



Тематические страницы газеты **Коммерсантъ**

Нефть и газ

Четверг 3 августа 2023 №140 (7585 с момента возобновления издания)



kommersant.ru

15	Есть ли перспективы у геологоразведки в России	16	Выживут ли в условиях высоких цен на бензин независимые АЗС	16	Каких последствий снижения топливного демпфера ждет рынок
----	--	----	---	----	---

Ценам на топливо придумали меры

В России к середине лета назрел очередной кризис на рынке нефте-продуктов. Цены на бензин в течение нескольких месяцев держались на беспрецедентно высоком уровне, что вынудило власти принимать очередные меры для стабилизации ситуации. Прежде всего речь идет о квотировании экспорта как способе борьбы с теневыми поставками топлива и повышении нормативов продаж на бирже. Но даже если это приведет к снижению цены, в сентябре рынок ждут новые риски из-за вывода на ремонты нескольких НПЗ.

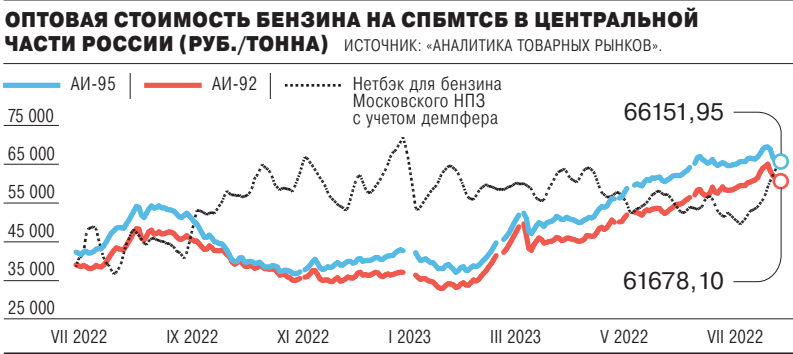
— регулирование —

Оптовые цены на бензин на СПБМТСБ за последнюю неделю июля начали активно снижаться, на 5–6% отступив от исторического пика. В последний день июльских торгов стоимость топлива марки АИ-92 остановилась на уровне 60,4 тыс. руб. за тонну, АИ-95 — 66,5 тыс. руб. за тонну. Причиной падения цен стало снижение спроса со стороны потребителей с одновременным наращиванием на четверть продаж «Роснефть».

До этого котировки росли с периодическими откатами с конца весны, систематически обновляя абсолютные максимумы. Поначалу это было связано с массовыми выходами на ремонт нефтеперерабатывающих заводов в мае, но даже когда в июне объемы производства восстановились (производство бензина за месяц выросло на 5,5% к маю, до 3,7 млн тонн), это не привело к коррекции. В целом с начала года к концу июня бензин на бирже подорожал более чем на 50% при снижении объемов реализации на 11,2%. И в июле этот тренд сохранялся почти в течение всего месяца. Наиболее критичной подобная динамика стала для независимых автозаправочных станций, что привело многие из них к середине лета на грань рентабельности.



Как сообщал в письме премьер-министру Михаилу Мишустину глава Российского топливного союза Евгений Аркуша, в 2023 году рыночная ситуация для розничных операторов топлива оказалась даже более тяжелой, чем в 2021-м. Там указывают, что высокий уровень потребительской инфляции 2022 года (11,94%) и еще более высокий уровень промышленной инфляции привели к существенному росту операционных затрат розничных операторов (на 7–8 руб. на литр продаваемого топлива). При этом рост расходов никак не отразился на розничных ценах на моторное топливо в течение 2022 года, оставшихся практически на уровне 2021-го.



Причиной текущего роста биржевых котировок, по мнению РТС, стало нарушение баланса спроса и предложения бензина в основную торговую сессию. В частности, потребление топлива в России увеличилось в связи с ростом деловой активности, внутреннего туризма, грузоперевозок, а также с присоединением новых территорий. В свою очередь, предложение топлива на рынке снизилось из-за плановых ремонтов на НПЗ, а также увеличения экспорта на фоне постепенного сокращения демпфиру-

ющих выплат. В союзе также считают негативным фактором для топливно-го рынка увеличение сроков доставки по железной дороге купленного на бирже товара. Кроме того, растут отгрузки за рубеж с нефтебаз РЖД, которое было поставлено на внутренний рынок с выплатой демпфера, указывают в РТС. По данным базы РЖД, с начала года объем серого экспорта составил более 200 тыс. тонн бензина и 380 тыс. тонн дизеля.

Власти согласны, что одной из причин резкого взлета цен на бирже является серый экспорт. Для борьбы с ним в конце июня вице-премьер Александр Новак поручил заинтересованным ведомствам принять меры к закрытию таких схем и проработать квотирование экспорта нефтепродуктов. В ответ Минэнерго предложило составить закрытые списки экспортеров, которым будут разрешены поставки за границу, сократив их количество. В результате мини-НПЗ могут быть отрезаны от экспорта.

Инициативу поддержал вице-премьер Александр Новак, но она вызвала опасения у ряда участников рынка. Как пояснял в конце июля министр

энергетики Николай Шульгинов, введение перечня экспортеров бензина не повлияет на реальных производителей топлива, и те, кто экспортирует собственный товар, будут иметь возможность его продавать. На рынке полагали, что причиной охлаждения ситуации на бирже стали в том числе заявления правительства. Потребители сократили закупки в ожидании эффекта от обсуждаемых мер.

Но пока, как сообщил «Ъ» Евгений Аркуша, существенного сокращения серого экспорта не наблюдается. В союзе полагают, что помимо ограничения экспорта для компаний, не производящих топливо, надо принимать и другие меры. В частности, там предлагают повысить приоритетность его перевозок железнодорожным транспортом, а также уменьшить до 3% и 5% допустимого роста оптовых цен на бензины и дизель относительно индикативной цены, при которой обнуляется топливный демпфер. Кроме того, в союзе выступают за повышение нормативов биржевых продаж минимум до 15% для снижения волатильности биржевых ценовых индикаторов.

Но пока обязательный уровень реализации бензина и дизеля на торгах вырастет только до 13% и 9,5% соответственно, то есть на процентный пункт. Совместный приказ об этом подготовили ФАС и Минэнерго. Действовать новые нормы начнут с сентября. При этом глава регулятора Максим Шаскольский в конце июля заявлял, что ФАС не считает ситуацию с топливом на внутреннем рынке кризисной. По его мнению, рост цен на него носит временный характер и ситуация стабилизируется.

С этим согласны и в Минэнерго. По словам Николая Шульгинова, сейчас маржа российских АЗС находится в положительной зоне, составляя в среднем по стране несколько рублей на литр. Но, уточнил он, если она станет отрицательной, Минэнерго обсудит дополнительные меры регулирования. В то же время прямое регулирование топливного рынка, которое уже применялось ранее, может, по мнению министра, привести лишь к дефициту предложения.

Именно этого опасаются участники топливного сектора уже к осени, так как в сентябре должна начаться очередная волна плановых ремонтов на НПЗ. Сокращение производства на фоне снижения или даже полной отмены демпфера в том случае, если цены на бирже превысят индикативный уровень (около 62,6 тыс. руб.), создает серьезные риски для рынка. С учетом таких перспектив нефтекомпаниями сделают все для того, чтобы нарастить поставки на внутренний рынок и полностью покрыть сохраняющийся высокий спрос.

При этом, по мнению экспертов, на фоне сложившейся ситуации часть производителей нефтепродуктов может пересмотреть графики выхода на ремонт их мощностей.

Собеседники «Ъ» на рынке напоминают, что Россия в рамках ОПЕК+ взяла на себя добровольные обязательства по снижению добычи в 500 тыс. баррелей в сутки. «Но фактически речь идет о том, чтобы этот объем не попал на внешние рынки. Скорее всего, непосредственно производство снизится не более чем на 150 тыс. баррелей в сутки, а остальное будет направлено на переработку внутри страны», — говорят эксперты. С этим согласен старший аналитик Альфа-банка Никита Блохин. В августе текущего года загрузка НПЗ может вырасти на 350–400 тыс. баррелей в сутки, в том числе за счет их выхода из ремонтов, говорит эксперт ТАСС. По его мнению, новые объемы топлива будут направлены на внутренний рынок, что стабилизирует ситуацию с ростом оптовых цен на топливо.

