



Тематические страницы газеты **Коммерсантъ**

Нефть и газ

Пятница 31 марта 2023 №55 (7500 с момента возобновления издания)

kommersant.ru

16 Что будет обсуждаться на выставке «Нефтегаз» в 2023 году

17 Смогут ли российские компании занять рынок арматуры для нефтегазовой отрасли

18 Как будет оплачиваться транзит российской нефти по территории Украины



Зимние виды экономии

Отопительный сезон 2022–2023 годов стал знаковым для Европы. Это была первая возможность доказать реальность многолетних утверждений о том, что страны ЕС могут при необходимости без существенных потерь отказать от российского газа. И успешность прохождения этого испытания доказывают наиболее высокие за последние годы резервы в подземных газохранилищах, с которыми Евросоюз подошел к концу зимы. Но, по мнению экспертов, это может быть краткосрочная победа с учетом проблем, которые предстоит решить перед следующим отопительным сезоном.

— тренды —

Европейские страны успешно прошли зимний отопительный сезон 2022–2023 годов. Об этом свидетельствуют данные ассоциации Gas Infrastructure Europe, согласно которым подземные хранилища газа в ЕС к концу марта были заполнены на 55%, до 60,6 млрд кубометров, что более чем на 20 процентных пунктов выше среднего значения за пять лет. В прошлом году он завершился 19 марта с уровнем запасов в ПХГ в 25,5%.

Непосредственно к концу зимы страны ЕС подошли с показателем заполнения хранилищ более 60%, но затем статистику испортил высокий для марта отбор из-за прохладного начала весны в регионе и остановки СПГ-терминалов во Франции из-за забастовок. Работники трех из четырех французских терминалов 6 марта прекратили работу на семь дней в знак протеста против предлагаемой правительством пенсионной реформы. В итоге в целом в текущем зимнем периоде страны Евросоюза к последним числам марта отобрали из хранилищ более 50 млрд кубометров газа.

Главной особенностью этого отопительного сезона было снижение до минимума импорта из России, которая десятилетиями являлась ключевым поставщиком трубопроводного газа в Европу. До начала 2022 года основными источниками поставок были газопроводы Ямал—Европа через Белоруссию (мощность 33 млрд кубометров в год), «Северный поток» (мощность 55 млрд кубометров) из России в Германию по дну Балтийского моря и маршрут через Украину (транзитная мощность 146 млрд кубометров). При этом Европа, некоторые страны которой полностью зависели от поставок российского газа, много лет говорила о намерении диверсифицировать импорт и снижать потребление газа в целом. И после начала специальной военной операции в феврале прошлого года воплощать этот план в жизнь пришлось ускоренными темпами, так как Россия в ответ на санкции, включавшие заморозку сертификации уже построенного «Северного потока-2», резко сократила объем поставок в Европу. В частности, сначала Москва прекратила их по маршруту Ямал—Европа, а затем и по «Северному потоку», обе ветки которого впоследствии были повреждены в результате диверсии, что сделало невозможным возобновление прокачки.

На данный момент сырье из России потребителям Западной и Центральной Европы идет по единственному маршруту через компрессорную станцию «Суджа» по территории Украины (пропускная мощность 42 млн кубометров в сутки). Транзит через еще одну станцию — «Сохрановка» — Киев закрыл с 11 мая 2022 года, сославшись на форс-мажорные обстоятельства на фоне военной спецоперации. Турция и страны Южной и Юго-Восточной Европы продолжают получать российский газ по «Турецкому потоку» и «Голубому потоку».

Дорогая независимость

С учетом таких кардинальных изменений на рынке готовились к зимнему энергетическому коллапсу в Европе. Но, вопреки скептическим ожиданиям, в зиму страны ЕС вошли с уровнем заполнения хранилищ до 95,6% (104 млрд кубометров). Таких показателей позволила достигнуть в том числе теплая погода, благодаря которой отопи-



тельный сезон в Европе начался аномально поздно — 16 ноября.

При этом покупать газ в 2022 году европейским компаниям пришлось по рекордно высоким ценам, которые хоть и снизились относительно исторического максимума \$3,9 тыс. за 1 тыс. кубометров, достигнутого в марте 2022 года, все же оставались существенно выше многолетних среднегодовых значений. Ощутимо снижались они начали только к концу августа 2022 года и осенью колебались в диапазоне \$1–2 тыс. за 1 тыс. кубометров. С учетом таких цен, по расчетам Bloomberg, европейские страны потратили на заполнение газовых хранилищ из-за отказа от российского топлива почти \$105 млрд. К концу марта текущего года котировки снизились на фоне успешного прохождения Европой зимы, перейдя планку \$500 за 1 тыс. кубометров, но, по прогнозам экспертов, к осени, когда идет наиболее активная закачка в ПХГ, газ снова может дорожать. В целом по итогам прошлого года Евросоюз более чем втрое увеличил свои расходы на импорт газа по сравнению с предыдущим годом — почти до \$400 млрд, указывали в Международном энергетическом агентстве (МЭА). В целом, по данным организации, потребление природного газа в Европе в 2022 году снизилось на 13%, что стало самым сильным снижением спроса в регионе за всю историю.

Жидкая альтернатива

Успешно пройти текущий отопительный сезон Европе во многом помогла теплая зима, что и привело к заметному сокращению цен на рынке. Так, по данным Евростата, количество отопительных градусодней в последнем квартале прошлого года было ниже на 14%, чем в октябре—декабре 2021 года.

Другим ключевым инструментом Европы в рамках отказа от российского газа в прошедшем году стали поставки СПГ, отмечает консультант «Выгон Консалтинг» Иван Тимонин. По данным компании, регион нарастил импорт продукта почти на 50 млн тонн (68 млрд кубометров), увеличив его с 75 млн тонн (102 млрд кубометров) до порядка 121 млн тонн (165 млрд кубометров), то есть более чем на 60%. «Столь весомый рост закупок был обеспечен не столько благодаря расширению мировых про-

изводственных возможностей, сколько за счет переманивания объемов, изначально предназначенных для азиатских импортеров, щедрыми ценовыми премиями. Значительную роль в этом контексте при этом сыграло сокращение потребления СПГ в Китае более чем на 15 млн тонн (20 млрд кубометров) на фоне введения связанных с пандемией ограничений, в результате чего данные объемы стали доступны для Европы», — говорит эксперт.

Наибольший прирост объемов поставок был со стороны США. По данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США, в 2022 году ЕС был его главным импортером: на него пришлось 64% экспортных поставок страны. Ключевые объемы были направлены на четыре страны: Францию, Великобританию, Испанию и Нидерланды (в совокупности 74%). В целом экспорт американского СПГ в Европу в 2022 году подскочил в 2,5 раза, до 117,4 млн кубометров.

«Экспорт СПГ из США в Европу и Великобританию вырос как из-за проблем с поставками природного газа после того, как российский трубопроводный экспорт в регион снизился до 40-летнего минимума, так и из-за более высоких цен на европейских газовых хабах по сравнению с другими рынками СПГ», — пояснили в министерстве.

Отказываться от и так небольшого объема российского газа нынешней зимой Европе позволяли низкие спотовые цены, сделавшие невыгодными два из четырех оставшихся у «Газпрома» долгосрочных контрактов с европейскими потребителями. В таких контрактах формула цены обычно привязана к средней цене предыдущего месяца или квартала. На фоне этого в середине января поставки из России в ЕС через Украину снижались до исторических минимумов в 24,2 млн кубометров.

Но даже с учетом подобных перепадов, отмечает замглавы Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач, через Украину и по второстипой «Турецкого потока» в Европу было поставлено более 10 млрд кубометров газа из РФ с начала отопительного сезона. «Плюс газ в европейские ПХГ был в основном закачан, когда потоки российского газа еще были достаточно существенными», — напоминает он. Поми-

мо трубопроводных росли и поставки СПГ. По данным «Выгон Консалтинг», экспорт сжиженного природного газа в европейском направлении по итогам 2022 года вырос с 18 млрд до 21 млрд кубометров.

В целом, отмечает Иван Тимонин, «Газпром» в прошлом году направил в европейские страны дальнего зарубежья 85 млрд кубометров газа, что более чем в два раза меньше уровня 2021 года (175 млрд кубометров). Это стало минимальным объемом с начала 1990-х годов. Однако, говорит эксперт, благодаря существенному росту котировок сырья, а также увеличению прокачки по «Силе Сибири» в Китай экспортная выручка компании показала ошутимый рост — с \$55,6 млрд в 2021 году до порядка \$80 млрд, даже несмотря на столь радикальное сокращение поставок в Европу.

Туманные перспективы

Следующий год, по мнению экспертов и европейских властей, может быть не таким успешным с учетом, что с рынка ЕС уйдет порядка 120–140 млрд кубометров российского трубопроводного газа. И компенсировать этот объем мировой газовый сектор будет несколько лет из расчета ввода новых мощностей по производству СПГ в среднем в 20–30 млрд кубометров в год.

По мнению заведующего лабораторией Института народнохозяйственного прогнозирования РАН Валерия Семикашева, Европа смогла пережить отопительный сезон 2022–2023 годов в условиях сокращения поставок российского газа за счет снижения потребления сырья и утраты части своего промышленного потенциала: многие предприятия стали перебазируваться в другие регионы или же сократили выпуск продукции. По его мнению, в 2023 году ЕС может понести еще большие экономические потери, чем в прошлом году, с учетом роста спроса на газ в мире на 1,0–1,5% на фоне стагнации предложения. Эксперт напоминает, что в эксплуатацию будет введен минимальный объем мощностей по производству СПГ.

Аналогичного мнения придерживаются и Иван Тимонин. Он считает, что рынок сжиженного газа в 2023–2024 годах останется дефицитным, в связи с чем на горизонте ближайших двух лет при восстановлении спроса в Китае до нормальных значений Европе будет непросто сохранить объемы импорта СПГ на достигнутом в 2022 году уровне и для дальнейшего снижения импорта российского газа регион должен будет оперировать в первую очередь сокращением спроса. На фоне этого, отмечает он, объем российских поставок трубопроводного газа в Европу продолжит сокращаться, однако существенно меньшими темпами. По итогам 2023 года, считает эксперт, он может составить порядка 60 млрд кубометров. Для удовлетворения же потребностей в природном газе Европе придется продолжить конкурировать с азиатскими импортерами за доступные на рынке объемы СПГ, в связи с чем возможны и новые скачки котировок, отмечает он.

О предстоящих сложностях говорят и в самом Евросоюзе. Так, глава Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен оценивала возможный дефицит газа в 2023 году в 30 млрд кубометров. При этом МЭА в своих прогнозах на 2023 год исходит из того, что российские трубопроводные поставки газа в ЕС с начала 2023 года упадут до нуля. Если они останутся на текущем уровне, то РФ поставит в течение 2023 года порядка 25 млрд кубометров.

