЕБЛЕНИЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА КИТАЕМ СНИЗИЛОСЬ. ОДНАКО ГОДОМ РАНЕЕ, В 2021-М, КОГДА КНР СТАЛА ВОССТАНАВЛИВАТЬСЯ ПОСЛЕ ПАНДЕМИИ 2020 ГОДА, СТРАНА ЗНАЧИТЕЛЬНО НАРАСТИЛА ЗАКУПКИ ЭТОГО СЫРЬЯ. КИТАЙСКАЯ ЭКОНОМИКА ТОЛЬКО ВСТРЕПЕНУЛАСЬ, А НА ДРУГОМ КОНЦЕ СВЕТА, В ЕВРОПЕ, СЛУЧИЛСЯ ЭНЕРГОКРИЗИС, ПОСКОЛЬКУ ВЕСЬ СЖИЖЕННЫЙ ГАЗ УШЕЛ В АЗИЮ.

СЕЙЧАС РЕЖИМ «НУЛЕВОЙ ТОЛЕРАНТНОСТИ» К COVID-19 НАЧАЛ ОСЛАБЕВАТЬ, ВМЕСТЕ С ЭТИМ ВЛАСТИ КНР ВВЕЛИ ЗАПРЕТ НА РЕЭКСПОРТ ГАЗА ГОСУДАРСТВЕННЫМ КОМПАНИЯМ В ОТОПИТЕЛЬНОМ СЕЗОНЕ. ПОЭТОМУ УЖЕ В ОБОЗРИМОМ БУДУЩЕМ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГОРЫНКАХ МОЖЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПОМЕНЯТЬСЯ. О ТОМ, ЧТО ЖДАТЬ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ, А ГЛАВНОЕ, ЭКСПОРТНОМУ СЕГМЕНТУ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ОТ КИТАЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ДРАКОНА, «НИК» ПОГОВОРИЛ С ГЛАВНЫМ ДИРЕКТОРОМ ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ НАПРАВЛЕНИЮ ИНСТИТУТА ЭНЕРГЕТИКИ И ФИНАНСОВ АЛЕКСЕЕМ ГРОМОВЫМ.



## Алексей Громов: «КНР аккуратно относится к перспективам роста потребления газа»

**«НИК»:** Какова динамика развития нефтегазовой отрасли Китая? Изменилась ли она за последний год на фоне энергокризиса и перемен на глобальном рынке из-за антироссийских санкций?

— Внутренние показатели развития китайской нефтегазовой отрасли остаются в последние годы относительно стабильными. КНР определила цели, которых стремилась достичь еще в рамках 13-й пятилетки к 2020 году. Страна пытается их реализовать и сейчас. Согласно этим планам, Китай старался нарастить собственную добычу нефти выше 200 млн тонн. В 2021 году он смог

приблизиться к этим показателям. В 2022-м добыча нефти немного превысила 200 млн тонн.

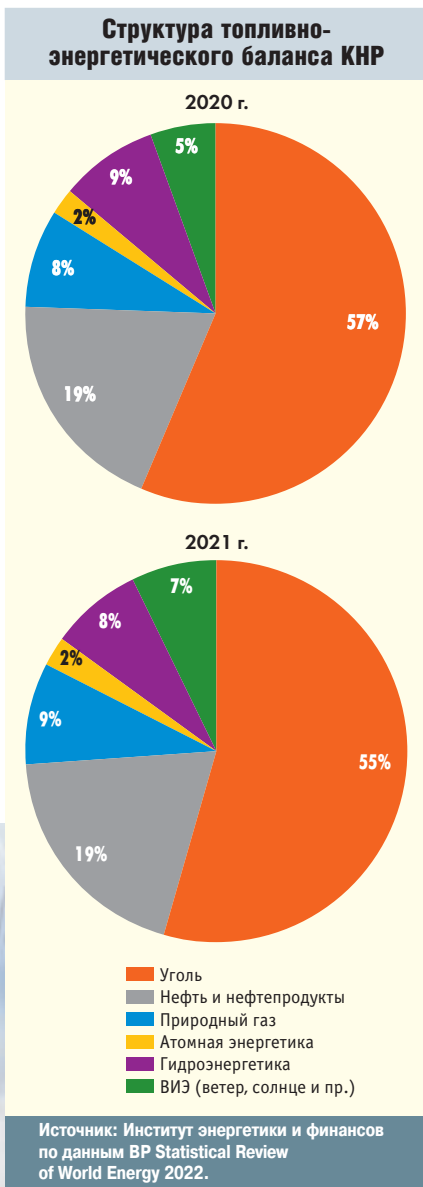
Добыча газа также идет в положительной динамике. Если в 2021 году она составляла 210 млрд м<sup>3</sup>, то, согласно предварительным итогам 2022 года, уже значительно превысила эти цифры и составила почти 218 млрд м<sup>3</sup>. То есть Китай планомерно пытается наращивать добычу нефти и газа.

При этом важны не только ежегодные показатели добычи, но и их динамика на более длинном временном горизонте. Так, если в 2015 году добыча нефти составляла 215 млн

тонн, то сейчас Китай с большим трудом довел ее лишь до 204 млн тонн (после провала в 2017–2019 годах, когда добыча нефти в стране рухнула до 190 млн тонн). То есть долгосрочная ситуация с собственной добычей нефти отнюдь не радостная, даже несмотря на предпринимаемые усилия властей в этом направлении. У страны истощенная ресурсная база, новых крупных месторождений нефти не открывается, поэтому в обозримой перспективе Пекин останется в серьезной зависимости от импорта нефти.

По добыче газа ситуация совершенно иная. С 2015 года КНР

нарастила собственную добычу голубого топлива в полтора раза. При этом до 2022 года очень быстро росло и потребление природного газа. Оно даже опережало рост добычи, поэтому Китай закупал большие объемы сырья за рубежом. Но и китайская добыча росла весьма существенными темпами. Более того, есть перспектива дальнейшего увеличения производства газа, поскольку страна планомерно работает не только над освоением традиционных месторождений, которые сосредоточены на западе Китая (Синьцзян-Уйгурский регион) и на шельфе Восточно-Китайского и Южно-Китайского морей, но и над добычей сланцевого газа. В 2021 году на сланцевых месторождениях КНР удалось добыть 23 млрд м<sup>3</sup>. Это примерно 11% от общей добычи газа в стране. Стратегической целью является увеличение добычи сланцевого газа как минимум до 80 млрд м<sup>3</sup> к 2030 году,



то есть почти в четыре раза больше уже достигнутых показателей. Все это свидетельствует о том, что Пекин делает очень серьезную ставку на развитие собственной ресурсной базы в части природного газа.

**«НИК»:** Каков сегодня энергетический баланс Китая с точки зрения нефти, газа, угля и как он изменится в перспективе?

— В топливно-энергетическом балансе Китая в 2021 году (данных за 2022 год пока нет) можно заметить существенные сдвиги относительно даже 2020-го. Буквально за один год произошли весьма значимые изменения в структуре потребления энергетических ресурсов. КНР по-прежнему остается угольной страной, но в 2015 году, когда принимались цели 13-й пятилетки, потребление угля составляло 64%. Была поставлена цель к 2020 году снизить его с 64% до 58%. В 2020



году цель была достигнута с опережением: общий объем потребления угля в Китае от общего объема энергопотребления составил 57%. А в 2021 году на долю угля приходилось уже 55%. То есть за один год, при огромных масштабах китайской экономики и потребления этого ресурса, стремительно сократилось использование угля. И надо понимать, что, несмотря на это сокращение, в стране продолжили вводиться новые угольные электростанции. Однако они стали более

современными, с высоким КПД, а значит, и меньшими потребностями в сжигании угля для выработки необходимого стране количества электроэнергии.