Ирина Салова

Нефтяной экспорт стал скромнее

— тренды —

В июле объем российского экспорта нефти сократился до минимальных значений за последние семь месяцев. Основными причинами стало снижение уровня добычи, что анонсировалось российскими властями еще в начале года, рост цен на нефть и уменьшение скидок, которые РФ предоставляла своим крупнейшим покупателям.

Азиатские приоритеты

Российские производители нефти в июле показали отрицательную динамику экспорта своей продукции. По данным Bloomberg, в середине лета поставки сырья через порты Балтийского и Черного морей из РФ на глобальный рынок упали до самого низкого уровня за семь месяцев. К середине июля они достигли 3,1 млн баррелей в сутки, что на четверть меньше максимальных показателей середины мая текущего года и на 8,2% ниже уровня февраля, который можно считать точкой отсчета добровольного сокращения Россией добычи нефти на 500 тыс. баррелей в сутки.

В июне, по данным S&P Global Commodities at Sea, наиболее сильно поставки из России снизились в Индию (на 300 тыс. баррелей в сутки). Сокращение экспорта в Китай оказалось вдвое меньше — около 150 тыс. баррелей в сутки. При этом отгрузки немного подросли на других направлениях: в Египет и Грецию до 175 тыс. и 150 тыс. баррелей в сутки соответственно. Напомним, Индия и Китай, согласно отчету Международного энергетического агентства (МЭА), после введения международных санкций являются крупнейшими в мире потребителями российской нефти. Эти две страны импортируют примерно 80% нефти из РФ. Эти объемы обеспечивают 45% китайского импорта и 20% — индийского.

В период с января по июнь КНР импортировала из России, по данным китайской таможни, 52,6 млн тонн нефти, что на 27,3% больше по сравнению с аналогичным периодом 2022 года. Выгода для Китая заключалась в снижении стоимости закупок за первые шесть месяцев в годовом исчислении на 3,7%, до \$28 млрд. Второе место по объемам отгрузки в Китай занимает Саудовская Аравия с поставками за тот же период 46,5 млн тонн нефти общей стоимостью \$28,3 млрд. Третьим поставщиком является Ирак, который экспортировал в КНР 29,5 млн тонн стоимостью \$17 млрд.

Глобальное падение

Показатели снижения российского экспорта выглядят контрастно, если сравнивать объемы постоянного роста с начала нынешнего года, особенно в мае, когда индийские нефтеперерабатывающие заводы раскупали рекордные объемы уцененной российской нефти на фоне заявлений российских чиновников о сокращении экспорта на 500 тыс. баррелей в сутки в августе с целью поддержания уровня мировых цен на нефть.

Как считает ведущий аналитик Фонда национальной энергетической безопасности, эксперт Финансового университета при правительстве РФ Игорь Юшков, ситуация здесь складывается скорее в том, что в первую очередь сказалось сокращение добычи, которое РФ объявила еще в феврале. «Сокращение добычи шло постепенно, и сейчас, видимо, оно достигло своего пика. К тому же играет роль и нефтепереработка: начался автомобильный сезон, часть объемов перекинули на внутренний рынок», — говорит он.

Динамика снижения экспорта нефти из РФ ускорилась в июле. К концу месяца, за неделю до 23 июля, отгрузки сырой нефти из портов Приморск, Усть-Луга и Новороссийск

упали до 1,17 млн баррелей, что почти в 1,8 раза ниже показателей середины месяца.

Как отмечает ведущий аналитик по нефти Kpler Виктор Катона, если морской экспорт российских сортов нефти в мае составлял 3,93 млн баррелей в день, то в июне он упал до 3,46 млн баррелей в день, а в текущем месяце и вовсе составил 3,05 млн баррелей в день (за 1–25 июля). Кроме Болгарии, нет ни одного направления экспорта, на котором за последние два месяца не наблюдалось падение поставок», — говорит эксперт.

Помимо добровольного ограничения в падении объемов импорта в Индию и Китай свою роль сыграли повышение уровня котировок нефти на глобальном рынке. В частности, 12 июля, по данным Argus Media, цена на нефть марки Urals в порту Новороссийск перешагнула отметку \$60 за баррель. То есть нефтяные котировки превысили лимит, установленный G7 в прошлом году для ограничения доходов России от продажи нефти. Напомним, идея такого ценового потолка заключалась в том, чтобы прекратить транспортировку российской нефти западными нефтетанкерами с западной страховкой в случае превышения порогового значения \$60 за баррель.

Самое по себе превышение цены определенного потолка стало, с одной стороны, выгодно Москве и в некоторой степени умяло санкционные усилия Запада. Но с другой, для некоторых покупателей фламанской российской нефти превышение лимита означает возникновение проблем. Как, например, для Индии, которая в значительной степени зависит от западного импорта.

В одном из своих комментариев Bloomberg основательница сингапурской аналитической компании Vanda Insights Вандана Хари отмечает, что в последние несколько месяцев индийские банки проявляли особую осторожность из-за опасений санкций, требуя от

нефтеперерабатывающих заводов показать, что цена закупленной ими нефти ниже \$60, чтобы произвести платеж. И, по ее словам, это может иметь негативный эффект и для Москвы. «Возможно, России придется предлагать более высокие скидки, чтобы продолжать привлекать покупателей в Азию», — сказала она. — Или посредникам придется сократить свою прибыль».

Спасительная неопределенность

Но Россия, напротив, с ростом цен на российскую нефть намерена все больше минимизировать скидки. По данным Argus, ценовой дисконт к эталонному сорту Brent после введения нефтяного эмбарго достигал \$35–40 за баррель. Однако, по заявлению вице-премьера Александра Новака, еще в августе прошлого года он начал снижаться. В феврале текущего года правительство внесло в Госдуму поправки в Налоговый кодекс, по которым этот дисконт должен был снижаться с \$34 за баррель в апреле ежемесячно на \$3. То есть с 1 июля дисконт цены российской нефти Urals к бенчмарку Brent в расчете нефтяных налогов ожидался на уровне \$25 за баррель. Но, по словам министра энергетики Николая Шульгинова, сейчас фактические дисконты составляют \$20 за баррель.

В результате рост цен и снижение дисконта снижают привлекательность российской нефти для индийских переработчиков, которые все активнее ведут переговоры с традиционными ближневосточными экспортерами об увеличении закупок. Китайские импортеры в отсутствии прагматизма также не замечены. Они ясно понимают низкий уровень диверсификации российского нефтяного экспорта и готовы выдвигать РФ свои условия покупки нефти. Однако рост экспорта в КНР также могут тормозить взятые Россией обязательства о снижении добычи. По данным Reuters, еще в

июне китайцы стали отказываться от российской нефти в пользу иранской. Кроме того, китайцы не заинтересованы оказаться под санкционным давлением США в случае нарушения установленных G7 правил торговли.

По мнению Игоря Юшкова, для России было бы выгодно диверсифицировать свои рынки сбыта: «Когда есть два огромных покупателя — Индия и Китай, это позволяет им требовать скидки. Чем больше покупателей, тем больше вероятность возникновения конкуренции. Соответственно, мы можем снизить скидку на свою нефть и нефтепродукты более активно». Именно поэтому, по его словам, Россия стремится все больше объемов направлять в Африку. «Российскую нефть покупают даже те страны Африки, которые ее производят, например Алжир. Нашу нефть они отправляют на переработку на свои НПЗ, а свою нефть продают на мировом рынке».

По оценкам Виктора Катоны, основную ставку Россия будет делать все-таки на Индию, Китай, Турцию. «Эти три страны все еще составляют подавляющее большинство морского экспорта и будут составлять впрямь, учитывая, что никто из них не собирается прекращать экспорт», — уверен он. Кроме того, один из сегодняшних трендов глобального рынка нефти — «стратегическая неопределенность» поставок. Которая также может сыграть на руку РФ. «Вместо больших фрахтовых компаний сейчас поставки идут через компании, где каждая ячейка владеет только одним танкером. Трейдинговые компании также стали иметь более короткий жизненный цикл, они возникают, активно действуют три-четыре месяца, и затем появляются новые. То есть фактически санкционная мишень для стран Запада постоянно видоизменяется, и становится сложно наложить санкции на нечто, что существует только три-четыре месяца».