Эксперт Финансового университета при правительстве РФ Игорь Юшков уверен, что в отопительном сезоне 2022–2023 годов Европе просто повезло с теплой погодой, так как температура во многих странах за всю зиму не опускалась ниже ноля градусов. Это позволило экономить газ, сокращая спрос, а следовательно, и цену на него на мировом рынке. В свою очередь, замедленная динамика снижения стоимости сырья сдерживала восстановление объемов потребления, сохраняя запасы в ПХГ, говорит он.

Сейчас, по словам эксперта, когда цена опустилась ниже \$500 за 1 тыс. кубометров, на рынке наблюдается рост спроса и производства. Наиболее очевидно это в секторе азотных удобрений. К тому же, говорит господин Юшков, в 2022 году и начале 2023 года на мировом рынке на фоне ковидных ограничений в Китае и китайского Нового года в феврале для Европы фактически отсутствовала межрыночная конкуренция с Азией за доступные объемы газа. Но именно она станет основной проблемой для Брюсселя в отопительном сезоне 2023 года, считает он. Уже сейчас, отмечает эксперт, цены в Азии превышают европейские уровни, что будет привлекать туда СПГ. Но, по его мнению, пока у европейских компаний остается много газа в ПХГ, они предпочитают поднимать его оттуда, а не спорить за объемы на мировом рынке. Игорь Юшков отмечает, что основным риском для Европы может стать стечение негативных обстоятельств в случае, если там отложат закачку в ПХГ на лето, когда может набрать темпы экономического роста Китай, что повысит цены, а также повториться ситуация 2022 года с провалом выработки электроэнергии альтернативной генерацией, что вынудит ЕС снова перейти на газ и уголь. К тому же, напоминает эксперт, остается риск полного перекрытия поставок сырья из России через Украину, а также роста не только зимнего, но и летнего потребления в случае аномальной жары.

Алексей Гривач также считает, что во многом перспективы следующего отопительного сезона будут зависеть от погоды и ситуации на других рынках. «Сейчас в ПХГ Европы на 22 млрд кубометров газа больше, чем на момент начала закачки в прошлом году, хотя отбор еще продолжается. Это благоприятный фактор. Но снижение цен оживляет спрос в Азии, к тому же Китай снял многие ковидные ограничения, которые в прошлом году впервые за многие десятилетия привели к сокращению спроса на газ», — говорит он.

Ольга Матвеева

нефть и газ

Для Urals настала черная пятница

Введенные Западом санкции в отношении российской нефти и установленный потолок цен пока несущественно повлияли на производство и экспорт, зато ощутимо ударили по госбюджету. Для стабилизации ситуации правительство на четыре месяца добровольно снизило добычу на 500 тыс. баррелей в сутки, а также законодательно ограничило дисконт при расчете ключевых налогов. Но, считают эксперты, ожидать до конца года сильного изменения ценовой разницы между Urals и Brent не приходится.

— конъюнктура —

Дисконт на российскую нефть сорта Urals по сравнению с сортом Brent с середины января к концу марта упал на \$8 за баррель и продолжит снижаться. Об этом сообщил вице-премьер РФ Александр Новак, пояснив, что ключевыми факторами для укрепления такого тренда должны стать нормализация и стабилизации ситуации, налаживание логистических цепочек и транспортных поставок.

Разница в цене между российской и североамериканской эталонной маркой существовала всегда, но обычно ограничивалась несколькими долларами. Существенно увеличило разрыв введение санкций против сырья из РФ. Так, с 5 декабря 2022 года был установлен потолок для нефти Urals на уровне \$60 за баррель. То есть если цена в порту отгрузки превышает это значение, компании стран G7 и ЕС не имеют права предоставлять для операций с российской нефтью свои танкеры и другие услуги, в том числе страхование.

В итоге, по данным Центра развития энергетики, цена Urals в январе—феврале составляла около \$50 за баррель, а дисконт к Brent превышал \$30 за баррель. По оценкам Argus, он доходил до \$40 за баррель. Так мало российский бленд не стоил с 2017 года, когда средняя цена на него составляла \$53 за баррель. По расчету Запада, применение потолка вкупе с введением ЕС эмбарго на импорт нефти из РФ приведет к снижению объемов



экспорта российской нефти, а ограничения цены — к падению государственных доходов.

Бюджетный диссонанс

Эта цель была во многом достигнута из-за большой разницы между фактическими котировками и заложенным в федеральный бюджет прогнозом цены на нефть Urals в \$70,1 за баррель. Такого уровня стоимость сырья последний раз достигала в октябре—ноябре 2022-го. В итоге уже за первые два месяца года дефицит бюджета, по данным Минфина, составил 2,6 трлн руб. при годовом плане 2,9 трлн руб. Притом что в аналогичный период прошлого года бюджет был профицитным на 415 млрд руб. Доходы бюджета за два месяца 2023-го составили 3,2 трлн руб., что на 25% ниже объема поступления доходов за тот же период 2022 года.

Помимо этого государству пришлось корректировать налоговое законодательство из-за снижения репрезентативности котировок цен на Urals. В феврале правительство приняло закон, согласно которому с 1 апреля дисконт цены Urals к Brent в расчете налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налога на добавленный доход (НДД) и обрат-

ного акциза на нефть будет ограничиваться. Базой для расчета станет цена марки Urals в фактическом размере, которая при этом должна быть не ниже цены Brent, уменьшенной в период: в апреле — на \$34 за баррель, в мае — на \$31 за баррель, в июне — на \$28 за баррель, в июле — на \$25 за баррель. Фактический дисконт за период с середины февраля по середину марта чуть ниже заложенной в законе планки на апрель. Минфин ожидает, что принятые изменения в налоговое законодательство будут содействовать постепенному восстановлению налоговых поступлений от нефтяного сектора, особенно во втором полугодии текущего года.

Но ключевым механизмом балансировки бюджета эксперты называют ослабление курса рубля, который с конца февраля превышает 75 руб. за доллар. Если средняя цена Urals в марте—декабре составит \$60 за баррель, что будет соответствовать потолку цен и позволит российским нефтяным компаниям пользоваться западными танкерами и страховкой, то Минфину необходим средний курс рубля в 77 руб. за доллар в 2023 году, чтобы привести объем доходов от нефти (НДПИ, НДД и экспортной пошли-

ны) к заложенным в бюджете величинам, рассчитали в Центре развития энергетики.

Рост вопреки

В то же время на физическое производство и поставки нефти санкции оказали куда меньший эффект, так как России удалось перенаправить в другие страны весь выпавший в результате эмбарго ЕС экспортный объем. Как пояснил министр энергетики Николай Шульгинов на коллегии Минэнерго, Москва продолжает переориентацию потоков сырья в страны Азии, Африки, Латинской Америки и Ближнего Востока. Например, экспорт нефти в Индию в прошлом году вырос в 22 раза, сказал министр, не уточнив конкретных цифр. По данным Международного энергетического агентства, поставки туда в феврале достигли 1,7 млн баррелей в сутки по сравнению со средним показателем в прошлом году 0,9 млн баррелей в сутки и 0,1 млн баррелей в сутки в 2021-м. При этом в ЕС российской компании в феврале поставляли всего 0,6 млн баррелей в сутки.

Но это официальные цифры, а фактически нефтекомпании РФ находят способы обхода эмбарго ЕС. Речь идет о применении

схем смешивания своей нефти с сырьем из других стран для сокрытия происхождения товара. Еще одним способом доставки являются своповые схемы с компаниями из дружественных стран, благодаря которым дефакто российская нефть попадает в Европу. Подобные схемы позволяют европейским странам продолжать закупки российской по происхождению нефти, так как найти ей полноценную замену сложно. При этом удорожание логистики и расходы на смешивание нивелируются дисконтами на Urals. В перспективе, отмечают в правительстве, Россия намерена решить и логистические проблемы. В частности, страна продолжит формировать танкерный флот и будет работать над созданием новых систем страхования и перестрахования грузов, отмечал Александр Новак. А пока, чтобы пользоваться услугами европейских судовладельцев и страхователей в условиях потолка, зачастую используются недолговечные компании—прокладки.

Рост экспорта, поддержанного в том числе резким снижением экспортной пошлины на нефть до \$14 за тонну в марте (второе ниже декабряского значения), позволил российским нефтяникам в начале года восстановить и уровень добычи. Так, в феврале, по оценке Центра развития энергетики, производство нефти и газового конденсата в России составило 11,05 млн баррелей в сутки, достигнув досанкционного уровня февраля 2022 года. Но с марта нефтяникам пришлось снова снижать добычу на 500 тыс. баррелей в сутки по распоряжению государства. Такая добровольная мера призвана повысить котировки Urals. Одномомментным результатом стало сокращение дисконта на Urals к Brent примерно на \$4–5 за баррель после объявления о сокращении.

Поначалу ограничение было введено только на месяц, но в конце марта правительство продлило его действие до конца июня. Такой инструмент на мировом рынке уже был опробован другими странами. Например, им пользовалась Саудовская Аравия, которая сокращала добычу свыше квоты ОПЕК+ (последняя сделка по балансировке рынка предполагает общее снижение на 2 млн баррелей в сутки до конца года). Но, полагают эксперты, мера не будет в полной мере эффективной до тех пор, пока предложение на мировом рынке сильно превышает спрос. Восстановить баланс, считают на рынке, может существенное наращивание потребления в Китае, который постепенно выходит из ковидных ограничений.

Однако пока эксперты не ожидают заметного сокращения дисконта Urals по отношению к Brent. По расчетам аналитиков БКС «Мир инвестиций», разница между сортами может до конца года сократиться еще на \$2–3 за баррель на фоне плана РФ сдерживать нефтедобычу до июля и изменений в налогообложении.

Андрей Орехов

Нефтегазовый сектор остался без цифры

— технологии —

Цифровые технологии за последние десять лет стали залогом стабильной работы компаний в нефтегазовой отрасли и объектом для колоссальных инвестиций. Их внедрение в процессе добычи углеводородов помогло недропользователям тормозить рост себестоимости производства и повышать эффективность операционного управления в сложных условиях сегодняшнего рынка. Но и так запаздывающий процесс цифровизации российского нефтегазового сектора резко затормозился в 2022 году из-за массового ухода зарубежных компаний с рынка IT-услуг. Драйверами возобновления цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в России могут стать локализация инфраструктуры и переход на отечественные решения, но этот процесс займет не один год, считают эксперты.

Заразительный IT-пример

Себестоимость добычи нефти в РФ по итогам 2022 года выросла на 19% в сравнении с 2021-м, свидетельствуют данные Росстата. Производство дорожает уже не первый год в основном из-за того, что число крупных и высокорентабельных месторождений уменьшается, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти, требующих масштабных вложений, в структуре общероссийской добычи постоянно растет. Аналогичный процесс идет во всем мире, где компании выходят на новые, геологически сложные территории. Основным инструментом сдерживания затрат и снижения производственных рисков в этой ситуации стали цифровые технологии.