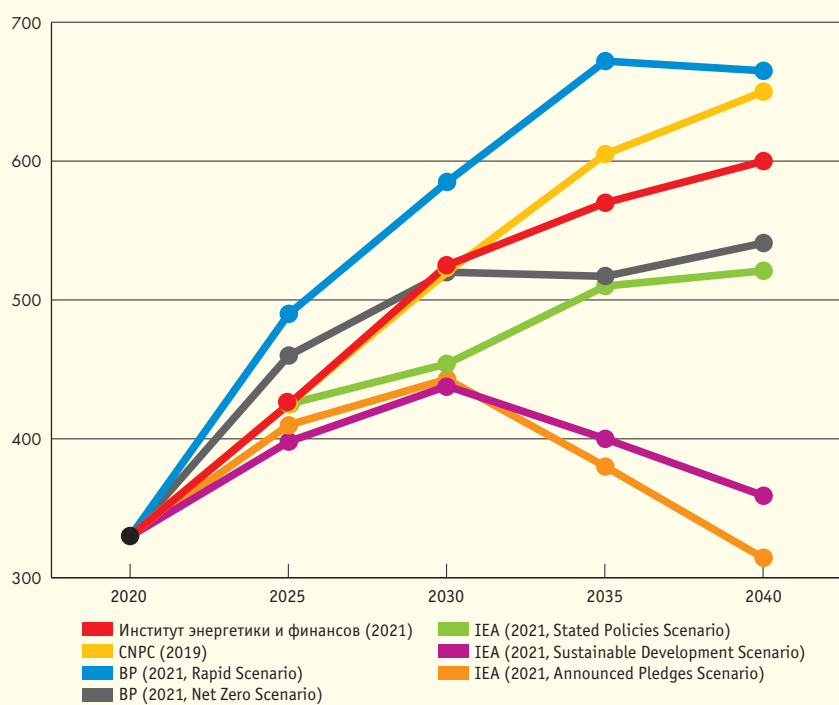
Ситуация с потреблением газа в топливно-энергетическом балансе Китая несколько иная. Изначально в 13-й пятилетке, которая закончилась в 2020 году, была поставлена цель увеличить долю газа в структуре потребления энергосырья с 6% до 10%. Но в 2020 году достичь этого не смогли. При значительном росте

потребления газа удалось получить только 8%. В 2021 году этот показатель составил почти 9%.

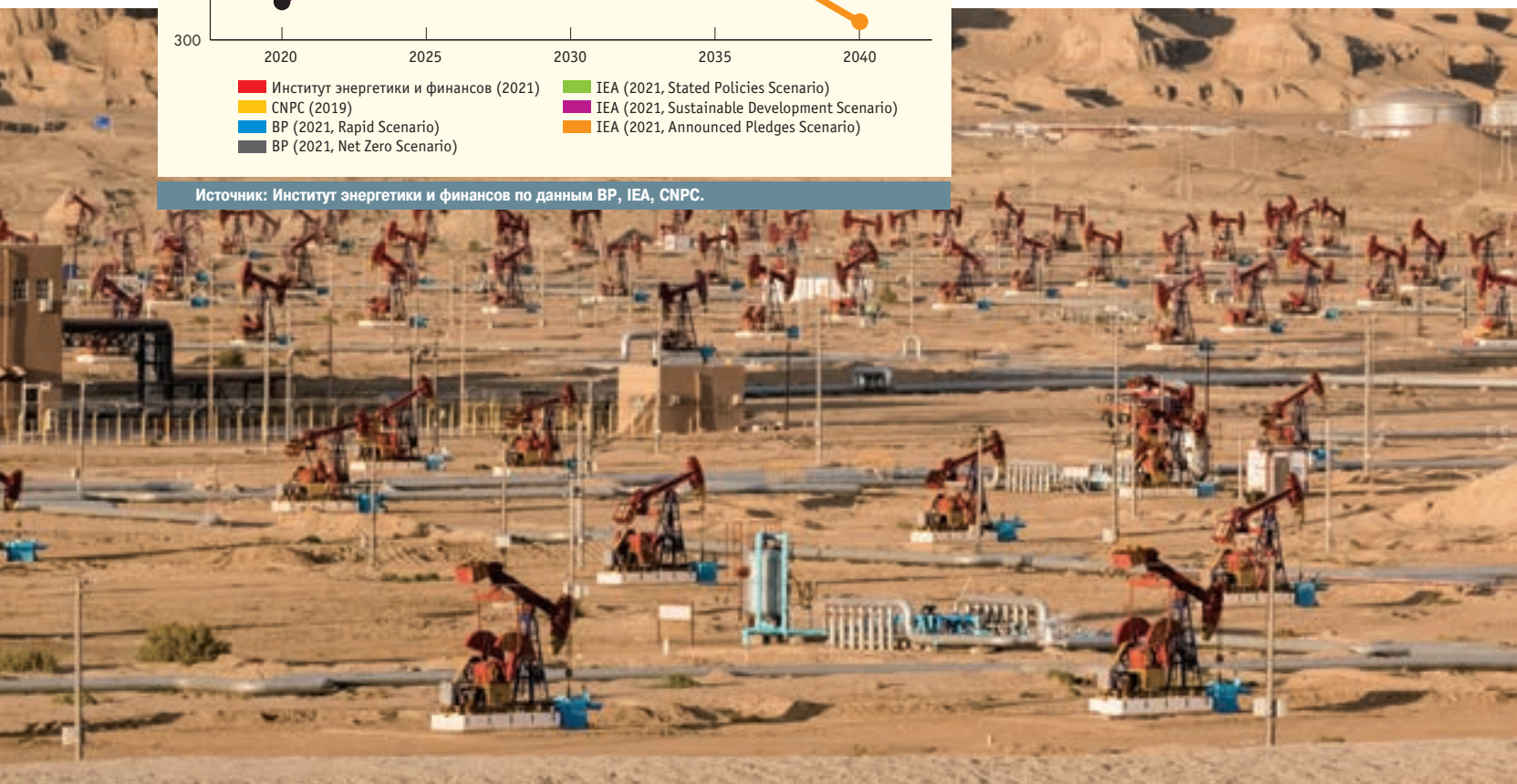
При этом очень резко выросла доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ), причем главным образом основанных на энергии солнца и ветра, без гидроэнергетики. Если в 2015 году они занимали в структуре энергопотребления всего 2%, то к 2021 году — 7%. Таким образом, всего за шесть лет доля ВИЭ в структуре китайского топливно-энергетического баланса увеличилась в 3,5 раза, и это при том, что за тот же период общее потребление энергии в стране выросло почти на 25%!

Из этого можно сделать вывод, что Китай в своем долгосрочном развитии делает ставку на собственные энергоресурсы, из которых приоритет отдается в первую очередь возобновляемым источникам энергии. Это видно и по цифрам. Так, сокращение доли угля в китайском ТЭБ в последние годы было обеспечено именно ростом потребления ВИЭ. В 2020 году на долю возобновляемых источников приходилось 5%, на уголь — 57%. В 2021 году ВИЭ занимали уже 7%, а уголь — 55%. То есть эти 2% сокращения потребления угля в стране взяли на себя солнце и ветер.

Сравнительный анализ прогнозов потребления природного газа в КНР на период до 2040 г.



Источник: Институт энергетики и финансов по данным BP, IEA, CNPC.





В то же время доля газа в энергобалансе увеличивалась достаточно медленно, и в перспективе мы не видим оснований, чтобы в структуре китайского ТЭБ потребление газа росло опережающими темпами. Ставка сделана на ВИЭ, а в части собственных энергоресурсов — на уголь, точнее на его более эффективное и экологически безопасное потребление.

Это позволяет стране по-прежнему вводить в эксплуатацию новые высокоэффективные мощности угольной генерации (при закрытии старых неэффективных и «грязных» угольных ТЭС), которые обеспечивают производство нужных объемов электроэнергии, но при значительно меньшем удельном потреблении угля. Использование газа в КНР, по видимому, дальше также будет расти, в первую очередь с учетом развития собственной ресурсной базы.

**«НИК»:** *Каковы перспективы потребления газа и нефти в Китае?*

— КНР сейчас более чем на 70% зависит от импорта нефти. Казалось бы, правительству страны стоит насторожиться, ведь импортозависимость от этого ресурса не сокращается. В 2015 году она была 60%,



сейчас — 72%. В обозримой перспективе этот показатель будет держаться в диапазоне 70–75%.

Однако Китай обладает большими нефтеперерабатывающими мощностями. Получая сырую нефть из России и с Ближнего Востока, китайские компании монетизируют сырье, производя нефтепродукты не только для внутреннего рынка, но и на экспорт. Таким образом, за счет добавленной стоимости на нефтепродукты Пекин экономически даже зарабатывает на такой импортозависимости! При

этом страна также борется за то, чтобы снижать долю нефти в структуре внутреннего энергопотребления. Если в 2020 году она составляла 20%, то в 2021-м — уже 19%.

Другими словами, Китай постоянно движется в сторону снижения потребления тех энергоресурсов, которых у него нет. Однако в ситуации с нефтью КНР не слишком переживает по поводу своей высокой импортозависимости, потому что производит на своей территории большие объемы нефтепродуктов,



которые потом направляет на экспорт, компенсируя затраты на закупку сырой нефти.

Кроме того, Китай с 2002 года реализует масштабную программу по созданию стратегического нефтяного резерва по примеру США. За прошедшие 20 лет он уже построил резервуары, позволяющие хранить более 900 млн баррелей (примерно 123 млн тонн) нефти. Это второй показатель в мире после США (1,3 млрд баррелей). Система китайского нефтяного резерва активно заполнялась в период пандемии 2020 года, когда цены на нефть резко упали, особенно в первом полугодии, на фоне антиковидных ограничений (так называемых локдаунов), введенных в большинстве стран мира. Позднее Пекин частич-

но использовал свои нефтяные резервы для целей внутреннего потребления во время восстановительного роста мировых цен в 2021–2022 годах. Это позволило стране закупать нефть только у тех поставщиков, которые предоставляли скидки. В силу известных причин в 2022 году такими поставщиками оказались прежде всего компании из России.