Константин Анохин

нефть и газ

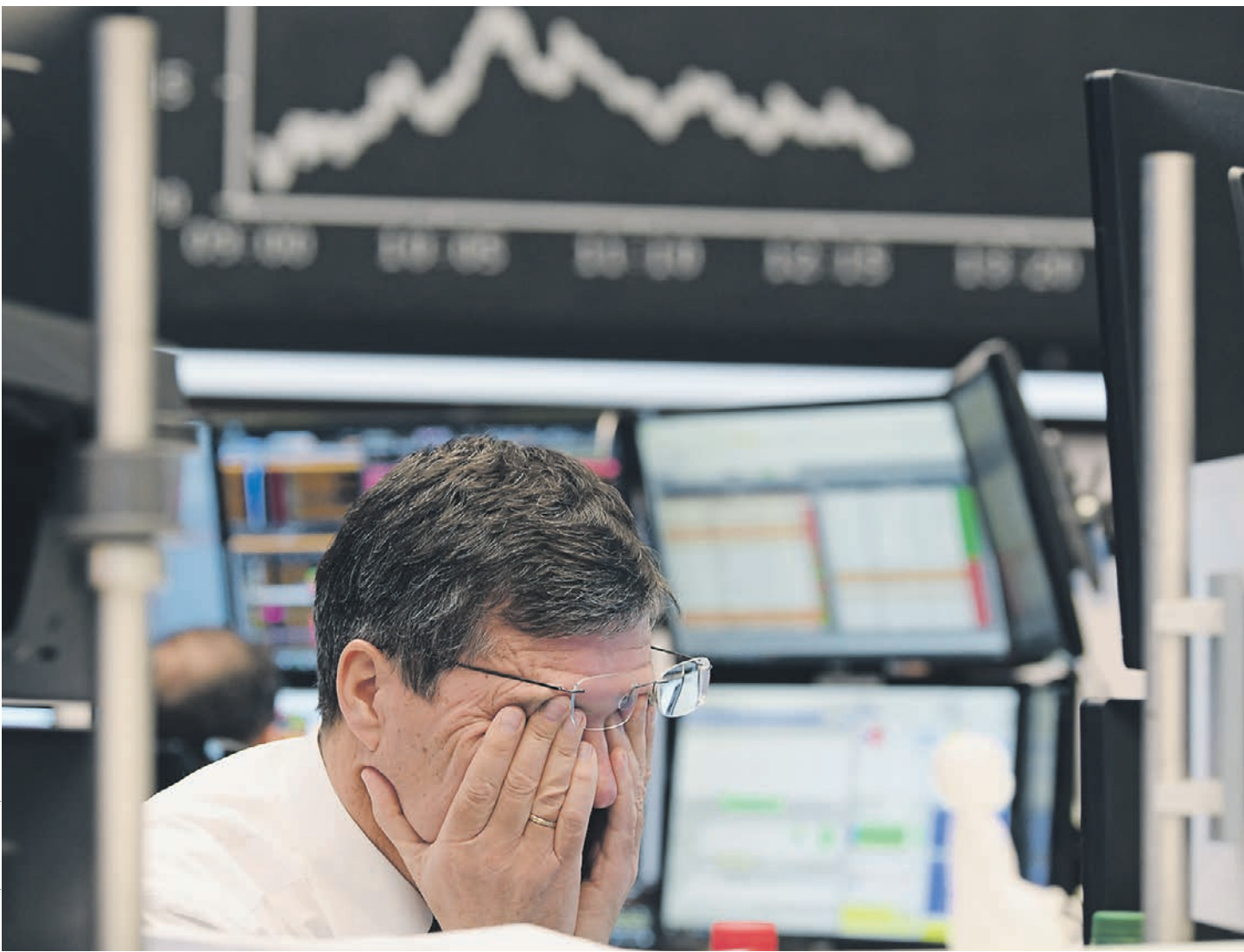
Нефть ищет точку отсчета

Россия на фоне санкций и эмбарго на импорт ее нефти в Европу столкнулась с необходимостью сменить индикаторы цены на это сырье для определения налоговых выплат. Так что с 2024 года собственный индекс как базу расчета должна запустить биржа СПБМТСБ, а бенчмарк Brent, от которого сейчас отсчитывается дисконт на Urals, может сменить котировка нефти сорта Dubai.

— регулирование —

Заместитель министра финансов России Алексей Сазанов в середине июля заявил, что государство с начала 2024 года перестанет применять для расчета налогов котировки российской нефти марки Urals, рассчитанные Argus. Агентство традиционно использовало для индикации данные на базисе CIF (включает стоимость фрахта и страхования) в европейских портах Роттердам и Амстердам. Но на фоне введения эмбарго на импорт российских нефтепродуктов в Европу такие расчеты стали нерелевантны. При этом Argus еще с октября прошлого года начал оценку стоимости Urals в российских портах на базисе FOB (стоимость нефти до портуки). В агентстве пояснили, что в таком варианте цены отражают стоимость морских партий, отгружаемых из России в любых направлениях. Расчет стоимости Urals на базисе CIF там прекратят с 1 января 2024 года.

При этом первый замминистра энергетики Павел Сорокин еще в конце марта подчеркивал, что в целом котировки нефти, предоставляемые иностранными агентствами, не отражают реальную ситуацию на рынке. Вместо них для расчета налогов планируется использовать национальный индекс, рассчитываемый на базе внебиржевых сделок с российской нефтью на СПБМТСБ. Этот показатель будет увеличен на \$4 за баррель, что отража-



ет стоимость доставки, а также скорректирован к расчету Brent на \$20 с 1 сентября текущего года. Соответствующие поправки в налоговое законодательство уже одобрила Госдума.

Также из формулы налогов для нефтяников будут исключены цены на нефть в порту Козьмино и по нефтепроводу «Дружба», транспортировка российской нефти по северной ветке которого полностью остановлена. Вице-премьер РФ Александр Новак пояснил, что сейчас налогообложение привязано к европейскому рынку, а российская нефть поступает сейчас и в другие регионы, где дисконты ниже, чем на Балтике.

Новый порядок определения стоимости российской нефти, используемый для расчета нефтяных налогов, действует с 1 апреля. Он включает предельный размер дисконта на нефть Urals по отношению к эталонной нефти Brent (котировка North Sea Dated), устанавливаемый законодательно. В апреле его размер составлял \$34 за баррель, с июля этот показатель снизился до \$25. Если дисконты на Urals меньше этого уровня, то налоги рассчитают исходя из фактической стоимости российской нефти.

Также правительство уйдет от котировок Argus и при расчете топливного демпфера.

«Если говорить, что мы переходим на другие котировки, то надо говорить и о расчете демпфера. Мы же не можем оставить нерепрезентативные европейские котировки при расчете демпфера, а при расчете нефти от них отказаться», — пояснил господин Сазанов. Сейчас Минфин ждет предложений от Минэнерго о том, на какие котировки переходить при расчете субсидии нефтяникам.

Три составляющие цены

При этом, как пояснял в середине июля президент СПБМТСБ Алексей Рыбников, индекс СПБМТСБ пока будет одним из трех для

подсчета размера налогообложения российской нефтяной отрасли. «Для начала будет трехголовая конструкция: тот же самый Urals имени Argus, который был и нигде пока не делся, второе — это нынешняя конструкция, которая есть в Налоговом кодексе, Brent минус дисконт, и мы в качестве третьей головы этого дракона со своим индексом, который рассчитывается на основе реально заключенных сделок с российской экспортной нефтью», — говорил он. В свою очередь, управляющий директор биржи Павел Иванов уточнял, что площадка регистрирует в рамках механизма учета внебиржевых сделок около 98% российского экспорта по всем направлениям. В частности, для расчета индикатора (используется базис FOB) будут учитываться данные по восьми основным направлениям поставок за рубеж.