По данным исследования McKinsey, нефтекомпаниям, инвестировавшим в адаптацию и внедрение технологических инструментов индустрии 4.0, смогли увеличить выручку в среднем на 122%. Эффективность, полученная после интеграции цифровых технологий в производство нефтяных компаний (НК), может меняться в зависимости от выбранных технологий. Так, Shell и Total делают акцент на применении роботов в нефтедобыче, для этих же целей Chevron и Shell широко применяют дроны. Statoil в целях мониторинга производственной деятельности использует инструменты 3D-визуализации, Chevron для предотвращения протечек нефтепроводов применяет инструменты видеоаналитики. BP активно разрабатывает IT-проекты, основанные на применении промышленного интернета вещей, и испытывает их на морских нефтедобыва-

ющих платформах. Таким образом, спрос на IT-продукты для мирового рынка нефтедобычи продолжает активно расти.

Не обошел этот тренд и Россию. Первые проекты по внедрению цифровых решений в нефтегазовой отрасли были реализованы в 2008 году. Например, на Сальмской группе месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе (оператор — «Салым Петролеум», до марта текущего года СП «Газпром нефть» и Shell) фонд скважин был оборудован системами удаленного мониторинга и управления. Спустя десять лет в РФ насчитывалось уже около 40 реализованных проектов интеллектуальных месторождений, к текущему моменту их количество выросло еще на порядок. Но все же, отмечают эксперты, уровень цифровизации нефтегазовой отрасли РФ несколько отстает от мировой практики. «Тем не менее отечественные компании активно ведут работу по импортозамещению ПО, используемого при разработке трудноизвлекаемых запасов», — говорит директор практики «Разведка и добыча нефти и газа» компании «Выгон Консалтинг» Сергей Клубков. Речь идет о ПО для контроля роторно-управляемых систем при бурении горизонтальных скважин, собственных комплексов оборудования для технологии гидроразрыва пласта, а также об интеллектуальных системах закачивания скважин и других технологиях добычи на поздних стадиях разработки. По его словам, наиболее активны в этом направлении «Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Газпром нефть». Эксперты «Выгон Консалтинг» подчитали, что при соблюдении заявленных компаниями сроков реализации проектов цифровизации годовой эффект в отрасли уже в 2025 году может составить около 50–60 млрд руб. за счет сокращения производственных затрат в среднем на 10–15% и снижения затрат на приобретение зарубежного ПО.

Цифровые технологии всегда рассматривались нефтяными компаниями прежде всего с точки зрения экономического эффекта и оптимизации процессов, убежден директор по развитию бизнеса в нефтегазовой и химической промышленности «K2Tech» Игорь Зельдец. Из приведенного им анализа мирового опыта следует, что внедрение на нефтяных промыслах информационных технологий приводит к увеличению проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) на 10–20%, скорость принятия управленческих решений возрастает на 20–40%, эксплуатационные затраты снижаются на 30–50%, тогда как прибыль увеличивается от 10% до 35%. «Каждая компания в отрасли реализует собственные проекты по цифровизации,

которые способствуют достижению максимальных бизнес-эффектов», — продолжает эксперт. Например, после запуска программы «Цифровое месторождение» на Илишевском месторождении «Роснефть» зафиксировала сокращение времени простоя скважин на 56%, благодаря чему удалось на 63% сократить потери нефти, на 53% — логистические затраты при управлении скважинами. Крупнейший российский производитель нефтехимии СИБУР также оценил эффект от цифровизации бизнес-процессов в области продаж, производства продукции, обслуживания и ремонта техники, повышения производительности оборудования и закупок — он составил порядка 10–11 млрд руб.

Оценки со стороны российских властей также звучали весьма оптимистично. Как заявлял в одном из своих выступлений заместитель главы Минэнерго РФ Павел Сорокин, суммарный экономический эффект от внедрения в нефтегазовой сфере цифровых технологий, в том числе искусственного интеллекта, в период с 2025 по 2040 год составит для отрасли 2,95 трлн руб., а накопленный прирост налогов в госбюджет за тот же период достигнет 2,45 трлн руб.

Вынужденная миграция

Но в 2022 году российским компаниям и властям пришлось вносить существенные корректировки в планы цифровой трансформации нефтегазовой сферы, так как зарубежные IT-компании стали массово покидать Россию. А на них, по оценкам экспертов, в последние несколько лет приходилось 75% российского IT-рынка. Используемые сегодня в России офисные программы на 97% являются разработками иностранных компаний. «Отдельно можно отметить засилье зарубежного ПО, достигающего доли 90% в таких направлениях, как геологическое и геомеханическое моделирование, интегрированное моделирование разработки месторождений, моделирование технологических процессов подготовки и переработки углеводородов, и прочих», — добавляет Сергей Клубков.

Практически все российские нефтяные компании пользовались не только зарубежным софтом, но и сервисом, который предоставляли вендоры, подтверждают эксперты IT-отрасли. «В настоящее время в нефтегазовой сфере существует зависимость не только от иностранного ПО, но и от поставок аппаратной части и электронных компонентов, ведь российские решения работают на составных частях электронных схем зарубежных производителей», — говорит руководитель направления «Инфраструктурные решения» КРОК Александр Сысоев. — То же са-

мое относится и к многочисленным системам автоматизации. Особенно остро стоит вопрос в высокопроизводительных аппаратных решениях для расчетных вычислений и моделирования. Этот сегмент сейчас на российском рынке особенно сильно снизил предложение».

Как рассказывают участники рынка информационных технологий, в некоторых случаях срочный уход западных вендоров мог обернуться для российской компании буквально приостановкой производственной деятельности — например, когда речь шла об отключении НК от облака и корпоративных IT-сервисов в очень короткий период. Помимо этого в части бесперебойности процессов, работающих на западных решениях, из-за ухода с рынка компаний-поставщиков выросла угроза отключения программного обеспечения, оборудования и приостановления техподдержки. Кроме того, без поддержки производителей начинается деградация информационных систем, без обновлений невозможно развивать текущую IT-архитектуру. К тому же она стала уязвимой к взломам, что очень важно для объектов критической инфраструктуры (КИИ). В этой ситуации наиболее логичным выходом, а в некоторых случаях — единственным для нефтегазовых предприятий, был переход на отечественные информационные решения и локализацию цифровой инфраструктуры в РФ.

Погоня за непрерывностью

С учетом этого сейчас вопрос сохранения непрерывности производственных и бизнес-процессов стоит особенно остро. Но процесс импортозамещения также сопровождается определенными рисками. Например, как объясняет Игорь Зельдец, существует вероятность несовместимости альтернативного ПО и оборудования с тем софтом, который применялся на предприятии ранее. Кроме того, после миграции пользователи вынуждены менять свои привычки и учиться заново работать с новыми интерфейсами, что влияет на скорость и эффективность работы сотрудников. «Если мы говорим о замещении решений, связанных с критичными для бизнеса данными, то риски еще больше возрастают», — считает он. — В первую очередь речь идет о потенциальной потере данных финансовых, производственных. Также существуют риски ухудшения производительности (скорости обработки данных), уменьшения функционала и так далее. Более того, замена таких систем очень трудозатратна: тот же перенос баз данных является очень масштабным проектом и может занять не один год».

Поэтому и проблема обеспечения непрерывности производства будет оставаться актуальной еще не один год. «Один из факторов, которые повышают риск стабильного функционирования нефтяного предприятия, связан с использованием разного рода иностранных компонентов в цифровых продуктах», — говорит партнер департамента управленческого консультирования компании «Деловые решения и технологии» Сергей Кудряшов. Он отмечает, что по довольно большому количеству номенклатуры, применяемой в цифровых технологиях, сегодня есть сложности. Они связаны с их дефицитом или переходом на различные аналоги. И непонятно, как эти аналоги будут себя вести до тех пор, пока вопрос импортозамещения не будет решен. Поэтому в течение трех-четырёх лет можно допустить достаточно высокую вероятность труднопрогнозируемых отказов, ремонтов и задержек в поставках необходимых комплектующих.

Тем не менее эксперты полагают, что уход западных компаний с нефтегазового рынка нефтяники смогут пережить благодаря российским альтернативам. «Смогут, вариантов тут нет», — согласен Сергей Клубков. — Основная задача — создать конкурентную среду среди IT-компаний. Например, «Роснефть» активно переходит на собственное ПО, и, по ее данным, доля такого ПО в разведке и добыче уже составляет около 75%, а по отдельным направлениям, таким как гидродинамическое моделирование, проектирование ГПП, геонавигация, этот показатель уже достиг 100%. Компания «Газпром нефть» также заявляет амбициозные цели по цифровизации своего бизнеса».

Представители российской IT-отрасли также убеждены в том, что имеющегося у них технологического потенциала сегодня достаточно для того, чтобы со временем заменить западные разработки в нефтегазовой отрасли. «Однако успех этого начинания сильно зависит от консолидации инвестиций и ресурсов как со стороны государства, так и со стороны корпораций ТЭКа», — полагает Александр Сысоев. Но, говорит он, нужны годы на создание экосистемы зрелых продуктов для промышленности. Трудно рассчитывать, что за год-два удастся сделать то, над чем мировые разработчики трудились десятилетиями, вкладываясь в НИОКР и реализацию множества проектов. Но тот факт, что уже сейчас предприятия нефтегазового сектора активно инвестируют в цифровизацию производства и закупку российского ПО, говорит о перспективных возможностях технологического развития отрасли, считает эксперт.

Дарья Бошель

нефть и газ

Перспективы 50+

Открытая в начале 2000-х новая нефтегазовая провинция на севере Каспийского моря уже стала одним из ключевых регионов российской добычи. Накопленная добыча на двух флагманских проектах ЛУКОЙЛа — имени Владимира Филановского и Юрия Корчагина — превысила 50 млн тонн нефти.

— добыча —

Внушительный производственный юбилей достигнут всего за 13 лет после запуска первого проекта. А в целом ЛУКОЙЛ открыл в Каспийской акватории России 11 месторождений с суммарными начальными извлекаемыми запасами около 1 млрд тонн условного топлива (т.у.т.), или 7 млрд баррелей нефтяного эквивалента.