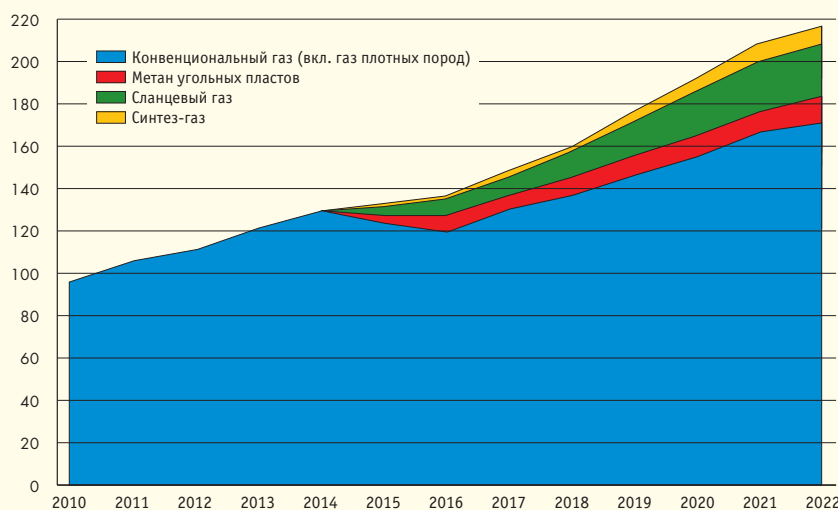
По газу импортозависимость КНР в настоящее время составляет примерно 45%. И мы не видим оснований, чтобы она существенным образом выросла в обозримом будущем, потому что в КНР управляемый внутренний спрос на это сырье. Напомним, что газ используется промышленностью, коммунально-бытовым хозяйством, электроэнергетикой. Но

у этих отраслей экономики есть альтернативы газу, в первую очередь уголь и ВИЭ. Таким образом, Китай может директивно управлять потреблением газа в стране, переводя те или иные сектора экономики или регионы с угля на газ, если это, например, необходимо в рамках борьбы за политику «чистого неба».

С другой стороны, в КНР до сих пор отсутствует внутренний рынок газа. Цены для конечного потребителя устанавливаются директивно «на входе» в городские газораспределительные сети крупных городских агломераций (так называемые city gate prices). При этом зачастую «цены на воротах городов» оказываются ниже, чем на импортируемой страной газ, в первую очередь СПГ. Это касается и промышленных потребителей, и населения. Но в большей степени населения, которое получает газ по заниженным ценам. Естественно, государство не желает платить неограниченно большие субвенции импортерам газа для покрытия ценовой разницы. Поэтому оно управляет процессом потребления этого энергосырья, что хорошо показал прошедший 2022 год.

Как известно, за 11 месяцев 2022 года на фоне высоких цен на СПГ и внутренних ковидных ограничений Китай сократил объемы импорта сжиженного газа на 20%. Хотя среднегодовые темпы роста его закупок в

Добыча газа в КНР, 2010-2022 гг.



Источник: Институт энергетики и финансов по данным China's National Bureau of Statistics.



2011–2021 годах составляли 20,6%!

Кроме того, в 2022 году, впервые в китайской истории, мы ожидаем абсолютного сокращения внутреннего потребления газа, прежде всего из-за ковидных ограничений, в течение большей части ушедшего года распространявшихся в первую очередь на приморские регионы страны: Шанхай, Шэньчжэнь и другие, которые входят в программу «чистого неба». В них как раз запрещалось строительство угольных электростанций, и там главным образом использовался природный газ. Получается, что если эти регионы оказались под ковидными ограничениями, то замедление экономики данных областей повлияло и на потребление природного газа в КНР в целом.

**«ННК»:** В 2021 году в этих регионах Китая был энергетический кризис, вводились веерные отключения электроэнергии. Какие выводы были сделаны?

— Напомню, что рост цен на газ начался не в 2022 году, а еще летом 2021-го, что привело к энергетическим проблемам в прибрежных регионах КНР, завязанных на импорт стремительно подорожавшего СПГ при сохранении низких регулируемых цен на газ для конечных потребителей. Вследствие возникновения дисбаланса закупочных и внутренних цен на газ, а также ограниченных объемов доступного СПГ на мировом рынке случился дефицит природного газа в ряде регионов страны, который был преодолен за счет ограничения работы промышленных предприятий и перевода части потребителей на энергоснабжение от угольных ТЭС.

Однако в 2022 году из-за введенных антиковидных ограничений в прибрежных районах КНР спрос на газ, прежде всего СПГ, резко сократился. Более того, Китай даже перепродал часть СПГ, который был закуплен в конце 2021 года на опасениях разрастания энергетического кризиса в стране, в Европу, где цены на газ били все мыслимые рекорды.

На этом фоне Пекин продолжал с удовольствием закупать российский трубопроводный газ, причем брал его даже с опережением графика, о чем регулярно сообщал «Газпром». Но российская компания «забыва-

ла» сообщать о том, что наш газ в соответствии с контрактными условиями поставок является и самым дешевым для Китая в текущих условиях.

Возвращаясь к развитию газовой отрасли КНР, стоит отметить, что Пекин в очередной раз продемонстрировал возможность управлять внутренним потреблением газа. Но ситуация прошлого года все же была в какой-то степени смоделирована действиями китайских властей, вводивших беспрецедентные антиковидные ограничения в экономике. Сейчас происходит отказ от политики «нулевой терпимости» к ковиду, то есть мы вправе ожидать запуска на полную мощность экономики приморских районов страны. Значит, рост потребления газа в Китае снова возобновится.

**«ННК»:** Какие перспективы у России по росту поставок в Китай энергоресурсов, в частности газа?

— Потребление газа в Китае в 2021 году составило примерно 374 млрд м<sup>3</sup> при собственной добыче на уровне 210 млрд м<sup>3</sup>. Импортозависимость — 45%, объемы импорта совокупно СПГ и сетевого газа — 165 млрд м<sup>3</sup>. В 2022 году потребление газа в стране, по нашим оценкам (точных данных национальной статистики КНР пока не опубликовано), может незначительно снизиться — на 4-5 млрд м<sup>3</sup> (до 370 млрд м<sup>3</sup>). Однако уже в 2023 году ожидается восстановительный рост потребления газа до 380–386 млрд м<sup>3</sup>.

Дальше, по мнению большинства аналитиков, которое мы разделяем, общий объем потребления газа в КНР будет расти как минимум до 2030 года, поскольку в этот период Пекин будет опираться на все источники энергии в целях приоритетного обеспечения собственной энергобезопасности.

Мы полагаем, что за восемь лет потребление газа в Китае может вырасти с 365 до 525 млрд м<sup>3</sup>, то есть примерно в 1,4 раза. А вот что будет после 2030 года — большой вопрос. Подчеркну, что на долгосрочные планы Китая не влияет ни российская СВО на Украине, ни текущие геополитические потрясения, ни даже ковид. К 2060 году страна поставила стратегическую

задачу по переходу к низкоуглеродной энергетике и достижению углеродной нейтральности, при этом КНР допустила рост выбросов CO<sub>2</sub> в период до 2030 года. Таким образом, основные эффекты политики перехода к углеродной нейтральности начнут сказываться как раз после 2030 года. До этого Пекин постарается перестроить структуру экономики, создать достаточные мощности по производству энергии на базе ВИЭ и прочее.

В этой ситуации самый оптимистичный сценарий заключается в том, что в Китае после 2030 года (в следующие 10 лет) прирост потребления газа замедлится. В 2021 году мы предполагали, что КНР к 2040 году потребует 600 млрд м<sup>3</sup> в год. То есть потребление вырастет еще на 75 млрд м<sup>3</sup> к ожидаемому показателю 2030 года (525 млрд м<sup>3</sup>).

Но есть и более радикальные оценки китайских аналитических центров, которые говорят, что уже после 2030 года абсолютные показатели потребления газа вначале выйдут на полку в 525–530 млрд м<sup>3</sup>, а дальше начнут медленно снижаться с тем, чтобы к 2040 году уйти в коридор 430–450 млрд м<sup>3</sup>. Все зависит от того, насколько будут успешны преобразования китайской экономики и энергетики на пути объявленной властями страны цели по достижению углеродной нейтральности.

**«ННК»:** Сейчас Китай потребляет порядка 4 млрд тонн угля в год. За счет чего в КНР будут добываться разветвления низкоуглеродной энергетики? Возможно, Пекин будет увеличивать в энергобалансе страны долю атомных станций?