На СПБМТСБ уверяют, что точность индекса российской биржикратно выше данных Argus, поскольку основывается на данных о реально заключенных сделках. «Мы точно передаем то, что происходит на рынке», — подчеркнул господин Рыбников. По его словам, после начала расчета налогов с использованием в том числе данных СПБМТСБ биржа будет публиковать данные о стоимости российской нефти на основе своего индекса. На его основе могут быть сформированы различные информационные продукты, которые будут полезны участникам рынка. Например, с учетом того, что индекс будет определять потенциальный уровень экспортной пошлины, можно пытаться создавать различные финансовые инструменты, которые хеджируют связанные с этим риски.

При этом в правительстве сообщали, что Минэнерго и Минфин готовы рассматривать использование при расчете нефтяных налогов котировки, рассчитанной в привязке к сорту Dubai. Но, как пояснил господин Сазанов, в этом случае нужно пересмотреть предельный размер дисконта, так как его стоимость традиционно чуть ниже Brent, а таких предложений в министерство от нефтекомпаний пока не поступало. По данным «Ъ», инициатором привязки расчета НДС и экспортных пошлин к сорту Dubai является «Роснефть», чьи основные потоки продукции идут в Азию, где в основном торгуется Dubai.

Андрей Орехов

Индексы для всех и каждого

— индикаторы —

Государство уходит от импортной зависимости в ценовых котировках путем перехода на биржевые и индексы регистрации внебиржевых сделок. Но остается вопрос, поможет ли это в снижении зависимости всего российско-го рынка.

Дискуссия вокруг ценовых агентств сейчас фокусируется исключительно вокруг расчета налогов. Но государство не является главным потребителем их услуг в России. Объективные ценовые индексы гораздо больше нужны бизнесу, использующему индикаторы для коммерческих целей. Объем доходов федерального бюджета, который сейчас рассчитывается от котировок недружественных ценовых агентств, составляет 8 трлн руб., или 30%, а объем сырьевого экспорта России, 100% долгосрочных контрактов которого сейчас привязано к котировкам зарубежных агентств, в три раза больше. Также в отечественных котировках нуждаются финансовые институты, использующие индикаторы для анализа ри-



сков, оценки инвестиционных проектов. Они нужны аудиторам для ежедневной работы.

Для расчета налогов государство может выбрать любую базу. Это не обязательно должны быть репрезентативные цены. Котировка ценового агентства как независимого арбитра — это один из возможных вариантов формулы расчета налогов. Есть примеры других формул. А вот бизнес, банки, аудиторы нуждаются именно в репрезентативной цене, ина-

че долгосрочный договор не заключишь, проверку не проведешь, корректно не оценишь ни риски, ни инвестиционные возможности.

Почему же дискуссию ведет только государство? Импортная зависимость от ценовых индикаторов действительно велика. До сих пор доля ценовых агентств из недружественных стран на рынке России составляет 98%. Чтобы заместить импортные котировки в контрактах, в новые индикаторы должны быть репрезентативные цены. Чтобы банки и аудиторы могли использовать эти котировки, они должны быть в контрактах у бизнеса. И так возникает замкнутый круг: создать котировку сложно, почти невозможно.

Может ли регулятор создать стимулы для создания собственного бенчмарка, например перейдя в расчетах налогов на национальные индикаторы? У России есть позитивный опыт в импортозамещении аналогичных услуг. Например, с нуля была создана национальная отрасль кредитных рейтингов благодаря стимулу со стороны регулятора в переходе в банковском регулировании на национальные инди-

каторы. Как и кредитные рейтинги, они являются продуктом, основанным на доверии к независимости оценщика. При этом в кредитных рейтингах были установлены требования, что через два года от даты публикации закона в регулировании будут применяться только рейтинги аккредитованных агентств. Такой подход применительно к ценовым котировкам вряд ли сработает. Если индикатор будет создаваться изначально с целью налогообложения, это может отразиться на его качестве и снизить вероятность того, что он будет использоваться бизнесом при заключении контрактов. В данном случае мы имеем дело с обратной ситуацией: чтобы ценовой индекс отражал реальную ситуацию на рынке, он должен использоваться в контрактах.

Стимулы к биржевой торговле — хороший путь к созданию ценовых индикаторов. Например, торговля нефтепродуктами в России на внутреннем рынке достаточно ликвидна, и это сложившиеся ценовые индикаторы. В США именно внутренняя (а не экспортная) биржевая торговля дала миру бенчмарки: WTI для

нефти, Henry Hub для природного газа, CBOT для пшеницы. В России биржевые индексы на нефтепродукты могут использоваться как бенчмарки внутреннего рынка, но не экспортного, так как, хотя это и парадокс, они зависят от экспортных цен из-за налогов (то есть опять-таки от недружественных котировок). У биржевых цен как рыночных индикаторов в России по сравнению с США есть три ограничения: механизмы регулирования внутренних цен, меньшая зрелость финансового рынка, большая зависимость экономики от экспорта.

Вернемся к потребителям ценовых индикаторов. Наш банк тоже является крупным потребителем ценовых индикаторов. Столкнувшись с ограничениями к доступу к ценовой информации, когда мировые бенчмарки перестали быть репрезентативными индикаторами цен на российский экспорт, мы начали реализовывать проект российского ценового агентства. Работа ведется по практикам мировых агентств, когда сбор котировок должен включать проверку информации со стороны двух сторон сдел-

ки. Действительно, это сложный и долгий путь — завоевать доверие к оценкам. Что уже сейчас внушает надежду, что это возможно?

Во-первых, никого, ни в России, ни в зарубежных странах-партнерах, не нужно убеждать, что цены на товары российского экспорта сегодня отличаются от мировых, что оценки мировых агентств стали страдать в качестве, так как им сегодня в России стало сложнее собирать информацию. Уже есть примеры, когда крупнейшие мировые ценовые агентства потеряли национальные рынки, потому что торговля сильно изменилась. Например, для угля и металлов в Азии сейчас наиболее востребованы оценки китайских ценовых агентств.

Во-вторых, многое уже получается. Например, наши экспортные котировки на уголь уже в WeChat обсуждают китайские трейдеры. Это первый шаг к тому, чтобы это стало бенчмарком в контрактах. И, надеюсь, этот путь не будет длиною тысячи километров.

Наталья Порохова,
начальник Центра ценовых индексов Газпромбанка

Цена по запросу

— ориентиры —

За последний год российская нефтяная отрасль столкнулась со многими вызовами, и одним из главных стал вопрос о том, как оценивать стоимость национальной нефти в новых условиях. Ответом на него могла бы стать собственная система котировок, но для ее создания России предстоит пройти долгий путь.

До 2022 года в России и мире действовала устоявшаяся за долгие годы система ценовых индикаторов. Традиционно и экспортеры, и покупатели ориентировались на котировки международных ценовых агентств на базисах в Северо-Западной Европе (NWE/ARA) и Средиземноморье (Med). Именно эти цены указывались в контрактах, использовались при расчете налогов и таможенных пошлин, оценке эффективности инвестиционных проектов всеми: самими нефтяниками, банками, трейдерами, правительством. Дифференциал в ценах Urals и Brent не превышал \$2 за баррель и был понятен и логичен — как разница в стоимости получаемых при переработке нефтепродуктов (так называемая коррективная цена на «качество» нефти).



Прошлый год стал революционным. Запрет на поставки российской нефти в ЕС, перенаправление экспортных потоков в Азию, рекордные дисконты икратно выросшая стоимость фрахта полностью изменили рыночный ландшафт. А главное — пропало доверие: государство и участники рынка стали сомневаться в том, что публикуемые ценовыми агентствами котировки отражают рыночные реалии, и стали активно искать альтернативы.

Существующий порядок вещей обычно выглядит неизменным и не-

колебимым, но — Urals как ценовая котировка появилась не так давно: стоимость российской нефти в итальянской Аугусте агентство Platts начало рассчитывать в январе 1984 года. То есть спустя два десятилетия после физического появления сорта Urals на европейском рынке. Четыре года спустя оценки начал публиковать Argus. Однако широко использовать котировки Urals российские нефтяные компании и импортеры стали гораздо позднее — в середине 1990-х годов.