Флагманский проект
Освоение российской части Северного Каспия ЛУКОЙЛ ведет с 1995 года. Тогда, в далекие 1990-е, никто не верил в перспективность этого региона. У всех на слуху были уникальные месторождения Азербайджана, Казахстана, Туркменистана. ЛУКОЙЛ стал первым, кого заинтересовала российская акватория Каспийского моря. С 1996 по 2006 год компания инвестировала более \$400 млн в геологоразведку. Так случилось открытие новой нефтегазовой провинции — флагманского проекта ЛУКОЙЛа. Сегодня в регионе разрабатываются несколько месторождений. Имени Юрия Корчагина — было открыто в 2000 году и запущено в 2010 году. В 2016 году компания ввела в эксплуатацию месторождение имени Владимира Филановского (открыто в 2005 году). Их суммарные начальные извлекаемые запасы углеводородов оцениваются в 225 млн т.у.т., в том числе 156 млн тонн жидких углеводородов. В год на дейст-



ствующих Каспийских активах добывается более 7 млн тонн нефти, и этот показатель будет расти за счет ввода новых месторождений. В 2023 году планируется к запуску месторождение имени Валерия Грайфера (начальные извлекаемые запасы углеводородов — 76 млн т.у.т., в том числе жидких углеводородов 40 млн тонн) с проектным уровнем добычи нефти более 1 млн тонн ежегодно. В более отдаленной перспективе ЛУКОЙЛ планирует начать добычу газа в объеме 4 млрд м3 в год на месторождении имени Юрия Кувыкина с извлекаемыми запасами 160 млрд м3. В целом концепция освоения Каспийских месторождений до 2030 года предусматривает строительство 19 платформ, одного морского

перегрузочного комплекса и более 1 тыс. км трубопроводов, большая часть из которых — подводные. **Постоянное развитие** Несмотря на уже имеющиеся значительные запасы углеводородов, ЛУКОЙЛ активно продолжает геологоразведочные работы для наращивания сырьевой базы в российском секторе Каспийского моря. В 2022 году в Средней части акватории Каспийского моря было открыто два крупных месторождения — газоконденсатное Хазри, а также нефтегазоконденсатное, названное в честь одного из основателей ЛУКОЙЛа — Равиля Маганова. С декабря 2022 года по месторождению имени Равиля Маганова проводятся работы по определению наиболее эффективных методов освоения. В

2024 году планируется приступить к разработке проектной документации с последующим согласованием ее в государственных органах. Уже в ближайшее время будет дан старт проведению комплексных морских инженерных изысканий на участке недр «Центрально-Каспийский». На основе полученных данных ЛУКОЙЛ примет решение о целесообразности разработки проектных решений и размещении объектов обустройства месторождения. **Принципиальный подход** Активное развитие нефтегазовых проектов в регионе с уникальной биосферой требует от ЛУКОЙЛа постоянной работы над повышением экологической безопасности. На всех объектах в Северном Каспии компания использует технологию

«нулевого сброса», предполагающую вывоз всех промышленных и бытовых отходов на берег для безопасной утилизации. Этот экологический принцип соблюдается с самых первых этапов работы, как при разведочном и эксплуатационном бурении, так и на стадии промышленной добычи углеводородов. Стандарты ЛУКОЙЛа по организации соблюдения принципа «нулевого сброса» на морских проектах взяты за основу рекомендаций Хельсинкской комиссии для стран, ведущих деятельность в Балтийском море. Для сохранения и приумножения водных биоресурсов ЛУКОЙЛ ежегодно осуществляет компенсационные мероприятия — выпуск молоди особо ценных видов рыб, в частности осетровых, в реки Каспийского бассейна, а также много

лет поддерживает областные программы по их воспроизводству. Компания проводит широкомасштабные экологические исследования, в том числе спутниковый мониторинг состояния вод акватории. Ежегодно на Каспии проходят учения, которые позволяют отрабатывать навыки предотвращения и ликвидации аварийных разливов нефти. Круглосуточное дежурство возле платформ несут спасательные суда. Также в Астраханской области организован первый в ЛУКОЙЛе мобильный пункт по спасению и реабилитации животных, которые могут пострадать в случае чрезвычайных ситуаций. С 2015 по 2022 год затраты на промышленную и экологическую безопасность в Каспийском регионе составили более 19 млрд руб.

Ирина Салова

НАДЕЖНОЕ ПАРТНЕРСТВО

В течение более 20 лет реализуется соглашение о социально-экономическом партнерстве между ЛУКОЙЛом и правительством Астраханской области. В числе ключевых направлений взаимодействия — освоение минерально-сырьевой базы углеводородного сырья, сотрудничество в части экологической безопасности, научно-технического обеспечения и разработки новых технологий. Особое внимание уделяется социальному развитию Астраханской области. Среди крупнейших реализованных проектов — возведение триумфальной арки и оснащение филармонии в г. Астрахани, строительство храма и комплексная реконструкция центра культуры и досуга в п. Лиман, благоустройство набережной в г. Харабали, ремонт школ и городских территорий, оборудование базовой кафедры ЛУКОЙЛа «Морские нефтегазовые технологии» в Астраханском государственном техническом университете.



нефть и газ



Демонстрация возможностей

Международная выставка «Нефтегаз-2023», входящая в десятку крупнейших нефтегазовых смотров мира, пройдет с 24 по 27 апреля в ЦВК «Экспоцентр». По традиции параллельно там состоится и Национальный нефтегазовый форум. В эти дни на площадке соберутся более 20 тыс. российских и зарубежных представителей отрасли, пройдут презентации новейших технологий и образцов оборудования, разработанного для этого энергетического сектора, производители встретятся с потребителями, будут заключены важные партнерские соглашения, а также пройдут значимые деловые мероприятия.

— выставка —

Впервые выставка «Нефтегаз» состоялась в 1978 году еще в СССР, и в нынешнем году бренд отмечает 45-летний юбилей. В современной России смотр пройдет в 22-й раз, и по традиции это значимое для нефтегазовой отрасли мероприятие организует АО «Экспоцентр» при поддержке Министерства

энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ. Из года в год выставка «Нефтегаз» демонстрирует стабильно успешную посещаемость: в 2022 году, даже несмотря на то что мероприятие проходило в сложных геополитических и экономических условиях, на площадке Экспоцентра удалось собрать 351 компанию из 39 регионов России и 15 стран мира, включая бренды из Израиля, ОАЭ и Польши. Тогда за четыре дня выставку посетили более 15 тыс. специалистов отрасли, из которых свыше 7 тыс. — руководители и топ-менеджеры предприятий — ключевые персоны нефтегазовой отрасли, принимающие решения о закупках и выборе поставщиков.

При этом «Нефтегаз» постоянно обновляется — так, в 2022 году 36% посетителей были на выставке впервые. «Мы удивлены количеством участников и количеством людей, которые задеиствованы в данный момент в развитии нефтегазовой отрасли. Сейчас импортозамещение ставится во главу угла, и важно обмениваться идеями, создавать партнерство, технологические площадки. Делать это можно на таких мероприятиях, как эта выставка в Экспоцентре. Наша благодарность коллегам-организаторам не только за возможность продемонстрировать оборудование, которое мы производим, но и за организацию дискуссии, встреч и подписание контрактов», — заявил в ходе выставки «Нефтегаз-2022» генеральный директор — председатель правления АО «Росгеология» Сергей Горьков.

В текущем году «Нефтегаз-2023» обещает быть еще более масштабным и статусным: спонсорами мероприятия выступила 21 компания, а о желании принять в нем участие заявили многие производители и поставщики из России, Италии, Казахстана, Китая, Республики Беларусь, Республики Корея, Турции, Индии, Ирана и Узбекистана. Большинство зарубежных компаний по-прежнему заинтересованы в работе на российском рынке и готовы заключать новые перспективные проекты, а также занять важную часть в экспозиции выставки.

На площади 50 тыс. кв. м в нынешнем году будет представлено более 700 экспонентов из десяти стран мира.

Выставка «Нефтегаз» всегда находится в фокусе внимания государства: на мероприятие каждый год приезжают представители министерств и ведомств, правительства России, администрации президента РФ, Государственной думы, Торгово-промышленной палаты России и отраслевых союзов. «Национальный нефтегазовый форум и выставка „Нефтегаз-2022“, объединяя на одной дискуссионной площадке представителей отраслевых министерств и ведомств, топ-менеджеров ведущих компаний, авторитетных отраслевых экспертов, дают уникальную возможность для обмена опытом, мнениями по актуальным вопросам развития топливно-энергетического комплекса России», — заявил в прошлом году министр энергетики Российской Федерации Николай Шульгинов, приветствуя участников смотра «Нефтегаз-2022». Он также отметил, что «ежегодно выставка и форум представляют собой уникальную выставочно-презентационную площадку, где демонстрируются последние разработки и достижения российских и зарубежных компаний в нефтяной и газовой отраслях». «Представленные на выставке новейшие технологии и оборудование позволяют реализовать перспективные российские нефтегазовые проек-



Александр Жданов

ты, что, в свою очередь, приведет к повышению конкурентоспособности нефтегазового сектора России», — заключил господин Шульгинов.

В свою очередь, министр промышленности и торговли Российской Федерации Денис Мантуров отметил, что нефтегазовая отрасль была и остается одним из наиболее значимых секторов экономики.

«Сегодня необходимость адаптации к меняющимся экономическим условиям ставит новые вызовы и непростые задачи перед производителями нефтегазового оборудования. Именно поэтому наша страна уделяет огромное внимание эффективности работы машиностроительных предприятий, внедрению инновационных методов производства современной продукции и наращиванию научно-технического потенциала. Выставка «Нефтегаз», которая за долгие годы своего существования стала одной из основных площадок демонстрации новейших достижений нефтегазового комплекса, является важным отраслевым мероприятием для развития кооперационных связей машиностроительных предприятий, поиска новых заказчиков и расширения географии поставок

производимой продукции», — заключил господин Мантуров.

В 2023 году на выставке вновь большое внимание будет уделяться современным российским материалам и технологиям, предназначенным для импортозамещения в отрасли. Также в экспозиции будет представлено оборудование для буровых работ и строительства скважин, техника для охраны труда и промышленной безопасности, станки и инструменты для металлообработки, арматура, продукция для нефтехимии, взрывозащищенное оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, отечественное программное обеспечение и многое другое.

Стать участником выставки «Нефтегаз-2023», забронировать стенд или получить билет посетителя можно на сайте мероприятия <https://www.neftgaz-expo.ru>.

Деловой блок

Для гостей выставки ее организаторы подготовили насыщенную деловую программу «Нефтегаз.LIVE», которая будет проходить в течение всех четырех дней мероприятия. Программная сетка включает специальные сессии, конференции и корпора-

тивные презентации по самым различным темам: от перспектив робототехники в нефтегазовой отрасли и ТЭКе и возможностей малого и среднего предпринимательства в закупках нефтегазовых компаний до технологического развития в условиях санкционных ограничений и перспектив молодежи в этой сфере.