— Что касается атомной энергетики, то она развивается достаточно медленно. Это связано с технологической спецификой строительства АЭС: они не могут возводиться быстро. Сейчас в топливно-энергетическом балансе КНР атомная энергетика занимает чуть больше 2%. В принципе, в дальнейшем, если посмотреть на те планы, которые Китай анонсировал, доля атомной энергетики может увеличиться до 4%. Но это, как говорится, погоды не делает, поскольку основная ставка — на опережающее развитие ВИЭ, о котором мы уже говорили.

При этом Китай действительно потребляет 4 млрд тонн угля в год и будет потреблять огромное количество этого энергоресурса еще достаточно долго. Поэтому дополнительный уголь, в том числе российский, будет ему нужен, причем в больших объемах. Ведь российский уголь хорошего качества, высококалорийный, и он лучше того сырья, которое КНР получает из Индонезии и даже из Австралии.

Однако по сравнению с китайским потреблением угля Россия экспортирует не так много (около 40 млн тонн — прим. «ННК»). Даже если мы удвоим или утроим свой угольный экспорт, с точки зрения эффекта на угольное потребление КНР это как слону дробина. Для китайского угольного баланса наш уголь погоды не делает. В отличие от газа и нефти.

Китай по итогам прошлого года примерно на 20% увеличил закупки российской нефти, так как на нее были скидки. Пекин и дальше будет заинтересован в этом энергосырье из РФ, но при условии, что поставки будут дешевыми, то есть по цене ниже каких-либо санкционных ограничений, введенных западными странами в отношении России. При этом Китай никогда не будет подписывать обязывающих документов по соответствию ценовому потолку, введенному западными странами в отношении российской нефти с декабря прошлого года. Но вместе с тем государственные компании КНР также не хотят, чтобы на них распространялись хоть какие-то риски применения американских вторичных санкций. Поэтому мы будем вынуждены подстраиваться под эти особенности китайской закупочной политики в отношении российской нефти.

Россия также потенциально способна значительно нарастить поставки газа в КНР. Однако для этого необходимо как можно скорее решить вопрос с началом практической реализации газотранспортного проекта «Сила Сибири 2», который может увеличить экспорт российского газа в Китай сразу на 50 млрд м<sup>3</sup> за счет ямальских месторождений. По этому проекту РФ со своей стороны все подготовила, договорилась с Монголией, так как часть маршрута пройдет через эту страну, есть взаимопонимание с китайской сто-

роной, но контракта пока нет!

В 2021 году общий объем китайского газового импорта составил 162 млрд м<sup>3</sup> с учетом 110 млрд м<sup>3</sup> СПГ и 50 млрд м<sup>3</sup> сетевого газа из России и стран Центральной Азии. Если рассматривать прогнозный вариант, при котором спрос к 2030 году увеличится до 525 млрд м<sup>3</sup>, то дополнительные объемы газа с учетом роста внутренней добычи в КНР могут увеличиться с текущих 162 до 245 млрд м<sup>3</sup>. То есть на рынке до 2030 года может появиться потребность примерно в 83 млрд м<sup>3</sup>. Но надо понимать, что Пекин будет рассматривать все предложения на рынке, не только российские, и выбор будет определяться ценой.

Кроме того, в эти 83 млрд м<sup>3</sup> заложено увеличение поставок российского газа по уже заключенным контрактам, в том числе по «Силе Сибири 1». Российский газопровод должен увеличить прокачку газа в Китай еще примерно на 22 млрд м<sup>3</sup> к текущему уровню поставок (16 млрд м<sup>3</sup> по итогам 2022 года), плюс 10 млрд м<sup>3</sup> придут с Сахалина. Таким образом, возможные потребности КНР в дополнительном газе до 2030 года сужаются до 48–50 млрд м<sup>3</sup>, которые, скорее всего, будут покрываться за счет наращивания поставок из Центральной Азии, а также СПГ.

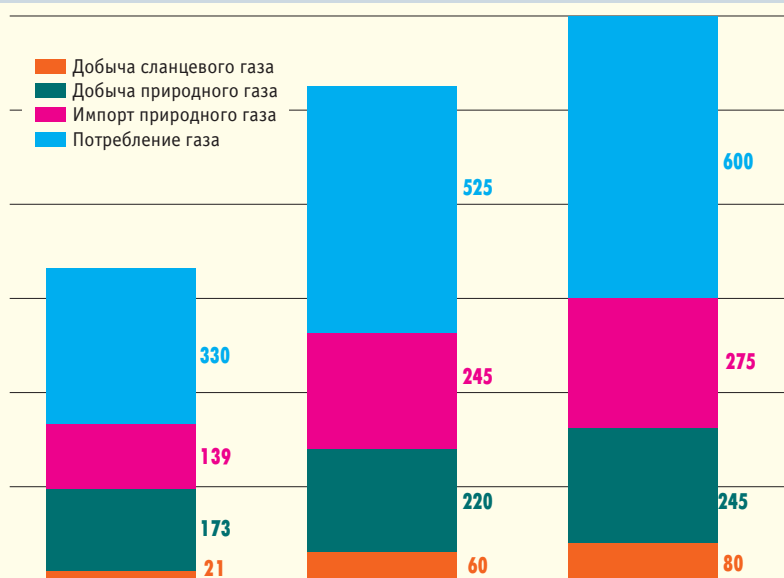
Однако вся интрига заключается в том, что будет после 2030 года.

Надо понимать, что если по «Силе Сибири 2» будут заключены какие-либо договоренности, то на реализацию проекта уйдет, по самым оптимистичным оценкам, 3–4 года. И это только строительство, а выйти на полную мощность (с учетом того, как этот процесс происходит на действующей «Силе Сибири») получится примерно к 2030 году. Таким образом, дополнительные российские 50 млрд м<sup>3</sup> газа попадут на китайский рынок в период, когда страна, по идее, будет замедлять внутренний спрос на газ в силу реализации своей цели перехода к углеродной нейтральности.

Базовый вопрос: а нужны ли будут Китаю после 2030 года эти дополнительные объемы российского газа? Ответа на него пока нет, поскольку даже в оптимистичном сценарии объемы потребления газа в КНР вырастут к 2040 году только до 600 млрд м<sup>3</sup>, а возможно, они, наоборот, станут сокращаться, если низкоуглеродный сценарий будет реализован. Таким образом, окно возможностей для значительного увеличения экспорта газа в КНР для России уменьшается.

**«ННК»:** Можно ли считать «поворот на Восток» со строительством масштабной транспортной инфраструктуры эффективной долгосрочной стратегией или в случае с Китаем она может оказаться ошибочной?

Базовый прогноз газового баланса КНР, 2020-2040 гг.



Источник: Институт энергетики и финансов.

— Для нас эта стратегия безальтернативна. События 2022 года привели к энергетическому «разводу» России с западными партнерами. Других альтернатив, кроме развития восточного коридора поставок, у нас нет. Но мы должны понимать сопутствующие экономические издержки. Дело в том, что западный рынок нефти и газа всегда был для нас премиальным. Мы продавали газ, нефть и нефтепродукты по самым выгодным ценам. С Китаем так не получится. Там мы в любом случае будем продавать наши энергоресурсы с дисконтом, потому что у Пекина безальтернативности применительно к источникам поставок нет. Эта страна изначально развивает свою энергосистему таким образом, чтобы не оказываться в чрезмерной зависимости от какого-либо одного поставщика энергоресурсов.

По угля наши поставки погоду не делают и не будут делать ее никогда, поскольку потребление угля в

КНР колоссальное. По нефти Китай ориентируется в первую очередь на нас только по причине скидок. Если мы их не дадим, он спокойно возьмет нефть у других поставщиков. Поэтому в наших интересах сохранить дисконт. По газу та же история. Пекин готов брать дополнительные объемы российского газа, но, скорее всего, он будет просить сохранения тех же условий, по которым мы сейчас поставляем газ по «Силе Сибири 1», то есть по самым выгодным для Китая ценам. По косвенным данным, в прошлом году цена за тысячу кубометров экспортируемого в КНР российского трубопроводного газа составляла \$285–290, при том что средняя цена газа в Европе по долгосрочным контрактам в 2022 году держалась на уровне \$680–690 за тысячу кубометров.

То есть в любом случае доходность российского нефтегазового экспорта в восточном направлении будет

значительно ниже, чем в западном, и это долгосрочная тенденция. При этом объемы поставок на Восток мы сможем наращивать только в том случае, если будем готовы к тому, что маржинальность российского экспорта в этом направлении будет значительно ниже.

**«НИК»:** В каких регионах и сегментах энергоотрасли Россия сталкивается с Китаем на международных рынках?

— Сейчас Россия ориентируется на Китай и Индию. Фактически можно говорить о том, что значительная часть российского экспорта сырой нефти переориентирована на эти страны плюс ряд других, например Турцию. В дальнейшем по объемам нефтяного экспорта Россия сможет практически полностью переориентировать сырье на другие рынки, отказавшись от Европы, США и Великобритании.