Как устанавливались цены на экспортируемую нефть в 1970–1980-х годах? Страны, входившие в Совет экономической взаимопомощи (СЭВ), обычно получали нефть по ценам существенно ниже рыночных. Хотя в отдельные годы Восточная Германия или Польша платили за Urals даже больше, чем, например, Великобритания, но это превышение было «статистическим» — из-за использования в рамках СЭВ «переводного рубля» и большого количества бартерных соглашений, в которых цены на получаемые от компаний из этих стран товары и услуги часто были выше мировых. В то же время Западная Европа и Япония импортировали нефть на «рыночных условиях», а доля бартера бы-

ла небольшой. В основе ценообразования была привязка к спотовым ценам, а дисконт отражал поправку на качество и геополитические риски.

Сейчас, много лет спустя, мы де-факто вернулись к этой системе. Российские компании все чаще используют в контрактах привязку к ценам на Brent или Dubai, а Минфин при расчете НДС на нефть и других налогов и сборов, уплачиваемых нефтяными компаниями, уже оперирует показателем «Brent минус». Редукция на первый взгляд не выглядит значимой, ведь и в прошлом котировки Urals определялись «контрактами на разницу», а цены на большую часть торгуемой на мировом рынке нефти до сих пор рассчитываются на основе дифференциалов к маркерным сортам: Brent, WTI и Dubai.

Дифференциал к бенчмарку выглядит как простая и удобная опция в условиях снижения доверия к котировкам Urals, но насколько такой механизм оптимален, особенно в долгосрочной перспективе? С одной стороны, вероятность того, что из-за США или ЕС введут ограничения, которые не позволят получать котировки маркерных сортов, остается минимальной, с другой — такой подход закрепляет привязку российской неф-

ти к другим сортам, не позволяя получать выгоды, связанные с самостоятельным котированием на мировом рынке (в 2016 году СПБМТСБ оценивала возможные потери от привязки к Brent в \$0,8–1/барр.).

Россия несколько раз пыталась отвязать Urals от Brent, создав свой собственный бенчмарк. Технические российские нефть обладает всеми необходимыми условиями: высокой физической ликвидностью (экспортные поставки Urals превышают 2,7 млн баррелей в сутки, что сравнимо с Basrah Medium, WTI Midland), относительно диверсифицированной структурой потребления (Индия, Китай, страны Ближнего Востока). Однако пока что создать самостоятельную котировку, которой доверяли бы и государство, и участники рынка, не удалось.

Сейчас помимо дифференциала к маркерным сортам у государства есть возможность использовать данные о сделках на внебиржевом рынке (агрегируемые СПБМТСБ), а также данные по стоимости нефти на базисе fob, которые продолжают собирать и публиковать российские и международные ценовые агентства. И в том, и в другом случае ключевым вопросом остается доверие к этим инди-

каторам из-за низкой прозрачности рынка. Внебиржевой индекс может объективно отражать экспортные цены при исключении сделок с аффилированными лицами, однако остается проблема с тем, что это «взгляд в зеркало заднего вида» — индекс может использоваться для фискальных нужд, но не при заключении экспортных контрактов. И его расчет не решает проблему «некорректности» котировок в российских портах.

Выходом может стать создание полноценной системы котировок не только в российских портах, но и на базисах поставки Urals, ESPO и других сортов, что позволило бы объективно оценивать текущий уровень дисконтов. Это сложная задача, которую вряд ли можно решить за несколько месяцев, но именно она могла бы открыть дорогу к созданию российского маркерного сорта. И на этом пути Россия могла бы сотрудничать со странами — потребителями своей нефти, что позволило бы обеспечить и решить задачу доступа к информации и необходимый уровень доверия к котировкам.

Сергей Кондратьев,
руководитель Экономического департамента Института энергетики и финансов

нефть и газ

Фокус на недрах

Правительство на фоне санкций и сложной глобальной конъюнктуры пытается не допустить в России падения уровня геологоразведки. И пока это удается: за первое полугодие компании не снизили объемов работ в этой сфере, а также начали масштабное обновление парка оборудования и необходимых технологий для замещения иностранной продукции.

— геологоразведка —

Как заявил в июле глава Минпромторга Денис Мантуров в ходе координационного совета по импортозамещению нефтегазового оборудования, с 2014 года отечественные предприятия нарастили компетенции в области производства оборудования для геологоразведки, бурения, работы с трудноизвлекаемыми запасами нефти и оснащения СПП-заводов.

Новая реальность

Однако на полях ПМЭФ в июне глава «Роснефти» Игорь Сечин рассказал, что на мировом рынке геологоразведки в целом наблюдается недоинвестирование, которое происходит на фоне ежегодно растущего спроса на первичную энергию. Сложившаяся ситуация уже привела к тому, что глобальные запасы нефти исполняются только на 90%. Как отметил глава «Роснефти», объемы поисково-разведочного бурения неуклонно снижаются, а их акцент направлен на все более и более глубоководные акватории. В настоящее время средний размер открываемых месторождений в мире составляет всего около 15 млн тонн нефтяного эквивалента, что не сопоставимо с гигантскими открытиями 1970-х годов в Саудовской Аравии, СССР, США.

В Минприроды согласны с таким прогнозом и ожидают снижения объемов геологоразведочных работ (ГРП) по итогам 2023 года. Хотя пока российские компании сохраняют уровень геологоразведки как в нефтяной отрасли, так и по твердым полезным ископаемым, несмотря на санкционное давление, сообщил глава Роснедр Евгений Петров. По его словам, сейчас важно сохранить не только объемы финансирования ГРП (в 2022 году общие инвестиции компаний составили около 470 млрд руб.), но и масштабы работ, так как компании уходят в более сложные регионы, где геологоразведка может быть дороже.

Речь идет о таких провинциях, как Восточная Сибирь, полуострова

Ямал, Гыдан и Таймыр, а также Сахалин. Там, по мнению экспертов, высока вероятность открытия в ближайшие годы крупных и гигантских месторождений нефти и газа. Минприроды и Роснедра не раз подчеркивали, что, например, на севере Красноярского края формируется новая нефтяная провинция, которую можно сравнить по потенциалу с Ямалом. Помимо этого обнаружено на Гыдано-Хатанге две перспективные на углеводороды зоны (Жданихинская и Агапская), где уже выявлены десять перспективных объектов с крупными извлекаемыми ресурсами углеводородов. Там рекомендуется дальнейшее проведение ГРП.

В 2023–2027 годах рост рынка будет поддержан сохранением сравнительно высоких капитальных расходов нефтяных компаний, вынужденных уделять повышенное внимание сохранению существующих добычных мощностей, считают аналитики Центра экономического прогнозирования Газпромбанка. Там согласны, что важным фактором и точкой роста спроса станет освоение новых месторождений в Восточной Сибири и на юге, а также реализация мегапроекта «Восток Ойл».

Расширяя горизонты

Для сдерживания темпов падения геологоразведки в России правительство подготовило новые меры стимулирования. Одним из таких механизмов может стать разрешение частных инвестиций в региональные этапы геологоразведки, который на текущий момент традиционно проводится и финансируется государством. Но к работам будут допускать только российские компании с опытом ГРП не менее пяти лет и отсутствием нарушений в течение двух лет.

Второй мерой является продажа компаниями поисковых лицензий без необходимости подтверждения имущественных или корпоративных связей между инвестором и пользователем недр. Сейчас лицензию приходится покупать вместе с юридическим лицом, на которое она оформлена. Соответствующие



поправки в закон «О недрах» правительство внесло в Госдуму в начале июля. По расчету правительства, принятие законопроекта даст прирост региональной изученности России почти в два раза — с 0,7% до 1,5% в год. И если сейчас в год открывается порядка 40 перспективных объектов, то впоследствии их будет около 100.

Но еще одним ключевым вопросом для наращивания геологоразведки в стране является обеспечение современным оборудованием и программным обеспечением. До сих пор доля импортного оборудования у российских игроков сектора услуг по сейсморазведке составляет от 75% до 90%. В текущий момент наиболее проблемными пунктами в списке необходимого для ГРП оборудования являются регистрирующие системы для сейсморазведочных исследований, а также программное обеспечение для обработки и интерпретации сейсморазведочных данных.