Главным событием деловой программы выставки «Нефтегаз» на протяжении семи лет является Национальный нефтегазовый форум, который в текущем году пройдет с 25 по 27 апреля. Программа форума будет разделена на три тематических блока, в рамках которых пройдет обсуждение широкого круга актуальных вопросов, стоящих сегодня перед нефтегазовой отраслью. 25 апреля пройдут сессии, объединенные общей темой «Стратегия развития, экономика отрасли и международное сотрудничество». 26 апреля, в день отраслевых технологий, пройдет ряд сессий на тему «Научно-технологическое развитие, импортозамещение и трансфер инноваций», а 27 апреля участников ждет обсуждение климатической повестки, экологии и ресурсосбережения на Евразийском климатическом конгрессе.

Сергей Петров

Дизель дальнего плавания

— конъюнктура —

Европейские санкции, установившие ограничения на поставки морем в Евросоюз российских нефтепродуктов, не смогли оказать существенное влияние на объемы их экспорта. За время, прошедшее с момента введения эмбарго, России удалось перенаправить потоки топлива на африканский, азиатский и восточный рынки. Но для вытеснения традиционных поставщиков на новых для себя рынках России придется применять уже проверенный механизм — ценовые уступки. Из всей линейки нефтепродуктов труднее всего России будет поддерживать экспортные объемы дизельного топлива, самого востребованного на европейском рынке продукта. Пока миллионы баррелей дизеля затоварены в танкеры, которые простаивают у берегов разных стран.

Принуждение к уступкам

Экспорт дизтоплива из российских портов в направлении Турции, Бразилии и стран Африки в марте увеличился до рекордных уровней, сообщило Refinitiv Eikon со ссылкой на трейдеров. Так, по данным агентства, отгрузки дизтоплива из балтийских и черноморских портов РФ в направлении Турции к концу марта превысили 1,2 млн тонн против 0,8 млн тонн месяцем ранее. Еще как минимум 0,3 млн тонн было отгружено в Бразилию (рост на 46%). Другими крупными потребителями стали африканские страны: Ливия (около 200 тыс. тонн), Алжир (165 тыс. тонн) и Тунис (100 тыс. тонн). Помимо этого около 200 тыс. тонн российского дизеля ушло на крупный торговый хаб в Объединенных Арабских Эмиратах. Не менее 450 тыс. тонн дизтоплива было направлено в Саудовскую Аравию.

Искать новые пути поставок России пришлось на фоне введенного 5 февраля странами «большой семерки», ЕС и Австралией ценового потолка для российских нефтепродуктов, перевозимых морским путем. В частности, для нефтепродуктов, которые торгуются с премией к нефти (бензинов и бензиновых смесей, газойлей, дизельного топлива

и авиационного керосина), потолок цен составит \$100 за баррель, а для тех, что торгуются с дисконтом (нафты, различных мазутов и масел, а также отработанных нефтепродуктов), — \$45 за баррель. Эта мера призвана сократить доходы России, которая традиционно являлась одним из крупнейших мировых поставщиков сырья и топлива, от продажи энергоресурсов.

В целом на Россию в 2022 году приходилось 9,3% глобальных объемов грузоперевозок нефтепродуктов, что примерно на 0,5 процентного пункта превышает ее долю на рынке сырой нефти. Поэтому, как считают в ЕС, последствия санкций для экономики России должны быть довольно ощутимыми.

Схема работы нефтепродуктовых санкций заключается в том, что любой покупатель, который готов переплатить за российские нефтепродукты, не сможет получить страховку и финансирование от ключевых стран-участниц. Это существенный фактор, учитывая, что более 95% мировых океанских танкеров застрахованы через Лондон. То есть даже если покупатель в Африке и других странах захотят покупать российское дизельное топливо по цене выше предельной, основная часть мировых танкеров не сможет его отгружать.

Смена курсов

Но к концу второго месяца действия эмбарго стало очевидно, что на сегодняшний день полностью заменить российские объемы на мировом рынке невозможно. Например, три новых крупных нефтеперерабатывающих завода в Саудовской Аравии, Кувейте и Омане, которые могли бы помочь Европе заменить 600 тыс. баррелей российского дизельного топлива в день, столкнулись с многочисленными задержками. С учетом этого, по мнению аналитика по сырьевым товарам в Лондоне из Renaissance Energy Advisors Ахмеда Мехди, европейские потребители вряд ли получат дополнительные объемы нефтепродуктов до конца текущего года.

При этом повлияли санкции на снабжение сырьем и топливом и самих стран, принявших санкции против России: изменение экспортных потоков вынудило их закупать

топливо у поставщиков из Азии, в первую очередь из Китая и Индии, а также Ближнего Востока. В результате логистика сильно удлинилась. Если транспортировка нефтепродуктов из России в Северо-Западную Европу обычно занимала около недели, то грузы с Востока будут идти в семь-восемь раз дольше и стоить доставка будет значительно дороже.

Тем не менее, как считает аналитик ФГ «Финам» Александр Потавин, дефицит топлива странам ЕС из-за эмбарго российских поставок особо не грозит. «Если до введения санкций в отношении импорта нефтепродуктов из России морским путем поставки дизельного топлива из РФ в Северо-Западную Европу составляли 53% общего объема импорта, то в феврале 2023 года российская доля упала до 2%, и теперь европейские страны импортируют дизельное топливо из Саудовской Аравии, Индии, Китая и Южной Кореи», — говорит он. В то же время поставки российских нефтепродуктов в страны Ближнего Востока за тот же период выросли с 281 тыс. барр./сутки до 314 тыс. барр./сутки. В итоге доля Ближнего Востока в российском экспорте нефтепродуктов в феврале достигла 15%. То есть как минимум часть экспортруемых нефтепродуктов в дальнейшем подвергается реэкспорту. При такой реэкспортной схеме с Ближнего Востока европейские потребители вполне комфортно могут пережить время, которое потребуется арабским переработчикам для вывода своих производственных мощностей на запланированный уровень.

О том, что дефицита как такового на глобальном рынке нефтепродуктов не будет, говорят и ведущий нефтяной аналитик Kpler Виктор Катона. Однако, по его словам, в отношении дизеля есть опасения, что может повториться ситуация 2022 года. «ЕС не нужен российский бензин — Европа производит даже больше бензина, чем необходимо. Нафта или мазут тоже не вопрос, однако найти новых поставщиков дизеля будет непросто», — говорит он. — Дело даже не в том, что их нет, а скорее в том, чтобы качество поставляемого дизеля соответствовало требуемым ЕС параметрам. Особенно это

касается зимнего дизеля, где у ряда стран Ближнего Востока могут возникнуть проблемы с точкой помутнения (cloud point).

Дисконтные перспективы

В свою очередь, российские экспортеры нефтепродуктов пока фактически не пострадали от западного эмбарго, но также столкнулись с усложнением и удорожанием логистики. Как указывает Александр Потавин, поставки за рубеж топлива начались достаточно быстро восстанавливаться после резкого падения в феврале, когда вступило в силу эмбарго ЕС. «Российские компании и многие импортеры стремились максимально нарастить поставки нефтепродуктов непосредственно перед эмбарго», — поясняет он. В результате, по его словам, в конце января — начале февраля текущего года экспорт российских нефтепродуктов достигал 2,7–3,0 млн барр./сутки. Затем в первую неделю после начала введения эмбарго он резко сократился до 1,7 млн барр./сутки, но к концу февраля восстановился до 2,3–2,4 млн барр./сутки, то есть почти до уровня первой половины января.

Такая динамика во многом связана с тем, что пока России удается выходить на нетрадиционные для себя рынки сбыта топлива и перенаправлять туда экспортные потоки с европейского направления. Правда, за вход российских поставщикам придется заплатить. «По сути, эмбарго не может вывести Россию из мирового рынка нефтепродуктов, но выводит ее из традиционного географического близкого рынка. Российские нефтепродукты теперь отгружаются на более дальние расстояния, теряя в цене, — уверена партнер по аудиту и консалтингу Группы «Деловой профиль» Дарья Перковская. — Российским компаниям, чтобы проникнуть на новый рынок, снова придется вытеснять традиционных поставщиков при помощи ценовых уступок. Поэтому для стабилизации сбыта потребуются время, а вернуться к досанкционным уровням поставок производители смогут уже в 2024 году».

По мнению экспертов, наиболее благоприятные перспективы для сохранения объемов поставок — у дизельного топлива из РФ, око-

ло половины которого идет на экспорт и пользуется высоким спросом. В то же время сложнее всего новые санкции переживают производители темных нефтепродуктов, поставлявшихся преимущественно в Европу, которая теперь от них отказывается, несмотря на тяжелый энергетический кризис, поясняет Дарья Перковская. При этом перерабатывающие мощности, позволяющие использовать темные нефтепродукты в качестве сырья при изготовлении светлых, есть в Китае и Индии, но на этих маршрутах возникает вопрос цены, говорит она. Так что, по мнению эксперта, российским производителям придется либо предлагать темные нефтепродукты по ценам едва выше себестоимости, либо сокращать их выпуск, ориентируясь в поставках преимущественно на внутренний рынок.

С тем, что мазут и подобные продукты могут стать проблемой для российских поставщиков, согласен Виктор Катон. «Для НПЗ России с относительно небольшой глубиной переработки поддерживать 1 млн баррелей в сутки мазутного экспорта в Азию является непростой задачей», — поясняет он. По его мнению, в данной ситуации России придется полагаться на топочный сектор в странах Азии. Эксперт напоминает, что в целом спрос на этом рынке составляет около 5 млн баррелей в сутки, из которых 1 млн баррелей приходится на Сингапур.

Круиз в один конец

Туда же России приходится перенаправлять и дизельное топливо. По подсчетам Дарьи Перковской, морской экспорт российских нефтепродуктов в Европу в феврале сократился почти в четыре раза, в то же время объемы танкерных перевозок в страны АТР выросли почти в 2,5 раза. Более 30% морского экспорта российских топлив пришлось на страны Ближнего Востока и Африку.

«Азия является очевидным рынком для России. Туда уже идут 69% нафты и 74% мазута, но вряд ли в плане дизеля и бензина будет такая же концентрация. Бензин активно направляется в Африку (половина из 200 тыс. баррелей в сутки), дизель поделен между Турцией, которая никогда в истории не покупала так

много, как сейчас, Африкой и Азией», — считает Виктор Катона.

При этом есть и другая версия ситуации вокруг российского дизельного топлива. По данным агентства Bloomberg, на данный момент миллионы баррелей дизеля из РФ временно хранятся на нефтяных танкерах, которые простаивают у берегов Европы, Африки, Латинской Америки, Марокко, Греции и Турции. Директор по исследованиям краткосрочной нефти в Wood Mackenzie Ltd Марк Уильямс отмечает, что российские трейдеры продолжают экспортировать дизель, даже не имея для него конечной точки разгрузки. По данным компании Kpler, на сегодня в плавучих хранилищах накоплено рекордное количество дизтоплива из России за период с начала сбора данных в 2016 году. Эксперты рынка не исключают, что часть его российские поставщики перевозят с использованием так называемого серого танкерного флота, который не зависит от западных страховых сервисов. В подобных случаях поставщики рассчитывают на перевалку с танкера на другое судно, что затрудняет отслеживание конечного пункта назначения.