По нефтепродуктам такого мы сделать не можем, поскольку Китай сам





производит весь их спектр. Он покупает у нас нефть, средние дистилляты, которые в первую очередь используются для развития собственной нефтехимической отрасли. Но основной наш продукт в структуре экспорта нефтепродуктов — дизельное топливо. Оно Китаю практически не нужно. В этой ситуации РФ, скорее всего, будет сокращать производство дизельного топлива внутри страны, как только вступит в силу европейское эмбарго на российские нефтепродукты (с февраля текущего года).

При этом я бы не стал говорить, что у нас есть риски серьезной конкуренции с китайскими нефтепродуктами. География поставок у двух стран разная. Китай в первую очередь экспортирует их в Юго-Восточную и Северо-Восточную Азию. Поставлять туда российские нефтепродукты нам было бы дорого. Мы скорее ориентируемся на Ближний Восток, Турцию и Африку. Но и там Россия будет терять в маржинальности экспорта.

Общий вывод такой, что поворот на Восток — безальтернативная стратегия. Но мы должны понимать, что даже если Россия по ряду позиций энергетического экспорта сможет перенаправить существенные объемы энергоресурсов на азиат-

ские рынки, то все равно потеряет в доходности такого экспорта.

Ведь на доходность влияет не только продажа энергоресурсов по сниженным ценам, но и логистика поставок. Например, по экспорту нефти сорта ВСТО (ESPO) маржинальность приемлемая, поскольку хорошая логистика, есть нефтепровод. Однако рентабельность поставок Urals морским путем из портов России на Балтике или Черном море в Китай получается совсем иная, особенно учитывая дороговизну фрахта и страхования судов в условиях введенных санкционных ограничений и продолжающихся боевых действий на востоке Украины. В итоге получается картина, о которой трубят все СМИ: почему российская нефть продается по цене ниже \$40 за баррель? Но все объяснимо. Мировая цена нефти — \$80 за баррель, Россия должна сделать дисконт, чтобы ее нефть брали, добавить туда затраты на фрахт и страхование с учетом более длинного маршрута. Цена отгрузки в порту как раз и будет ниже \$40. И так по всем цепочкам наших энергетических поставок.

**«НИК»:** *Стоит ли привлекать Китай к инвестированию или прямому участию в добычных или энергетических проектах на территории России?*

— Все зависит от того, каких целей мы хотим достичь. Инвестиции нужны тогда, когда не хватает собственных средств. До последнего времени у нас не было очевидного дефицита инвестиционных возможностей. Второй интерес — технологии. Вопрос: располагает ли Китай нужными нам технологиями? В части добычи, наверно, нет. Скорее, мы обладаем интересующими Китай технологиями.

КНР может помочь нам в организации сбыта продукции. И в этом наше инвестиционное взаимодействие может быть более тесным. В чем сейчас Россия испытывает проблемы — это танкерный флот. У нас есть только одна судоверфь «Звезда» для строительства таких судов, остальные мы заказываем в Южной Корее. Но есть же еще и китайские судоверфи, с которыми также можно договориться.

То же самое касается газозовозов. Можно предположить, что санкционное давление на российский СПГ будет нарастать, пока его еще нет. И скорее всего, следующие санкции ЕС и США будут направлены как раз на закупки российского СПГ. Поэтому там, где мы можем взять китайские технологии, которые помогли бы развивать наши экспортноориентированные проекты, нужно продолжать взаимодействие.

## ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, ноябрь-декабрь 2022, тыс. тонн

Предприятия и организации	В ноябре 2022	% к ноябрю 2021	В декабре 2022	% к декабрю 2021	С начала года	% к периоду 2021
<b>ПАО 'ЛУКОЙЛ'</b>	<b>6575,709</b>	<b>100%</b>	<b>6783,545</b>	<b>99%</b>	<b>79991,415</b>	<b>106%</b>
ООО 'ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь'	2713,349	97%	2809,344	97%	33664,585	108%
ООО СП 'Волгодеминойл'	9,341	63%	8,073	54%	131,216	58%
ООО 'ЛУКОЙЛ-АИК'	117,190	99%	121,567	100%	1427,157	99%
ООО 'ПермТОНнефть'	18,582	103%	19,169	103%	223,060	115%
ООО 'Турсун'	4,795	92%	5,019	94%	59,514	91%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть'	28,830	87%	29,365	87%	369,897	86%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Коми'	1295,606	109%	1322,950	103%	15525,720	109%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть'	591,290	98%	608,729	98%	6973,164	95%
ООО ЛУКОЙЛ-Пермь'	1272,477	100%	1319,605	100%	15448,849	106%
ООО 'УралОйл'	47,159	100%	49,983	101%	573,188	114%
ООО 'РИТЭК'	477,090	108%	489,741	107%	5595,065	101%
<b>ПАО 'НК 'Роснефть'</b>	<b>13525,345</b>	<b>96%</b>	<b>14190,272</b>	<b>100%</b>	<b>163651,248</b>	<b>97%</b>
ООО 'АнгараНефть'	103,264	91%	139,473	121%	1650,527	153%
АО 'Ванкорнефть'	764,948	92%	790,502	94%	9608,529	92%
ОАО 'Грознефтегаз'	9,812	167%	10,230	161%	80,796	158%
АО 'РН-Шельф Дальний Восток'	32,506	77%	37,387	111%	231,810	65%
ООО 'Роснефть-Маланинская группа'	1,734	153%	1,705	145%	17,357	122%
ООО 'СевКомНефтегаз'	101,403	197%	108,351	226%	892,118	160%
ООО 'Харампурнефтегаз'	76,865	93%	76,640	89%	964,462	98%
АО 'Востсибнефтегаз'	174,529	92%	177,685	93%	2195,142	91%
АО 'ВЧНГ'	394,393	74%	563,085	101%	6372,698	95%
ООО 'РН-Краснодарнефтегаз'	36,979	88%	37,741	88%	434,060	84%
АО 'НК 'Конданефть'	181,988	75%	183,957	74%	2354,792	78%
ООО 'РН-Пурнефтегаз'	240,207	98%	245,387	97%	2848,838	93%
АО 'РОСПАН ИНТЕРНЕСНЛ'	534,111	187%	554,823	460%	4798,964	164%
АО 'Оренбургнефть'	842,620	104%	837,942	101%	9177,857	94%
АО 'Самаранефтегаз'	869,975	100%	896,918	100%	9921,960	94%
АО 'Самотлорнефтегаз'	1225,768	90%	1231,146	89%	15342,809	93%
АО 'Сузун'	113,849	76%	124,720	85%	1663,087	100%
ООО 'Таас-Юрях Нефтегаздобыча'	423,525	102%	435,801	102%	5036,364	99%
ООО 'Тагуйское'	331,474	82%	359,761	95%	4428,262	123%
АО 'РН-Няганьнефтегаз'	419,739	102%	435,198	103%	4940,936	109%
ООО 'РН-Уватнефтегаз'	637,516	90%	663,580	91%	7591,283	87%
АО 'Тюменнефтегаз'	207,746	97%	221,103	104%	2490,187	106%
ОАО 'Удмуртнефть'	480,220	98%	497,896	98%	5919,754	106%
ООО 'РН-Юганскнефтегаз'	5320,174	94%	5559,241	97%	64685,999	95%
<b>ПАО 'Газпром нефть'</b>	<b>3432,388</b>	<b>108%</b>	<b>3491,896</b>	<b>106%</b>	<b>40174,824</b>	<b>104%</b>
ООО 'Газпромнефть-Восток'	101,334	83%	103,258	83%	1333,911	87%
ООО 'Газпромнефть-Хантос'	1158,902	119%	1200,762	116%	13377,610	109%
ООО 'Газпромнефть-Оренбург'	205,736	92%	194,625	81%	2554,660	95%
АО 'ЮУНГ'	10,685	86%	10,206	89%	139,397	93%
ООО 'Газпромнефть-Ямал'	540,824	92%	549,837	92%	6733,581	93%
АО 'Газпромнефть-ННГ'	974,422	117%	977,012	111%	11079,255	108%
ООО 'Газпром нефть шельф'	322,253	97%	335,323	104%	3692,595	102%
ООО 'Меретояханефтегаз'	101,218	154%	104,502	152%	1055,753	188%
ООО 'Газпромнефть-Пальян'	17,014	115%	16,371	123%	208,062	119%
<b>ПАО 'Сургутнефтегаз'</b>	<b>4808,824</b>	<b>101%</b>	<b>4965,611</b>	<b>98%</b>	<b>59579,553</b>	<b>107%</b>
ПАО 'Сургутнефтегаз'(УФО)	3931,146	101%	4059,281	97%	49048,211	109%
ПАО 'Сургутнефтегаз(Якутия)'	877,678	103%	906,330	102%	10531,342	102%
<b>ПАО 'Татнефть' им. В.Д. Шашина</b>	<b>2450,970</b>	<b>104%</b>	<b>2528,822</b>	<b>104%</b>	<b>29114,017</b>	<b>105%</b>
ООО 'Татнефть-Самара'	22,136	87%	22,730	88%	280,930	93%
ПАО 'Татнефть' им. В.Д. Шашина	2428,834	104%	2506,092	104%	28833,087	105%
<b>ПАО АНК 'Башнефть'</b>	<b>1557,026</b>	<b>110%</b>	<b>1603,716</b>	<b>107%</b>	<b>18056,087</b>	<b>131%</b>
ООО 'Башнефть-Добыча'	1270,513	100%	1306,825	100%	14447,036	121%
ООО 'Башнефть-Полос'	188,496	209%	190,785	134%	2679,319	217%
ООО 'Соровскнефть'	98,017	196%	106,106	202%	929,732	157%
<b>ПАО 'НГК Славнефть'</b>	<b>1006,133</b>	<b>100%</b>	<b>1035,594</b>	<b>103%</b>	<b>12011,746</b>	<b>122%</b>
ПАО 'СН-МНГ'	505,207	96%	517,137	101%	6195,188	150%
ПАО 'СН-МНГ'	11,639	101%	12,240	88%	131,880	107%
ПАО 'ОНГ'	155,000	97%	165,010	100%	1966,998	101%
ПАО НГК 'Славнефть'	73,624	223%	73,808	216%	565,284	122%
ООО 'Славнефть-Красноярскнефтегаз'	115,230	98%	119,553	102%	1390,392	91%
ООО 'Славнефть-Нижневартовск'	145,433	93%	147,846	92%	1762,004	106%
<b>ПАО НК 'РуссНефть'</b>	<b>575,820</b>	<b>99%</b>	<b>590,858</b>	<b>100%</b>	<b>6913,957</b>	<b>103%</b>
ПАО 'Варьеганнефть'	36,070	91%	36,545	90%	457,211	91%
ПАО НК 'Русснефть'	539,750	100%	554,313	101%	6456,746	104%
<b>АО 'ННК'</b>	<b>1511,987</b>	<b>110%</b>	<b>1556,672</b>	<b>109%</b>	<b>17077,248</b>	<b>117%</b>
ООО 'ВТК'	20,403	100%	21,365	104%	240,612	100%
ООО 'Тусихинское'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	43,656	253%
ЗАО 'Колвинское'	17,915	88%	нет данных	нет данных	231,311	98%
ООО 'ННК-Саратовнефтегаздобыча'	0,811	43%	0,848	47%	13,568	57%
АО 'Санеко'	нет данных	нет данных	0,000	0%	341,744	107%
ООО 'ННК-Самаранефтегаз'	187,799	135%	191,787	134%	1787,318	117%
ООО 'Няганьнефть'	157,959	110%	162,711	108%	1830,974	120%
ООО 'ННК-Оренбургнефтегаз'	281,065	103%	292,836	103%	3320,406	112%
ООО 'СН-Газдобыча'	1,454	128%	нет данных	нет данных	14,805	124%
АО 'Татнефтеотдача'	53,817	112%	55,525	113%	618,420	113%
ПАО 'ННК-Варьеганнефтегаз'	137,095	100%	138,746	101%	1669,253	110%

**ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, ноябрь-декабрь 2022, тыс. тонн**

Предприятия и организации	В ноябре 2022	% к ноябрю 2021	В декабре 2022	% к декабрю 2021	С начала года	% к периоду 2021
АО 'ННК-ННГ'	277,948	93%	295,519	95%	3490,320	107%
АО 'ННК-Печоранефть'	19,334	99%	19,838	97%	236,896	100%
ООО 'ННК Северо-Варьеганское'	29,506	105%	30,719	108%	338,728	106%
ООО 'ННК-Северная нефть'	216,728	101%	242,205	110%	2578,745	1440%
ООО 'ННК-Сахалинморнефтегаз'	103,184	42463%	104,573	96827%	249,342	7722%
АО 'Корпорация Югранефть'	6,969	133%	нет данных	нет данных	71,702	87%
<b>ИТОГО (Нефтяные компании):</b>	<b>35444,202</b>	<b>100%</b>	<b>36746,986</b>	<b>101%</b>	<b>426575,544</b>	<b>103%</b>
<b>ПАО 'Газпром'</b>	<b>2162,098</b>	<b>123%</b>	<b>2299,112</b>	<b>113%</b>	<b>24278,190</b>	<b>118%</b>
ООО 'Сервиснефтегаз'	0,236	49%	0,201	42%	2,899	75%
ООО 'Газпром добыча Краснодар'	18,324	105%	18,635	105%	222,443	99%
ООО 'Газпром добыча Астрахань'	274,149	178%	304,537	109%	3418,139	117%
ООО 'Газпром добыча Иркутск'	1,027	122%	4,915	523%	14,627	142%
ООО 'Газпром добыча Оренбург'	23,510	122%	26,420	124%	234,049	103%
ООО 'Газпром добыча Надым'	5,771	73%	7,548	86%	77,054	76%
ООО 'Газпром добыча Ноябрьск'	216,895	144%	226,228	115%	2570,090	155%
АО 'Газпром добыча Томск'	94,721	100%	96,618	98%	1124,492	96%
ООО 'Газпром добыча Уренгой'	1183,529	121%	1251,973	119%	12820,249	121%
ООО Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск	33,623	132%	38,197	93%	272,820	120%
ООО 'Газпром добыча Ямбург'	310,313	98%	323,840	100%	3521,328	100%
<b>ПАО 'НОВАТЭК'</b>	<b>669,004</b>	<b>106%</b>	<b>672,172</b>	<b>100%</b>	<b>7720,194</b>	<b>96%</b>
АО 'НОВАТЭК-Пур'	1,594	нет данных	нет данных	нет данных	3,454	2%
ООО 'Арктик СПГ 2'	0,081	4%	0,116	18%	9,104	46%
ООО 'Обский ГХК'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	4,413	630%
ЗАО 'Тернефтегаз'	64,432	100%	65,196	98%	734,624	97%
ООО 'ЯРГЕО'	138,269	76%	135,562	75%	1829,622	71%
ООО 'НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ'	215,589	114%	222,456	100%	2558,090	113%
ООО 'НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ'	169,114	148%	175,829	146%	1646,147	132%
ОАО 'Ямал СПГ'	79,925	102%	73,013	93%	934,740	92%
<b>ПРОЧИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ</b>						
<b>АО 'Зарубежнефть'</b>	<b>272,500</b>	<b>102%</b>	<b>273,728</b>	<b>98%</b>	<b>3284,283</b>	<b>100%</b>
ООО 'ЭН Север'	1,980	114%	2,702	153%	28,036	115%
ООО 'СК 'РУСВЬЕТПЕТРО'	258,384	102%	257,566	97%	3106,356	100%
АО 'Оренбургнефтеотдача'	8,339	92%	8,610	93%	104,338	91%
ООО 'Ульяновскнефтегаз'	3,797	104%	4,850	129%	45,553	98%
<b>АО 'НК 'Нефтиса'</b>	<b>536,622</b>	<b>105%</b>	<b>553,667</b>	<b>104%</b>	<b>6412,977</b>	<b>104%</b>
Компания 'КанБайкал Резерсез Инк.'	106,892	156%	72,265	101%	1096,680	125%
ООО 'ПИТ 'СИБИНТЭК'	37,143	85%	37,738	77%	490,057	101%
АО 'Самараинвестнефть'	43,974	98%	45,147	93%	545,681	102%
АО 'Уралнефтесервис'	14,771	166%	15,640	167%	140,520	127%
ООО 'Белкамнефть'	200,728	102%	39,478	нет данных	39,478	нет данных
АО 'Комнедра'	30,331	98%	208,558	102%	2426,402	103%
АО 'ННГ'	1,755	36%	30,578	98%	363,535	96%
ООО 'Окуневское'	9,805	98%	нет данных	нет данных	49,591	78%
ООО 'Регион-й нефтяной консорциум'	49,964	97%	9,680	95%	118,567	93%
АО 'Удмуртская нефтяная компания'	11,235	76%	51,405	97%	615,207	99%
АО 'Уральская нефть'	0,833	79%	12,446	82%	151,232	84%
ООО 'Юрскнефть'	29,191	83%	0,879	82%	11,647	94%
АО 'Арктикгаз'	725,209	99%	29,853	81%	364,380	87%
АО 'Дагнефтегаз'	1,192	101%	758,604	100%	8691,276	99%
ЗАО 'Нортгаз'	28,917	89%	1,287	105%	14,046	99%
ООО 'Пересвет'	нет данных	нет данных	29,904	87%	347,681	84%
ОАО 'РН Ингушнефть'	3,129	86%	0,000	0%	0,033	28%
ООО 'РН-Ставропольнефтегаз'	26,403	43%	3,259	46%	40,084	62%
АО 'СибинвестНафта'	0,023	21%	5,475	140%	553,948	1214%
ООО 'Тарховское'	10,835	91%	0,025	0%	0,408	0%
АО 'Томскнефть ВНК'	510,017	95%	10,725	нет данных	135,486	30862%
АО 'НК Роснефть-Дагнефть'	3,447	40%	524,931	4256%	6203,252	4104%
АО 'НЕФТЕСЕРВИС'	1,182	нет данных	1,583	0%	64,379	1%
ООО 'Большоюганский'	8,920	нет данных	0,951	10%	7,143	7%
ООО 'Вукошурнефть'	3,964	111%	9,033	264%	66,542	166%
ООО 'Геопрогресс'	29,319	80%	4,186	11%	42,260	9%
АО 'Евротэк-Югра'	нет данных	нет данных	30,965	нет данных	396,590	41659%
ООО 'Енисей'	18,174	99%	15,257	86%	210,267	95%
ООО 'ЛукБелОйл'	23,921	нет данных	22,772	94%	254,273	87%
АО 'Месяханефтегаз'	416,953	97%	431,160	97%	5105,282	95%
ООО 'Нефтетрейд-Удмуртия'	11,019	88%	11,358	89%	138,034	88%
АО 'Норильскгазпром'	8,705	82%	9,908	73%	81,120	79%
ООО 'НКНП'	77,124	138%	84,475	136%	847,325	117%
АО 'Ойлгазтэт'	45,505	144%	40,814	94%	546,581	151%
ООО 'Петротэк Нефть'	6,235	122%	6,311	105%	84,452	409%
ЗАО 'Печоранефтегазпром'	0,363	96%	0,404	87%	3,635	96%
АО 'Преображенскнефть'	9,969	56%	11,031	95%	125,632	63%
ООО 'НК Приазовнефть'	7,285	107%	7,885	101%	90,041	98%
АО 'РЕИМПЭК'	1,294	77%	1,554	93%	18,680	95%
ООО 'РИД Ойл-Пермь'	8,514	121%	8,616	125%	97,175	116%
АО 'Руснефтегаз'	0,443	47%	0,441	46%	7,418	41%
Компания 'Салым Петролеум Девелопмент Н.В.'	527,397	107%	576,550	нет данных	6271,744	2646305%
ООО 'Северо-Айкуруский'	11,664	нет данных	11,812	2%	129,303	2%



## ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, ноябрь-декабрь 2022, тыс. тонн

Предприятия и организации	В ноябре 2022	% к ноябрю 2021	В декабре 2022	% к декабрю 2021	С начала года	% к периоду 2021
АО 'Сибнефтегаз'	3,689	1854%	4,375	60%	23,741	91%
ООО 'СилаМарский'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	36,148	3168%
ООО 'Сладковско-Заречное'	188,372	102%	198,364	2143%	2117,888	6861%
ООО 'СНК'	1,012	64%	0,979	1%	13,835	1%
ООО 'Тауровское'	7,254	нет данных	7,346	594%	62,383	311%
ЗАО 'Тиман-Печора Эксплорэйшн'	0,593	70%	0,584	69%	15,722	97%
ГУП РК 'Черноморнефтегаз'	0,745	29%	0,765	28%	20,123	62%
<b>В том числе независимые производители:</b>	<b>1931,935</b>	<b>94%</b>	<b>1997,255</b>	<b>94%</b>	<b>24191,815</b>	<b>100%</b>
<b>АО 'Русь-Ойл'</b>	<b>217,933</b>	<b>96%</b>	<b>244,138</b>	<b>107%</b>	<b>2895,089</b>	<b>101%</b>
АО 'НК 'Дулиссма'	6,247	21%	2,949	12%	297,323	49%
ООО 'Густореченский участок'	106,110	149%	73,385	104%	954,991	110%
ЗАО 'Нэм Ойл'	6,980	88%	4,913	60%	87,824	87%
АО 'Каюм Нефть'	нет данных	нет данных	24,312	67%	515,991	116%
АО 'Негуснефть'	11,272	115%	11,553	108%	126,417	101%
ООО 'Мултановский'	68,594	98%	106,575	141%	798,487	117%
ООО 'Луговое'	1,912	104%	1,889	100%	21,055	98%
ООО 'Иреляжское'	16,818	нет данных	18,562	3676%	93,001	539%
<b>ООО 'Юкола-нефть'</b>	<b>26,688</b>	<b>102%</b>	<b>27,299</b>	<b>101%</b>	<b>318,928</b>	<b>100%</b>
АО 'Арктикнефть'	2,645	99%	2,690	98%	32,255	101%
ООО 'ИНК'	445,643	97%	428,623	93%	5321,232	110%
ЗАО 'Карбон'	0,038	41%	0,030	31%	0,680	28%
ООО 'Компания Полярное Сияние'	15,481	95%	15,868	99%	191,139	92%
ООО 'Нижеомринская нефть'	0,280	108%	0,289	111%	3,216	101%
АО 'Петросах'	2,008	74%	2,044	71%	28,504	82%
ООО 'Регион-Сириус'	1,710	198%	1,899	229%	13,400	146%
ООО 'ЦНПСЭИ'	4,805	78%	4,806	78%	63,424	85%
АО 'Южно-Аксютино'	0,396	156%	0,423	158%	2,135	58%
ОАО 'Акмай'	1,286	92%	1,310	93%	15,559	91%
ЗАО 'Алойл'	31,662	103%	32,714	103%	382,138	98%
АО 'АЛРОСА-Газ'	0,357	103%	0,453	94%	2,956	93%
ООО 'Альянснефтегаз'	6,529	89%	6,953	95%	84,539	84%
ООО 'АН-Недра'	0,108	104%	0,086	80%	1,115	79%
ООО 'Артамира'	2,388	31%	2,800	34%	40,697	63%
ООО 'БайТекс'	33,157	99%	33,962	99%	410,500	100%
ООО 'Бенталь'	4,474	103%	4,226	94%	50,299	90%
ООО 'Бесединское'	0,468	102%	0,495	114%	5,236	98%
ООО 'Благодаров-Ойл'	6,590	106%	6,550	98%	77,581	97%
АО 'Братскэкогаз'	0,210	129%	0,269	106%	1,936	100%
АО 'Булгарнефть'	14,117	107%	15,281	113%	156,916	101%
ООО 'Быковогаз'	0,345	131%	0,379	137%	4,022	103%
ООО 'Веселовское'	1,214	188%	1,236	209%	9,516	134%
ООО 'Ветла'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,002	25%
АО 'Винка'	0,025	139%	0,019	317%	0,443	223%
АО 'Вольновка'	0,150	70%	0,172	92%	1,993	120%
ООО 'Газнефтесервис'	3,888	91%	4,093	115%	37,199	62%
АО 'Геология'	10,301	89%	10,406	87%	133,122	94%
ООО 'Георесурс М'	6,312	168%	6,329	180%	61,603	111%
АО 'Геотех'	9,725	103%	10,126	104%	120,354	108%
АО 'ГеоПром'	0,162	16200%	0,210	нет данных	2,748	472%
ООО 'Геочисла'	0,123	189%	0,157	262%	1,631	471%
АО 'ГРИЦ'	12,500	103%	12,955	103%	147,800	99%
ООО 'Дальпромсинтез'	8,712	99%	8,867	98%	107,930	104%
ООО 'ДИАЛЛ АЛЪЯНС'	0,796	90%	1,023	114%	13,805	129%
ООО 'ЖИАНТ'	нет данных	нет данных	0,243	117%	1,755	48%
АО 'Елабуганефть'	1,172	87%	1,209	нет данных	14,366	690%
АО 'Иделойл'	17,981	98%	18,601	1332%	218,993	1326%
АО 'Иджат'	0,082	141%	0,088	0%	0,899	0%
ООО 'Инвест Трейд'	13,201	190%	13,508	20161%	92,372	10919%
ОАО 'ИНГА'	10,019	102%	10,324	137%	119,820	153%
АО 'Ингеохолдинг'	0,657	80%	0,660	7%	9,333	8%
АО 'ИНК-Запад'	117,164	59%	132,297	16768%	1994,539	16883%
ООО 'ИНК-НефтеГазГеология'	43,029	178%	40,303	19%	406,825	16%
АО 'Институт РОСТЭК'	0,157	74%	0,165	1%	1,627	1%
ООО 'Интерстройтехпроект'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	1,495	63%
ООО 'ИНТЭК-Западная Сибирь'	0,814	44%	0,618	38%	15,387	63%
ООО 'ИТАНЕФТЬ'	0,000	0%	нет данных	нет данных	0,230	6%
АО 'Каббалкнефтьтоппром'	0,025	119%	0,030	125%	0,259	104%
ОАО 'Калининграднефть'	нет данных	нет данных	0,000	0%	1,872	43%
ООО 'Кама-Нефть'	0,493	111%	0,509	120%	4,116	68%
ООО 'Камской'	2,296	94%	2,314	93%	30,123	101%
ЗАО 'Предприятие Кара-Алтын'	42,090	101%	43,240	101%	521,340	100%
ООО 'Карбон-Ойл'	6,510	94%	6,880	96%	80,837	104%
ООО 'Киевское'	0,572	58%	0,580	61%	8,385	38%
ЗАО 'Колванефть'	3,077	14%	2,479	10%	158,696	66%
ООО 'Компания Уфа Петролеум'	0,298	108%	0,301	120%	3,240	73%
АО 'Кондурчанефть'	5,060	97%	4,890	90%	61,818	96%
ООО 'Косьюнефть'	3,338	77%	3,746	86%	47,121	88%
ООО 'Кулигинское'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	1,574	19%
ООО 'Кулошевнефть'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	1,105	нет данных

**ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, ноябрь-декабрь 2022, тыс. тонн**

Предприятия и организации	В ноябре 2022	% к ноябрю 2021	В декабре 2022	% к декабрю 2021	С начала года	% к периоду 2021
ООО 'Трансойл' (Кэпитал Ойл)	0,039	нет данных	нет данных	0%	0,663	59%
ООО 'ГДК Ленскгаз'	0,171	114%	0,217	88%	1,283	98%
ООО 'Линейное'	1,190	107%	1,213	138%	12,640	107%
АО 'МАКойл'	1,423	98%	1,380	92%	17,646	94%
АО 'Меллянефть'	4,460	97%	4,590	106%	52,900	92%
ООО 'Межотраслевое объединение ТНП'	0,126	нет данных	0,101	нет данных	1,602	нет данных
ООО 'МНКТ'	41,400	109%	41,808	105%	484,722	108%
ООО 'НГК 'Торный'	30,638	118%	30,019	119%	359,994	119%
ООО 'Недра-К'	9,730	86%	10,063	85%	121,201	90%
ООО 'НБС'	0,448	215%	0,497	231%	6,001	239%
ООО 'Осокинское'	5,187	нет данных	5,638	67%	76,854	71%
АО 'Нефтьинвест'	0,864	106%	0,884	95%	9,755	74%
ООО 'НЭП Трейд'	14,690	93%	14,930	95%	185,383	97%
ООО 'Нижневожская нефтяная компания'	0,486	75%	0,512	78%	6,617	82%
ООО 'НК 'Атамановка' (Нефть-Сар.)	0,543	84%	0,614	97%	7,322	113%
ООО 'НК 'Балаковское'	0,657	89%	0,667	83%	9,260	106%
ООО 'НК 'Геология'	15,630	99%	16,151	99%	191,757	99%
ООО 'НК 'Действие'	0,029	6%	0,019	4%	3,130	53%
ООО 'НК 'Казанла'	0,047	84%	0,052	95%	0,612	123%
ООО 'НГК 'Развитие Регионов'	2,910	87%	2,938	86%	34,149	99%
АО 'ННК'(Нурлатская НК)	0,305	68%	0,310	69%	4,075	78%
АО 'Новая Печорская Энергетическая Компания'	1,415	83%	0,319	19%	14,854	83%
ОАО 'Нократойл'	0,950	129%	1,076	149%	9,308	108%
ООО 'Норд Империял'	6,671	70%	6,712	73%	92,213	116%
ООО 'Ноябрьское'	6,602	75%	6,367	69%	87,866	74%
ООО 'Ольшанское'	3,060	127%	2,024	77%	31,033	164%
ООО 'Омега'	0,026	28%	нет данных	0%	0,297	34%
ООО 'Опаринское'	6,415	87%	6,714	94%	73,343	92%
ЗАО 'Охтин-Ойл'	23,700	100%	24,345	100%	288,633	100%
ООО 'Ошкнефть'	9,654	нет данных	10,215	нет данных	65,486	нет данных
АО 'ПНГ'	10,173	115%	9,643	98%	106,568	101%
ООО 'Прикаспийская Газовая Компания'	3,876	73%	3,731	81%	52,534	103%
ООО 'Регион-нефть'	31,973	105%	33,031	104%	381,754	98%
ООО 'РНГК Саратов'	5,414	90%	5,591	92%	60,245	77%
АО 'РНГ'	102,720	103%	114,534	96%	1265,625	117%
ООО 'Руслойл'	11,241	112%	11,525	126%	129,087	115%
ООО 'Руфьеганнефтегаз'	0,854	160%	0,984	181%	12,144	93%
ООО 'Садки-Ойл'	0,000	нет данных	0,012	нет данных	0,047	нет данных
ООО 'Садакойл'	10,559	85%	11,262	91%	143,042	85%
АО НК 'Саратовнефтегеофизика'	4,972	90%	5,159	93%	62,451	93%
ООО 'Саханефть'	7,072	146%	14,045	287%	65,144	76%
АО 'Сахатранснефтегаз'	0,030	103%	0,036	95%	0,236	104%
ООО 'Сиаль'	11,480	87%	11,075	81%	140,831	88%
АО 'СМП-Нефтегаз'	22,382	104%	23,007	103%	268,861	100%
ООО НК 'Союз-Нефть'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,136	51%
ООО 'Стандарт'	1,067	203%	1,390	208%	11,463	182%
ООО 'Стимул-Т'	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	53,943	71%
ООО 'ТАКС'	0,025	50%	1,394	нет данных	1,394	нет данных
АО 'ТАТЕХ'	39,200	100%	0,027	50%	0,427	69%
АО 'Татнефтепром'	21,690	105%	40,090	99%	474,334	99%
АО 'Татнефтепром-Эюзеенефть'	25,994	92%	22,265	104%	261,565	102%
АО 'Татойлгаз'	38,550	99%	26,859	94%	329,187	99%
ООО 'ТЕРРИГЕН'	0,505	68%	38,812	97%	467,575	102%
ООО 'ТЕХСНАБ'	нет данных	нет данных	0,658	85%	4,503	49%
АО 'Технефтьинвест'	0,086	69%	нет данных	нет данных	0,336	53%
ООО 'Тихоокеанский терминал'	70,032	73%	0,004	5%	1,226	54%
ООО 'ТНС-Развитие'	2,910	92%	71,034	72%	916,803	94%
ООО 'Томскгеофтегаз'	2,228	86%	2,934	87%	35,750	86%
ООО 'Трансойл'	12,510	102%	2,301	82%	31,035	111%
ЗАО 'Троицкнефть'	19,230	99%	12,054	95%	146,871	99%
ЗАО 'Троицкнефть'	нет данных	нет данных	20,300	101%	231,463	99%
ООО 'УДС нефть'	11,305	105%	12,798	121%	127,840	94%
ООО 'УНК-Пермь'	4,519	99%	4,667	101%	53,972	100%
ЗАО 'Уралнефтегазпром'	2,292	70%	2,493	76%	30,979	81%
ЗАО 'ХИТ Р'	9,502	92%	9,863	93%	114,040	101%
АО 'Шешмаойл'	38,560	104%	37,998	103%	460,206	101%
ООО 'ФЛАГМАН инжиниринг'	0,214	нет данных	0,258	нет данных	2,941	нет данных
ООО 'Южгазэнерджи'	0,239	110%	0,230	106%	2,894	112%
ООО 'Южно-Охтеурское'	4,752	100%	4,772	97%	54,568	117%
ООО 'Юника Инвест'	1,373	нет данных	1,890	нет данных	22,702	нет данных
ПАО 'ЯТЭК'	14,569	106%	16,218	94%	126,024	98%
ООО 'Ялыкское'	26,791	75%	26,550	72%	375,364	89%
ОАО 'НК Янггур'	30,319	133%	33,221	146%	373,337	141%
<b>ИТОГО (Прочие производители):</b>	<b>5469,844</b>	<b>98%</b>	<b>5658,339</b>	<b>98%</b>	<b>66753,005</b>	<b>101%</b>
<b>ОПЕРАТОРЫ СОГЛАШЕНИЙ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ</b>						
ООО 'ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга'	132,460	106%	134,463	110%	1555,684	99%
НК Сахалин Энерджи Инвествмент Компани Лтд.	284,238	83%	265,824	74%	3661,015	91%
Эксон НЛ (Сахалин-1)	564,507	65%	491,684	56%	4612,129	41%
<b>Операторы СРП всего :</b>	<b>981,205</b>	<b>74%</b>	<b>891,971</b>	<b>65%</b>	<b>9828,828</b>	<b>58%</b>
<b>ВСЕГО ПО РОССИИ:</b>	<b>44726,353</b>	<b>100%</b>	<b>46268,580</b>	<b>100%</b>	<b>535155,761</b>	<b>102%</b>

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.