При этом очевидно, что одна компания не может создать современный конкурентный программный продукт в короткие сроки с учетом, что зарубежные аналоги создавались и совершенствовались на протяжении более чем 30 лет. Чтобы решить этот вопрос, российские ком-

пании в середине июня заключили соглашение о подготовке к регистрации игроков российского сектора геологоразведки, «Геотек Сейсморазведка», полагают, что и эту проблему удастся решить в обозримой перспективе. «Отечественные сервисные геофизические компании имеют определенный запас прочности для эффективного выполнения сейсморазведочных работ 2D и 3D. За этот период будут созданы ответственные образцы оборудования», — отмечают в компании. Там подчеркивают, что санкции не являются новинкой для российского нефтегазового сектора, который фактически живет в таких условиях уже больше десяти лет.

Новые перспективы

В пресс-службе одного из крупнейших игроков российского сектора геологоразведки, «Геотек Сейсморазведка», полагают, что и эту проблему удастся решить в обозримой перспективе. «Отечественные сервисные геофизические компании имеют определенный запас прочности для эффективного выполнения сейсморазведочных работ 2D и 3D. За этот период будут созданы ответственные образцы оборудования», — отмечают в компании. Там подчеркивают, что санкции не являются новинкой для российского нефтегазового сектора, который фактически живет в таких условиях уже больше десяти лет.

Сам «Геотек» планирует в рамках масштабной инвестпрограммы направить 5 млрд руб. на модернизацию парка оборудования. В частно-

сти, речь идет о приобретении современных виброисточников и буровых установок для оказания услуг в соответствии с техническими требованиями ключевых российских и зарубежных компаний. Как пояснили в компании (занимает 17% на рынке геофизических услуг), целью инвестпрограммы является освоение новых рынков, а также увеличение доли высокотехнологичных и высокомаржинальных проектов, за счет которых планируется нарастить в 2024 году выручку более чем на 30% по сравнению с текущим годом.

«В настоящее время мы активно участвуем в тендерной кампании крупнейших недропользователей РФ, впервые выходям на тендеры на выполнение работ по государственному заказу, ведем переговоры по вопросу выполнения крупных долгосрочных проектов в странах СНГ», — поясняют в компании. Там отмечают, что идет подготовка к выполнению работ для НК «Роснефть», «Газпром нефти», «Сургутнефтегаза» и других недропользователей. Помимо России и стран бывшего СССР перспективными для себя рынками компания считает Индию и Ближний Восток, где на ближайшие годы приняты планы по проведению больших объемов геологоразведочных работ.

Пока, отмечают в «Геотек», все специализированное программное обеспечение обновлено до последних версий. «Существуют отдельные технологии, которые недоступны в РФ, но это является скорее частным случаем и некритично для отрасли в целом», — поясняют там. Сама компания также разрабатывает альтернативные решения, которые позволяют достичь схожего результата при существенно меньших затратах по времени. Например, в части полевых исследований «Геотек» продолжает усовершенствование импульсных источников и методики выполнения и обработки данных высокоточных съемок. На базе собственного завода «Импульс» компания производит импульсные электромагнитные невзрывные источники «Енисей» для поиска и разведки нефтегазовых и рудных месторождений методами сейсморазведки. «Импульсные электромагнитные источники значительно выигрывают по цене по сравнению с вибрационными источниками иностранного производства и безальтернативны в условиях сильно пересеченного рельефа, где работа вибраторами невозможна», — поясняют в компании. Немаловажным аспектом является их полная экологичность, а также оснащение разработанным «Геотеком» программно-аппаратным комплексом систем адаптивного управления, которая позволяет повышать производительность работ до 30%.

При этом компания не только обновляет свой технологический ассортимент, но и задумывается о диверсификации своей деятельности. Расширить бизнес планируется как по видам работ: полный комплекс геофизических исследований на твердые полезные ископаемые, промышленная геофизика, инженерно-геологические изыскания всех направлений, буровые работы глубиной до 1 тыс. м на стадии геологических, поисковых и разведочных работ, так и по географии: Восточная Сибирь, Арктика и, возможно, Дальний Восток. Это позволит снизить издержки и зависимость от высоковольтного сегмента сейсморазведочных работ, увеличить выручку и маржинальность, отмечают в «Геотек». Аналитики Центра экономического прогнозирования Газпромбанка считают такую тактику верной, так как она поможет снизить риски из-за падения объемов работ в одном сегменте за счет других, более выгодных на данный момент.

Ольга Матвеева

Газопровод с несколькими неизвестными

— сотрудничество —

Строительство крупных инфраструктурных проектов во всем мире уже давно ведется не столько из экономических соображений. Не стал исключением и новый газопровод из России в Китай через Монголию «Союз Восток». Хотя его создание выглядит выгодным для обеих сторон, окончательное соглашение о поставках сырья до сих пор не подписано. Эксперты полагают, что Пекин взвешивает свои возможности по импорту газа на фоне обострения ситуации вокруг Тайваня, в то время как «Газпрому» может мешать масштабная реорганизация его экспортной структуры. Но, уверенные на рынке, рано или поздно стороны договорятся и новый маршрут будет построен.

Москва и Пекин продолжают переговоры о строительстве газопровода «Союз Восток» через территорию Монголии. Он должен стать продолжением российского маршрута «Сила Сибири-2» для поставки на запад Китая до 50 млрд кубометров газа в год. Ресурсной базой проекта называют месторождения Ямала и Надым-Пур-Тазовского региона ЯНАО, Ковыктинское месторождение «Газпрома» в Иркутской области и ресурсы Красноярского края. Подписать итоговое соглашение о реализации проекта стороны могут до конца 2023 года. В этом случае начать прокладку магистрали ее оператор с российской стороны «Газпром» может уже в 2024-м, сообщил в конце июня министр энергетики Монголии Баттогтохын Чойжилсурэн. Но такой сценарий он назвал «самым оптимистичным». Последующие работы по строительству трубопровода «Сила Сибири-2» протяженностью 5,8 тыс. км (из них «Союз Восток» по Монголии — около 960 км) займут не менее четырех лет, то есть завершатся в 2029 году.

Сейчас газ из России в Китай транспортируется по запущенному в 2019 году газопроводу «Сила Сибири» пропускной способностью 38 мл-



рд кубометров. Поставки идут с Чаяндинского месторождения в Якутии и Ковыктинского месторождения в Иркутской области. В 2022-м по нему было поставлено 15,4 млрд кубометров, план на в 2023-й составляет 22 млрд кубометров. Выйти на полную мощность маршрут должен к 2025 году.

Как заявлял в июне заместитель министра энергетики Павел Сорокин, две очереди «Силы Сибири» позовлят монетизировать запасы газа как «Газпрома», так и независимых производителей. «В зоне досягаемости «Силы Сибири» с учетом также проектируемой «Силы Сибири-2» имеется около 4 трлн кубометров газа независимых производителей, и одной из важнейших задач является монетизация этих запасов», — говорил он.

Долгая дорога к газу

Переговоры о поставках газа между Россией и Китаем велись еще с середины 2000-х. Поначалу заявлялось о возможности экспорта до 80 млрд кубометров газа уже с 2011 года. В частности, рассматривалось два направления транспортировки — восточный («Сила Сибири») и западный («Алтай»). Причем именно второй вариант считался более перспективным с учетом того, что ресурсной базой должны были стать уже действующие месторождения Западной Си-

бири. Но в реальности переговоры Москвы и Пекина затянулись на несколько лет, и первым в 2014 году было подписано соглашение о «Силе Сибири», а проект «Алтай» так и остался меморандумом о намерениях. Основной причиной отказа от него стала сложность прокладки трубы через горы, а также экологические аспекты, так как маршрут должен был пересечь заповедные природные территории, в том числе Золотые горы Алтая. После этого основным вариантом наращивания экспорта из России в Китай стал транзитный газопровод через Монголию, которая давно предлагала свои территории для прокладки газовых и нефтяных трубопроводов, а западный маршрут был переименован в «Сила Сибири-2». Но на фоне реализации восточного направления обсуждение его параметров шло крайне медленно в течение еще нескольких лет. Между тем «Газпром» с мая 2020-го ведет проектирование монгольской части газопровода — «Союз Восток». В 2021 году компания согласовала с властями страны трассу магистрали, а также стороны утвердили технико-экономический анализ проекта. В январе 2022-го глава российской газовой монополии Алексей Миллер и вице-премьер Монголии Сайнбуянгийн Амарсайхан подписали протокол о завершении ТЭО строительства.