Несмотря на то что российским нефтяникам сегодня удается поддерживать экспортные объемы своей нефтепродукции на достаточно высоком уровне, аналитики Международного энергетического агентства (МЭА) утверждают, что из-за соблюдения западными покупателями санкций против российских нефтепродуктов в феврале доходы России от экспорта нефти упали до самого низкого уровня более чем за год. По данным МЭА, приток денег в страну от международных продаж нефти в прошлом месяце упал до \$11,6 млрд, что более чем на 40% меньше, чем годом ранее. Экспорт сырой нефти и нефтепродуктов в феврале составил в среднем 7,5 млн баррелей в день, что является самым низким, по оценке агентства, показателем с сентября 2022 года.

Поэтому, судя по всему, Минфину РФ придется искать способы компенсации выпадающих с учетом неизбежного дисконта бюджетных доходов от продажи нефти и нефтепродуктов, отмечают эксперты.

Константин Анохин

нефть и газ

«Риски полного прекращения поставок вынудили крупных потребителей арматуры искать альтернативу»

Несмотря на сложную экономическую конъюнктуру, рынок арматуры, в том числе для нефтегазовой отрасли, продолжает активно расти. Основной причиной динамики является расширение для российских поставщиков внутреннего рынка после ухода с него западных компаний. О том, какие запросы стоят перед поставщиками арматуры, какой доработки требует их продукция и что будет с рынком в 2023 году, „Ъ“ рассказал гендиректор АО «Пензтяжпромарматура» **Александр Чернышев.**

— конъюнктура —

— С какими результатами компания закончила 2022 год и какой динамики вы ожидаете в 2023-м?

— Прошлый год можно назвать для нас успешным. Компания показала рост по выручке к 2021 году 22%, до 7,5 млрд руб. В 2023-м мы ожидаем, что такая динамика сохранится, и планируем увеличение объема выручки на 25%. Если говорить о загрузке мощностей предприятия, то в настоящий момент у нас уже законтрактовано 85% от плана на первое полугодие 2023-го.

— Изменился ли рынок за прошлый год? Как вы оцениваете текущее состояние рынка?

— Общее снижение рынка в 2022 году по сравнению с 2021-м ориентировочно составило 15%. Тем не менее это падение сильно не отразилось на российских производителях, поскольку они смогли нарастить свою долю за счет замещения ушедших с рынка компаний из США и Евросоюза.

Последние несколько лет на рынке арматуростроения сохранялась ситуация, когда доля всех российских производителей колебалась в районе 40–45% от общего объема закупок. Около 20% принадлежало производителям из Китая, а остальную долю занимали западные иностранные производители, в основном это Германия, Италия и США. Причем им принадлежала доля наиболее интересной высокотехнологичной продукции, которая в основном поставлялась на технологические линии новых строящихся проектов. В прошлом году с введением санкций ситуация изменилась. Несмотря на то что фактически осталась возможность закупки иностранной арматуры за счет параллельного импорта или закупки через третьи страны, санкции привели к росту и ее стоимости, и сроков поставки. Плюс высокие риски полного прекращения поставок вынудили крупных потребителей арматуры искать альтернативу. В итоге приблизительно половина доли рынка, которую занимали компании из США и Евросоюза, распределилась между российскими и китайскими производителями. Это дало возможность отечественным компаниям сохранить свой объем производства.

Новых сильных игроков в 2022 году на рынке не появилось, поскольку вхождение на рынок арматуростроения требует довольно существенных и финансовых, и временных затрат. Скорее можно говорить о перераспределении долей среди уже существующих производителей.

— Поменялся ли портфель ваших заказов?

— Действующий номенклатурный портфель позволил нам в этом году нарастить объем заказов. Помимо роста объемов мы также явно видим тенденцию изменения характера запросов в сторону более технологичной арматуры. Да, это вызвано ситуацией с санкциями, но она лишь ускорила наш план по переходу в сегмент высокотехнологичной продукции. Мы последовательно реализуем принятую в 2019-м техническую политику, которая направлена на развитие номенклатурных групп, являющихся полноценными аналогами иностранного оборудования. На сегодняшний момент у нас около 12% от общего объема выпуска приходится на долю новой техники. И мы ожидаем, что к 2025 году или даже раньше мы сможем увеличить эти объемы до 30%.

Достичь такого показателя мы планируем путем выхода в сегмент переработки нефти и газа и в сегмент химии. Это те ниши, куда мы давно стремились и хотели попасть, но они были для нас закрыты, поскольку основными лицензиарами в нефтепереработке выступали европейские компании. Сейчас ситуация изменилась, и у нас совместно с российскими проектными институтами и напрямую с заказчиками есть несколько крупных проектов реинжиниринга, в том числе выпуска собственных изделий для нефтепереработки.

— Насколько сильное снижение строительства в нефтегазовой отрасли вы ожидаете?

— Если в целом говорить о строительстве объектов в нефтегазовой отрасли, то, да, отчасти мы ожидаем снижения. Так, остается неопределенность по срокам реализации СПГ-проектов, находящихся на этапах проектирования и ранних стадиях строительства. Например, сейчас уже точно известно, что смещаются сроки по Якутскому газовому проекту — первоначально его старт был запланирован на 2023 год. Также пока непонятна ситуация относительно четвертой, пятой и шестой линий завода «Арктик СПГ 2».

Часть новых проектов в нефтепереработке была направлена на увеличение объема выпускаемых продуктов (бензин, дизель,

мазут), и до введения санкций нефтяные компании планировали за счет этого нарастить поставки в страны Евросоюза. В данный момент эти проекты потеряли свою актуальность и в ближайшее время вряд ли будут запущены, поскольку уже существующих мощностей более чем достаточно для обеспечения всех потребностей российского рынка. Например, в настоящий момент «Сургутнефтегаз» приостановил строительство комплекса установок замедленного коксования на заводе «Киришинефтеоргсинтез». При этом мы ожидаем, что продолжится реализация тех проектов, которые направлены на увеличение глубины переработки и повышение рентабельности НПЗ.

— Но падение объема строительства должно привести и к падению ваших показателей...

— Несмотря на то что новые проекты, скорее всего, будут приостановлены или перенесены по срокам на более поздний период, продолжится эксплуатация действующих объектов, которые нуждаются в постоянной замене оборудования. Это дает шанс российским производителям сохранить и даже нарастить свои объемы за счет импортозамещающей продукции. Дело в том, что практически 70% арматуры, которая поставлялась на технологические линии переработки нефти, была иностранного производства, и в ближайшем будущем потребуется ее частичная или полная замена.

Также в 2023 году рынок будет поддержан за счет реализации уже запущенных проектов. Например, «Роснефть» не отказывается от своего крупного дальневосточного проекта «Восток Ойл», «Газпром» продолжает строительство Амурского ГХК и анонсирует планы по Балтийскому ГХК. В 2024 году рынок ожидает начала строительства крупного проекта по транспортировке газа «Сила Сибири 2». В целом в ближайшие два года мы не ждем резкого падения рынка, а вот что касается более отдаленной перспективы — 2025 год и далее, здесь пока сохраняется высокая степень неопределенности.

— Какие основные проекты вы намерены реализовать в 2023 году?

— В первую очередь наши проекты связаны с новыми разработками. У нас принята программа по развитию номенклатуры. Она включает в себя уникальную продукцию, которая на сегодняшний момент не имеет аналогов на российском рынке. Основные направления развития — это арматура для нефтепереработки и химии, криогенная арматура для сверхнизких температур рабочей среды и добычная арматура, в том числе для подводной и шельфовой добычи.

Если говорить про 2023 год, то у нас уже запущен ряд проектов под конкретные заказы. Во-первых, это арматура для установок замедленного коксования. Заказчики здесь — нефтеперерабатывающие заводы «Газпром нефти», «Роснефти», ЛУКОЙЛа. Для них мы осваиваем крупногабаритные шибберные за-



ПРЕДОСТАВЛЕНО АО «ПЕНЗТЯЖПРОМАРМАТУРА»

движки для люков коксовых камер. Это будет комплексное решение со всей системой управления, пропарки, отведения конденсата и т. д. До этого на российский рынок подобную продукцию поставляли компании из США и Италии (ZMK Group, Z&J Technologies из Германии, Delta Valve из США). Также для данных установок мы разрабатываем сейчас шаровые краны, которые будут перекрывать газ с коксом при температуре 510°C. Конкуренты здесь — компании из Франции, Испании, Канады, США. Это прежде всего Velan, MOGAS и AMPO ROYAM.

Следующий проект — это краны шаровые на выгрузку полиэтилена и полипропилена. Данная продукция применяется на газохимических комбинатах (Амурский ГХК, Балтийский ГХК). Мы планируем не только освоение, но и проведение ресурсных испытаний этих кранов. Назначенный ресурс здесь — до полумиллиона циклов, для сравнения: ресурс обычной арматуры составлял примерно 10 тыс. циклов. Здесь наши продукты будут альтернативой арматуры иностранного производства таких компаний, как Neles-Metso (Финляндия—Италия. — „Ъ“) и Kubota из Японии.

— Соответствует ли качество российской продукции уровню иностранной?

— Она может и будет соответствовать. Мы, например, на основе запросов компаний проанализировали конструкции иностранных производителей и запланировали на этот год проекты по усовершенствованию выпускаемых продуктов. В первую очередь это глубокая модернизация трехэксцентричных затворов с возможностью замены комплектов затвора без ремонта корпуса. Тем самым мы поднимем уровень своих изделий до лучших мировых образцов, которые сейчас выпускают компании из США Gray и Emerson, а также из Германии.

Затем в планах — расширение и модернизация линейки плунжерных регуляторов. Здесь мы ориентируемся на опыт американских производителей Emerson, Samson

и Baker Hughes и планируем освоить модульную конструкцию, которая позволит нам в рамках одного корпуса перекрывать несколько расходных характеристик. По сути, с единым конструктивом мы расширяемся на стандартную, высокую и криогенную температуру.

Следующий крупный проект — это разработка управляющих устройств для трубопроводной арматуры. В этом году мы начинаем вывод на рынок электроприводов собственного производства, у нас запланировано сертификация продукции. Задача на следующий год — расширение номенклатуры, повышение уровня локализации и выход на масштабы производства.

Также у нас продолжается проект по освоению подводной арматуры. На 2024 год мы планируем уже первые поставки продукции для проекта «Сахалин 3», освоение Южно-Киринского месторождения «Газпрома».

Из интересных проектов по развитию номенклатуры хотелось бы отметить еще два. Это шаровые краны для автоклавного производства металлов, которые применяются в золотодобыче. Первым этапом мы сейчас заменили компанию MOGAS из США, а дальше планируем усовершенствовать этот продукт. В ближайшее время у нас уезжает на проведение испытаний образец с керамическим узлом затвора. Мы рассчитываем, что он обеспечит в полтора раза более высокий ресурс, чем иностранные аналоги. Речь идет об арматуре, работающей в очень жестких условиях: в кислотной агрессивной среде, где рано или поздно разрушается любой металл. При этом наш кран будет работать в полтора раза дольше, чем лучший образец иностранного производства.

И второй проект, наше ноу-хау, над которым мы продолжим работу в этом году, — это разработка антипомпажных клапанов на базе собственных регулирующих шаровых кранов. Эти изделия по экономическим и эксплуатационным характеристикам будут лучше, чем общепринятые сейчас на

рынке изделия на базе регуляторов осевого типа (аналоги Mokveld из Нидерландов, FlowServe, Baker Hughes, Emerson из США).

— А как компании собираются обслуживать уже установленное иностранное оборудование?

— Думаю, этот сектор также во многом будет покрываться российскими компаниями. Мы, в свою очередь, также продолжим развитие направления сервисного обслуживания. Сейчас на рынке очень актуален вопрос о проведении ремонтных работ и поставке запасных частей для арматуры иностранного производства. В прошлом году по запросу ЛУКОЙЛа мы успешно реализовали крупный проект по ремонту двух шибберных задвижек германской компании для коксовых камер. Сейчас у нас в работе еще два интересных проекта. Это диагностика и восстановление работоспособности высокотемпературного крана шарового производства Velan из Франции—Канады, а также реинжиниринг и изготовление комплекта запасных частей для регулирующих задвижек для установки каталитического крекинга изготовителем REMOZA из Италии и Tarco valve из США.

В плане развития производства у нас продолжается проект по цифровизации компании, в частности по созданию цифрового двойника производства. Около года на предприятии велась подготовительная работа, в ходе которой были систематизированы и описаны все внутренние процедуры и закреплены контрольные точки потока. Сейчас мы уже определились с подрядчиком и активно реализуем этот проект. По срокам он займет еще около двух лет.

— Есть ли на данный момент технологические проблемы с изготовлением или эксплуатацией продукции, как их планируется решать?

— Ключевых проблем с дефицитом материалов и комплектующих, которые бы отразились на текущем производстве арматуры, на данный момент нет. После введения санкций мы провели большую работу по анализу тонких мест и поиску альтернативных поставщиков. Также мы проработали возможность освоения части критических технологий непосредственно на нашем производстве. Сейчас даже в случае ухудшения ситуации мы сможем развернуть такие проекты или у себя, или профинансировать наших субпоставщиков.

В критической зоне до сих пор остается не сама арматура, а ее обеспечение приводами (управляющими устройствами), в первую очередь электроприводами и пневмоприводами. Сейчас возможности российских поставщиков не обеспечивают весь объем потребности на отечественном рынке. Из-за ухода иностранных производителей, таких как Rotork и Bifit, на российский рынок существует острая нехватка электроприводов. Хотя основной иностранный игрок — германская компания AUMA — в настоящий момент пока сохраняет поставки в Россию, она также не может полностью перекрыть всю потребность. Кроме того, схема параллельного импорта привела к росту стоимости устройств и увеличению сроков поставки приводов.

В связи с этим у нас стартовала программа по освоению электроприводов собственно по производству и расширению объема выпуска пневмоприводов в 2,5 раза.

— Какую продукцию пока невозможно импортозаместить?

— Что касается импортозамещения самой арматуры, то технически мы можем решить практически любую проблему заказчика. Вопрос будет связан с двумя основными моментами. Во-первых, это наличие внутренних ресурсов и длительность цикла НИОКР. Дело в том, что запуск производства новых изделий в арматуростроении — это длительный процесс, требующий не только проектирования, но и изготовления опытного образца, проведения испытаний, прохождения сертификации. Даже для нас, несмотря на то что мы максимально отработали и оптимизировали данный процесс и с точки зрения отрасли в России находимся на высоком уровне, срок освоения новой техники занимает шесть-восемь месяцев. Второй важный момент — это объем финансирования проекта и его окупаемость в дальнейшем.

В любом случае, если вдруг появится новый запрос от нефтегазовых компаний, мы готовы его рассмотреть, предложить варианты решения и разработать изделия с учетом всех особенностей и пожеланий заказчика.

— Нужна ли на данный момент компаниям и отрасли в целом государственная поддержка?

— На сегодняшний день правительство РФ создало множество механизмов для поддержки отечественного производителя. Например, финансирование проведения НИОКР, что абсолютно необходимо для технического суверенитета нашей страны. Также помощь в локализации иностранных технологий как самый быстрый способ овладения необходимыми компетенциями. Немаловажную роль сыграла инициатива президента о 50-процентном авансировании поставщиков крупнейшими нефтегазовыми госкомпаниями, которые для нас являются ключевыми клиентами. Это решение положительно повлияло на финансовую нагрузку нашей компании и позволило освободившиеся ресурсы направить на освоение новой продукции, направленной на импортозамещение.

Ольга Матвеева



ФОТО: ИРИС/А.О. ЛЕВЧЕНКО/ТАСС

нефть и газ

Нефть преткновения

На фоне постоянного обострения политической обстановки вокруг российского энергетического сектора могут произойти изменения в механизмах экспортных поставок нефти. Так, Россия пытается перевести на потребителей в Восточной Европе обязанности по оплате транзита через Украину на нефтепроводе «Дружба». Если эта цель будет достигнута, то вести переговоры о новых повышениях тарифа на прокачку, на чем настаивает Киев, он будет уже не с Россией.

— транспорт —

Украина не смогла добиться повышения вдвое тарифа на транзит российской нефти по своей территории с 1 апреля, сообщили источники, «Ъ». По их словам, стоимость прокачки сырья по южной ветке нефтепровода «Дружба» «пока не меняется», хотя Киев настаивал на ее увеличении до €27,2 за тонну. При этом переговоры оператор украинской нефтетранспортной системы «Укртрансфаста» вел непосредственно с европейскими покупателями нефти Венгрией, Словакией и Чехией, на которых будут ложиться дополнительные затраты на оплату транзита. В «Транснефть» украинский оператор не обращался. Заявка на повышение тарифа стала уже второй с начала года со стороны Украины. До этого ставка выросла с начала 2023 года на 18%, до €13,6 за тонну. По итогам 2022 года прокачка подорожала более чем на треть.

При этом вопрос подорожания транзита может уже в ближайшее время перестать быть головной болью российской стороны. Как сообщают источники, «Ъ», это зависит от успешности переговоров Минэнерго об изменении схемы оплаты транзита по нефтепроводу «Дружба» с ведомствами потребителей сырья — Венгрией, Словакией и Чехией (общие поставки — 12 млн тонн). Вполне вероятно, что в дальнейшем обсуждать тарифы с Украиной и рассчитывать с ней за транспортировку нефти по ее территории странам Восточной Европы придется самим.

Речь идет о переводе этих стран на прямые платежи оператору украинской трубопроводной системы — «Укртрансфасте». Сейчас действует сохранившаяся со времен Советского Союза система, согласно которой за транспортировку нефти по территории Украины платит «Транснефть». Эти затраты ей компенсируют поставщики сырья — российские нефтекомпании, которые, в свою очередь, закладывают эти средства в стоимость товара для иностранных потребителей. По аналогичному алгоритму оплачивается и транспортировка газа по иностранным частям идущих из России в Европу газопроводов, но существенной разницей является то, что там и сырье, и сами трубы принадлежат одной группе — «Газпрому».

Важный прецедент

Проблемы с прокачкой и оплатой на «Дружбе» начались после введения в прошлом году санкций в отношении российской нефти на фоне начала спецоперации на Украине. И хотя в рамках шестого пакета мер по требованию Венгрии и Словакии поставки нефти по

«Дружбе» были выведены из-под действия эмбарго ЕС на российскую нефть, требования седьмого пакета все же привели к остановке поставок в Восточную Европу из-за невозможности расчетов за транзит. В частности, вступивший в силу в июле регламент ЕС 2022/1269 предусматривал, что поступление средств из России европейские финансовые организации должны согласовать с национальными регуляторами. При этом конкретного механизма выдачи разрешений и алгоритма подтверждения платежей на тот момент выработано не было. В итоге отправленный «Транснефтью» через структуру Газпромбанка платеж не был принят, а деньги возвращены на счет компании. Не увидевшая средств «Укртрансфаста» 4 августа оставила транзит нефти.

Чтобы решить ситуацию, ключевые потребители — венгерская MOL и подконтрольная ей словацкая Slovnaft договорились с украинским оператором о самостоятельной оплате транзитных сборов за транспортировку нефти по южной ветке «Дружбы». После внесения средств сутра 10 августа поставки возобновились. В свою очередь, Чехия, крупнейшие НПЗ в которой контролирует польская PKN Orlen, на несколько дней затянула переговоры. Источники, «Ъ» на рынке отмечают, что страна взвешивала альтернативные варианты поставок. Ведь у Чехии, в отличие от Венгрии и Словакии, которые без «Дружбы» были бы вынуждены возить нефть на порядок дороже по железной дороге, есть возможность получать сырье с северной ветки российского нефтепровода через Германию или Польшу. К тому же после объединения двух крупнейших польских нефтекомпаний — PKN Orlen и LOTOS — им с учетом падения спроса на топливо из-за высоких цен было невыгодно загружать чешские заводы, если можно поставлять в страну уже готовые собственные нефтепродукты. Но в итоге Прага все же самостоятельно заплатила за транзит по традиционному маршруту.

На тот момент такой механизм рассматривался как вынужденный и временный.

МАРШРУТ

Трубопровод «Дружба», запущенный в 1964–1966 годах, является крупнейшей магистральной нефтепроводной системой в мире (протяженность — 8,9 тыс. км, мощность — 66,5 млн тонн в год). Маршрут идет из России от Унечи до Мозыря в Белоруссии, после чего разветвляется на две нитки: северную, которая ведет через Белоруссию в Польшу и Германию, и южную — через Украину в Чехию, Словакию, Венгрию и Хорватию.



Хотя, по мнению эксперта Финансового университета при правительстве РФ Игоря Юшкова, переход на самостоятельные платежи был бы самым простым и очевидным выходом в сложившейся ситуации. Но в итоге стороны вернулись к исторической схеме оплаты транзита.