Возможные препятствия

С Китаем основные параметры строительства «Силы Сибири-2» были согласованы в марте 2022 года, но конкретного плана прокладки трубопровода и коммерческого контракта нет до сих пор. При этом, по данным Reuters, параллельно Пекин рассматривает вариант импорта газа из Туркмении по газопроводу «Линия D» мощностью 30 млрд кубометров. Его реализация тянется уже около десяти лет, пока CNPC построила только часть первого тоннеля в Душанбе. Ключевыми препятствиями являются споры о цене и технические сложности по прокладке маршрута еще через три страны Центральной Азии. Китаю для обеспечения рентабельности импорта по этому маршруту принципиально на треть снизить цену туркменского газа — до уровня закупок в России. Впрочем, источники «Ъ» допускают, что задержка в подписании контрактов с Россией по газопроводу через Монголию может быть связана с масштабной реорганизацией, происходящей в «Газпром экспорте».

При этом в феврале текущего года «Газпром» и китайская государственная CNPC довольно неожиданно для рынка подписали контракт о поставках 10 млрд кубометров газа еще по одному маршруту — дальневосточному («Сила Сибири-3»). Проект предполагает частичное использование уже существующей на территории России инфраструктуры. В январе Россия и Китай подписали межправительственное соглашение, определяющее основные условия по проектированию, строительству и эксплуатации газотранспортной инфраструктуры, а также поставок по дальневосточному маршруту, включая строительство трансграничного участка газопровода. Он начинается на газоизмерительной станции (ГИС) в России в районе Дальнереченска, проходит через реку Уссури и заканчивается на стартовой станции «Хулинь» в Китае (не включает в себя ГИС и стартовую станцию). В июне Владимир Путин подписал закон о ратификации этого документа. Тогда же в «Газпроме» заявляли, что работы по проектированию трубопро-

вода «продолжаются согласно установленному сторонами графику».

Газопровод обсуждался давно, и, по расчету российских властей, он даст импульс для разработки новых месторождений на шельфе Сахалина. Китаю же такой вариант выгоден с учетом более низких транспортных расходов на прокачку сахалинского газа, чем поставки из Западной Сибири. Реализация всех трех маршрутов в КНР позволит довести суммарные мощности экспорта российского газа почти до 100 млрд кубометров, что заменит около половины ежегодного экспорта из РФ в Европу.

Стратегическое направление

В целом поставки этого сырья из России на Восток к 2030 году должны увеличиться в пять раз по сравнению с 2021-м, до 170 млрд кубометров. Об этом в статье для журнала «Энергетическая политика» сообщил вице-премьер Александр Новак. Он напомнил, что помимо увеличения в полтора раза в 2022 году поставок трубопроводного транспорта РФ на 35,2%, до 6 млн тонн, нарастила в Китай отгрузки сжиженного газа (СПГ).

Помимо этого, как уверяют источники «Ъ», Китай предложил России прокладку через Монголию параллельно газовой трубе еще и нефтяной магистрали, однако такой вариант Москву не заинтересовал, и переговоры не продвинулись дальше начальной стадии. Идея транспортировки нефти по такому маршруту возникла еще в 2018 году и исходила от Монголии. Ее формально поддержал Владимир Путин, но оператор российской нефтепроводной системы «Транснефть» указывал на возможный недостаток ресурсной базы с учетом того, что экономически целесообразное строительство трубы будет при транспортировке нефти не менее 5 млн тонн нефти в год. Сейчас из России в Китай по трубе поставляется около 40 млн тонн нефти по трем направлениям: по ВСТО через Сковородино и порт Козьмино, а также через Казахстан. Нарращивать поставки «Транснефть» намерена только по уже готовым маршрутам.

Эксперт Вячеслав Мищенко отмечает, что коммерческие условия, которые никогда не афишируются в рамках проектов, подобных «Силе Сибири-2» и «Союз Восток», могут быть уже согласованы, и не видит причин, мешающих сторонам начать строительство уже в следующем году. При этом он сомневается, что Китай сделает ставку на среднеазиатский газ, который обходится ему существенно дороже. Тем более что уже сейчас у Туркмении есть проблемы с заполнением трех существующих газопроводов. Так что, полагает эксперт, дальнейшие переговоры о строительстве нового маршрута скорее рычаг в переговорах с Россией.

Транзит через Монголию господин Мищенко считает безопасным с учетом хороших отношений страны с Россией, а также ее заинтересованности в дополнительных доходах, развитии инфраструктуры, в том числе энергетической, и промышленности.

Медлительность в переговорах вокруг нового газопровода эксперт связывает с тем, что Китай сейчас стоит на геополитической паузе в ожидании разрешения конфликта вокруг Тайваня, который становится вполне реальным. При этом основные терминальные мощности КНР по регазификации находятся как раз на юго-восточном побережье в районе общей границы стран и могут стать уязвимой точкой в случае, если ситуация обострится до состояния войны и Китай попадет под морскую блокаду. Он напоминает, что Пекин уже резко снизил закупку СПГ в Австралии из-за паку AUKUS, предусматривающего поставку стране из США и Великобритании атомных подводных лодок.

С учетом этого, говорит Вячеслав Мищенко, трубопроводные мощности из России выглядят надежнее, а также экономически эффективнее. Впрочем, отмечает эксперт, финансовые реалии крупных магистральных проектов уже давно отошли на второй план, и сейчас решения принимаются исходя из политических аспектов строительства и его перспектив.

Ольга Матвеева

нефть и газ

«У нас топливный кризис
следует за топливным кризисом»

Длительный рост цен на нефтепродукты, которые начали корректироваться только к концу июля, привел независимые автозаправки на грань рентабельности. Если ситуация продолжит усугубляться на фоне предстоящих на НПЗ ремонтов, то это будет грозить банкротством части розничного сектора. О том, можно ли этого избежать и какой динамики цен ждать в перспективе, „Ъ“ рассказал управляющий партнер «Петролеум Трейдинг» **Максим Дьяченко**.

— конъюнктура —

— **Оптовые цены на топливо на СПБМТСБ несколько недель были рекорды. Как это отражается на независимом трейдинге нефтепродуктами?**

— Быстрого влияния такого резкого роста цен пока не ощущается. Но для основного массива оптовых потребителей они очевидно являются проблемой, особенно для независимых розничных автозаправочных станций. На этот сегмент приходится около половины наших покупателей, и скоро он начнет работать в убыток. Ведь между покупкой топлива на бирже и его непосредственной поставкой клиенту, когда цена становится розничной, есть определенный временной лаг. После заключения сделки товар сначала находится в обработке на нефтеперерабатывающем заводе, на чьем базисе его купили, затем две или три недели топливо едет по железной дороге, где на многих направлениях есть сложности с доставкой. Следующим этапом является перевалка нефтепродуктов на нефтебазу, где впоследствии их заливают в автодорожные цистерны и таким образом доставляют на АЗС. Весь этот путь занимает больше двух месяцев. То есть в июне заправки продавали топливо, купленное в конце марта, когда оптовые цены на бирже были еще приемлемые и сохранялись маржинальность. Но эти запасы уже проданы, и сейчас начинается реализация товара, который дает уже близкую к нулевой рентабельность. А новый товар, который сейчас покупается по рекордным ценам, даст уже прямой убыток независимой рознице.

— **Такая ситуация складывается уже далеко не в первый раз, и до этого проблема решалась правительством. Или текущая ситуация чем-то отличается?**

— Предыдущий подобный кризис был решен государством введением обратного акциза. Тогда правительство в рамках стратегии по развитию конкуренции, понимая, как важна независимая розница, начало выплачивать нефтяникам субсидию, таким образом регулируя объемы поставок топлива

на внутренний рынок. Хотя, по сути, средства на демпфер изымались у тех же нефтекомпаний через повышение НДС/И.