Снова вопрос о переходе на прямую оплату транспортировки через Украину возник после систематических попыток Киева повысить стоимость транзита через свою территорию. Необходимость индексации ставок транспортировки «Укртрансфаста» объясняет дополнительными затратами на содержание и ремонт инфраструктуры на фоне боевых действий и повреждений оборудования системы. Например, в конце года Украина несколько раз приостанавливала прокачку нефти по «Дружбе» в направлении Венгрии, ссылаясь на повреждения энергообъектов нефтепровода и падение напряжения в электросетях. После стольких перебоев поставок в течение 2022 года Венгрия начала переговоры о еще одном маршруте получения российской нефти. Речь идет о получении сырья по адриатическому нефтепроводу через хорватский порт Риека, оператором которого является местная компания Janaf. Но для полной замены поставок по «Дружбе» северная ветка адриатического нефтепровода должна быть расширена. Но и по этому направлению Венгрия сталкивается с существенными рисками: в марте ставка на прокачку по этому маршруту поднялась в 2,5 раза.

При этом источники «Ъ» уверяют, что Венгрия, Чехия и Словакия не спешат переводить расчеты на себя с учетом, что Украина — «сложный партнер». С учетом этого, полагают собеседники «Ъ», шансы, что схема изменится в ближайшее время, очень невысоки.

В то же время оплата через Россию обрастает все новыми рисками с учетом перспектив усиления санкций в отношении нефтегазовой сферы. Единственной полезной опцией, которую «Транснефть» получает благодаря расчетам через нее с «Укртрансфастой», является доступ к диспетчеризации «Дружбы» на всем ее протяжении. В компании не стали комментировать возможное изменение схемы оплаты. В Минэнерго также отказались от пояснений.

Мертвая ветка

В то же время на северном маршруте «Дружбы» проблем с транзитом российской нефти нет, так как поставки туда с марта полностью остановлены. Германия сама отказалась от закупок по этому направлению, а прокачка в Польшу, несмотря на действующий до декабря 2024 года контракт с «Татнефтью», была в марте снята из графика Минэнерго. На рынке связывают такое решение правительства с обещаниями Варшавы поставить на Украину танки Leopard. Впрочем, по данным источников «Ъ», с апреля отгрузки нефти из РФ в Польшу могут возобновиться (200 тыс. тонн в месяц). Страна подала соответствующую заявку, но пока она не подтверждена Минэнерго. Также для начала поставок оплатить тран-

зит по территории России и прислать «Транснефти» другие маршрутные поручения должна «Татнефть».

В свою очередь, Германия рассчитывает заместить российскую нефть (объемы поставок — около 19 млн тонн ежегодно) импортом по «Дружбе» сырья из Казахстана. Страна начала там закупки для своих нефтеперерабатывающих заводов Leuna и Shwedt в феврале, но пока они не превысили 20 тыс. тонн. Еще столько же, как сообщил министр энергетики Болат Акчулаков, будет направлено в апреле. В целом на 2023 год компания зарезервировала в системе «Транснефти» 1,2 млн тонн, из них 300 тыс. тонн — в первом квартале. Однако господин Акчулаков пояснил, что речь идет о технической возможности, а не уже утвержденных объемах. По его словам, 1,2–1,5 млн тонн — это «индикативный объем», а согласованный уровень поставок — 300 тыс. тонн. Для увеличения отгрузок «нужны договоренности, а там есть коммерческие нюансы», говорит министр.

Эксперты полагают, что изменение схемы оплаты транзита будет в конечном счете принято с учетом, что Украина таким образом сможет избавиться от контроля за своим трубопроводом со стороны России (сейчас за качество нефти и диспетчеризацию до сдачи нефти на границе с Европой отвечает «Транснефть»), а Москва, в свою очередь, избавится от необходимости вести сложные, многосторонние переговоры.

Ирина Салова

Метанол встал на новый путь

— перспективы —

Российским производителям метанола, чья продукция в конце прошлого года попала под европейские санкции, приходится искать новые зарубежные рынки сбыта, а также возможности развития внутреннего спроса. В новых условиях на Китай уже приходится почти 40% экспорта из РФ, но дальнейшее наращивание поставок туда ограничивается высокими логистическими издержками и недостатком транспортных мощностей. А расширение спроса на российском рынке может занять не один год с учетом специфики потребляющих сегментов. Но, несмотря на это, эксперты позитивно оценивают долгосрочные перспективы запланированных новых производств, которые могут увеличить предложение на 2,5 млн тонн в год.

Экспорт российского метанола меняет свою структуру. С ноября, когда в рамках восьмого пакета санкций ЕС импорт метанола из РФ и его транспортировка оказались под запретом, поставки с традиционного европейского рынка переориентируются на крупнейший рынок Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), отмечают эксперты. Это подтверждают логистические данные. По данным «Российских железных дорог» (РЖД), маршруты перевозок метанола резко изменились. Как сообщал замглавы РЖД Алексей Шило, наблюдается снижение поставок в адрес портов Северо-Запада РФ. Это связано с тем, что раньше перевозки метанола шли в Финляндию, а теперь погрузка растет в восточном направлении, куда ранее метанол вообще не перевозился. В южном направлении рост перевозок этого груза составил 73%. «То есть по большому счету произошла переориентация по направлениям без больших потерь объемов», — отметил господин Шило. Помимо этого замглавы РЖД отметил, что на сегодня производители ищут возможности для размещения своей продукции на внутреннем рынке. В целом по итогам 2022 года железнодорожные поставки метанола выросли на 10% к уровню 2021 года и составили около 2,1 млн тонн при объемах производства в 4,5 млн тонн.



Согласно, по данным опроса крупнейших производителей метанола Центра ценовых индексов Газпромбанка, участники сектора постепенно адаптируются к новым условиям внешнего рынка. Так, в феврале поставки в Китай составили 38% от общего объема экспорта. Но, добавляют эксперты, такой разворот все равно не компенсировал снижение поставок в Европу. И производителям все же пришлось снижать объем выпуска: в январе текущего года, по данным Росстата, падение составило 28% год к году и 14% месяц к месяцу. При этом рост предложения на внутреннем рынке повлиял на цены. Согласно результатам опроса, в феврале стоимость метанола в России продолжала снижаться. Так, цена предложения метанола в Центральном и Приволжском округах с учетом затрат на доставку и с учетом НДС (СРТ Москва, СРТ Волга) составляла 18,4–18,6 тыс. руб. за тонну. Эксперты ожидают, что в марте конъюнктура может немного улучшиться по мере сбалансирования постепенного спроса и пред-

ложения, которое снижается. В то же время негативным фактором для рынка является рост с начала года транспортных издержек у компаний (рост железнодорожных тарифов с 1 января текущего года составил 10%).

При этом средние спотовые цены на метанол в АТР в 2023 году остаются на достаточно высоком уровне — около \$350 за тонну — и лишь немного уступают средним показателям 2021 и 2022 годов. Основными драйверами изменения метанольных котировок являются активность потребителей в смежных отраслях, а также цены на углеводороды (главным образом на газ и уголь). Поэтому сохранение высоких цен на углеводородное сырье будет оказывать поддержку производителям метанола. Помимо того, отмечают в ЦИИ ГПБ, ключевым фактором, влияющим на конъюнктуру азиатского рынка, остается решение о снятии всех пандемийных ограничений и восстановление экономики Китая.

Эксперты отмечают, что для дальнейшего наращивания поставок в Азию есть ряд ог-

раничений. Основным из них, по мнению управляющего директора компании Имплемента Дмитрия Акишина, является именно логистика. Длинное транспортное плечо негативно влияет на экономику поставок, поскольку основная часть метанольных производств находится на европейской территории страны. Кроме того, отмечает он, в этом направлении отсутствуют и собственные мощности по перевалке продукта, хотя этот вопрос, вероятно, будет решен в среднесрочной перспективе.

Аналитик полагает, что в нынешнем году, несмотря на инициативы правительства по снижению стоимости поставок через Дальний Восток РФ, полностью переориентировать потоки из-за высокой загрузки инфраструктуры вряд ли удастся и экспорт может снизиться на 20–30% относительно 2022 года.

В то же время, считает господин Акишин, в точки зрения новых проектов у российских производителей появились хорошие перспективы. «Компаниям—инициаторам проектов удалось значительно продвигаться по ключевым вопросам доступа к технологиям и оборудованию. Поэтому новые проекты имеют хорошие шансы на успешную реализацию, хотя ввод и будет перенесен на один-два года вперед относительно изначального плана. Дополнительным фактором успеха является приграничная локация большинства новых проектов, что увеличит их конкурентоспособность на целевых рынках за счет уменьшения затрат на логистику», — отмечает он. Если все заявленные российскими предприятиями планы по расширению мощностей будут выполнены, в ближайшие годы производство должно увеличиться в 2,5 раза.

На этом фоне, полагают эксперты, российским производителям особенно актуально форсировать и внутренний спрос на метанол. Сейчас емкость внутреннего рынка, включая собственную переработку внутри компаний, оценивается в 2,5 млн тонн. Для расширения спроса предстоит развивать крупнейшие направления его потребления. Одно из них, на которое приходится 24–25% глобального и около 40% российского спроса, — производство формальдегида и смол на его основе. Конечные отрасли по-

требления для этого направления — мебельная промышленность, отделочные материалы для индивидуального жилого строительства, производство крупной тары, указывают в Центре экономического прогнозирования Газпромбанка. Но, полагают там, в условиях рецессии в экономике и снижения покупательной способности населения о возможности значительно за полтора-два года увеличить переработку метанола в смолы для дальнейшего использования в указанных отраслях говорить не приходится. Хотя точка роста тут может быть найдена в случае замещения импорта и открытия новых ниш с уходом мебельных компаний из России, отмечают эксперты.

Другим ключевым направлением потребления метанола в мире (более трети спроса) является выпуск на его основе олефинов с последующей переработкой в полипропилен и полиэтилен либо гликоли. Но в России, указывают аналитики, эта ниша полностью отсутствует. Так что рассчитывать на это направление на краткосрочном горизонте также невозможно с учетом длительного процесса создания таких мощностей. Еще одна сложность развития этого направления в среднесрочной перспективе — уже имеющийся профицит почти в 1,5 млн тонн на рынке полиолефинов и прогнозируемое увеличение этого переизбытка.

Свою специфику имеет и топливное направление, предполагающее производство МТБЭ или использование метанола непосредственно как присадки или топлива (около 21% мирового спроса). Эксперты поясняют, что МТБЭ в целом востребованный продукт, но российские производители уже полностью обеспечивают внутренний рынок и около 13–15% выпуска отгружают на экспорт. «Таким образом, если мы говорим о переработке большого объема метанола в МТБЭ, то необходимо понимать, на какие внешние рынки дополнительный объем МТБЭ мы сможем продать», — поясняют в ЦЭП. Помимо этого отмечается и менее крупные сегменты потребления, но и в них вопрос упирается либо в необходимость развития потребления и смежных отраслей, либо в необходимость поиска каналов сбыта на внешних рынках.

Андрей Орехов