Но сейчас на фоне серьезного дефицита бюджета демпфер снижается, то есть применяемый раньше методом текущая ситуация на топливном рынке решена уже быть не может. И хотя пока нефтепродуктовые трейдеры чувствуют себя нормально, но перспективы вызывают острую обеспокоенность, потому что независимая розница, ключевой сегмент рынка, уже начала работать в убыток. И непонятно, как из этого убытка они смогут выйти, так как являются самым уязвимым звеном на рынке, потому что вертикально интегрируемые компании могут долго не повышать цены в рамках государственной политики сдерживания инфляции в этом секторе. В то же время длительные убытки из-за невозможности повысить цены приведут к банкротству других игроков, которых ВИНКи смогут потом дешево купить. Хотя в антимонопольном законодательстве есть норма о монопольно низкой цене, но ни одного дела по этой статье с учетом того, что бензин — социально важный продукт, не было заведено.

— **И какие в этом случае перспективы у независимых АЗС?**

— В долгосрочной перспективе от этого проиграют потребители и трейдеры, зато выиграют ВИНКи. Если через увеличение субсидирования со стороны государства эта проблема не будет решена, а ситуация будет усугубляться, то независимые игроки начнут уходить с рынка и произойдет его дальнейшая монополизация.

— **Какую долю в России на нефтепродуктовом рынке занимает сейчас независимый трейдинг?**

— Что касается внебиржевого сегмента рынка, где больше прямых отношений между покупателем и продавцом, то точно сложно сказать, так как он довольно непрозрачный. На бирже это порядка 80%. И с учетом того, что наш топливный рынок трансформировался в биржевой, независимые трейдеры превращаются в брокерские компании, которые оказывают услугу клиентам по приобре-



тению и доставке нефтепродуктов, по финансированию этих сделок, по страхованию ценовых рисков. И это нормальный эволюционный путь.

— **Видите ли вы смысл в увеличении нормативов обязательных продаж топлива на рынке?**

— Текущий норматив по продажам бензина составляет 12%. И, исходя из недавних данных СПБМТСБ по первому полугодью, все нефтекомпании его перевыполняют, и многие существенно. То есть по факту продажи составляют 18–20% у большинства ВИНК. Есть две нефтекомпании, которые превышают обязательный уровень не так существенно, но даже они в худшие месяцы продавали около 13% от своего производства. То есть обсуждаемое сейчас повышение норматива до этого уровня ничего не изменит, так как подобные нормы уже устарели из-за дисбаланса спроса и предложения и на фоне того, что российская олигополия очень хорошо адаптировалась к ним.

Напомню, что раньше был большой внебиржевой рынок, то есть очень много прямых крупнооптовых контрактов, когда промышленные предприятия и трейдеры могли приобретать напрямую у нефтяных компаний по договорной цене или формуле. Сейчас этого рынка нет, вместо него появились норматив, а производители перевели всех своих покупателей на биржу, где сейчас в месяц осуществляют покупки до 900 компа-

ний у 14 основных продавцов. И ценообразование происходит на этом биржевом канале. При этом получается серьезный диспаритет: у нас рекордное производство, очень высокие поставки на внутренний рынок, огромные запасы бензина, но при этом цены не просто растут, а взлетают из-за сохраняющегося дефицита.

Это усугубляется постоянными всплесками и падениями спроса на бирже. Это связано с тем, что некоторые участники воздерживаются от покупок по высоким ценам, откладывая их до разрешения ситуации, но, видя отсутствие от государства действий по охлаждению рынка, весь отложенный спрос резко появляется на торгах. Такой цикл продолжается с февраля.

— **По-вашему, рост цен на топливо на бирже продолжится?**

— Точных прогнозов сейчас никто не сможет дать с учетом многогранности и непредсказуемости рынка. Но есть несколько сценариев, один из которых связан со снижением демпфера и дефицитом бюджета, соответственно, с ослаблением рубля. Получается, если текущая цена по биржевому индексу бензина АИ-92 в европейской части России в районе 63 тыс. руб., а выплаты по демпферу сейчас составляют порядка 18 тыс. руб., то экспортная альтернатива для нефтекомпаний составляет около 82 тыс. за тонну. То есть получается примерный баланс. Но с 1 сентября демпфер снижается в два раза, до 9 тыс. за тонну. При этом у нас в налоговом регулировании есть понятие предельной цены, выше которой демпфер вообще не выплачивается. Она установлена на уровне +10% к индикативной цене АИ-92. И это 62,59 тыс. руб. Если средняя цена за месяц по этому европейскому индексу выше, то нефтяники не получают демпфер вообще. Но для этого они должны сильно увеличить продажи нефтепродуктов на рынке, чтобы цена балансировала ниже. А это будет проблематично, так как в августе и сентябре будут пиковые ремонты, много заводов «Роснефти», Сургутский ЗСК, Астраханский ГПЗ встанут. Это может привести к проблемам с насыщением рынка, что потенциально взвинтит индикативную цену, и нефтяники недополучат даже 9 тыс. руб. А в такой ситуации любой хозяйствующий субъект захочет компенсировать недополученную прибыль, а значит, вырастет экспорт и снизятся поставки на внутреннем рынке. В этой ситуации биржевая цена может и на 20 тыс. руб. вырасти.

И хотя у правительства есть рычаги управления ситуацией на такой случай в виде запрета экспорта, но это сразу снизит поступления в бюджет от экспортной пошлины и налога на прибыль. Может

быть, сейчас эти доходы окажутся важнее сдерживания цен на заправках.

— **Какой запас прочности есть у независимых АЗС?**

— Исходя из прошлого опыта — около полугода. В основном благодаря тому, что в течение года цены для потребителей были очень низкими, примерно вдвое ниже текущего уровня, на фоне большого профицита топлива внутри страны из-за санкций. За счет этого независимая розница получала дополнительную маржу и сформировала определенную подушку из сверхприбылей. И, помня об этом, государство специально может не оказывать никакого воздействия на протяжении какого-то периода и посмотреть, что будет с топливным рынком. Потом заводы выйдут с ремонтов, наступит зима, во время которой традиционно происходит понижение спроса на экспорте, что приводит к насыщению внутреннего рынка, и цены скорректируются. А ввести запрет на экспорт можно в любой момент, такая мера принимается очень быстро и оказывает моментальное влияние на рынок.

— **То есть цены на заправках в любом случае существенно не вырастут?**

— В их сдерживании нет никакого экономического смысла, так как потенциал их роста на АЗС постепенно накапливается, формируя очень серьезную отложенную проблему. И происходит это на фоне иррационального страха правительства, что постепенный рост цен вызовет социальный коллапс. Хотя в качестве примера можно привести Турцию, где из-за гиперинфляции топливо подорожало за один день на 20% и не произошло никакой революции.

Фактически повышение стоимости нефтепродуктов при развитии конкуренции на топливном рынке, наоборот, даст толчок к развитию всей экономики. Для этого нужно объединить биржевые базы нефтеперерабатывающих заводов, на которых сейчас не могут торговать независимые трейдеры. И второй важный момент — создание срочного рынка, который позволит независимым участникам страховать свои риски, и тогда высокие оптовые цены не будут проблемой. Но пока тот 1% объемов производства нефтекомпаний, который должен выйти на срочный рынок, придаст ему импульс развития, согласовывается больше полутора лет и вряд ли будет согласован. В то же время в Китае этот сегмент уже прекрасно развит. А у нас топливный кризис следует за топливным кризисом, потому что сама фундаментальная структура рынка не адекватна текущему развитию экономики и не отвечает его потребностям.

**Интервью взяла
Ольга Мордюшенко**

Демпфер таял на глазах

— законодательство —

С сентября российские власти решили вдвое снизить субсидии по демпферу в адрес национальных нефтеперерабатывающих заводов. Это самая радикальная корректировка данного механизма за четыре года его существования. Все эти годы демпфер выполнял свои функции, защищая внутренний рынок топлива от повышения цен на нефтепродукты на мировых рынках, даже несмотря на то что сам в зависимости от курса рубля и цен на нефть неоднократно нуждался в корректировках. Но грядущее сокращение субсидий с сентября может значительно снизить эффективность этого инструмента.

Правительство в 2023 году решило в очередной раз снизить субсидии для нефтепереработки, но на этот раз радикально. С 1 сентября до конца 2026-го выплаты поставщикам топлива сократятся на 50%. Соответствующие изменения в закон 31 июля подписал президент РФ Владимир Путин. Помимо этого приняты нормы устанавливают индикативную цену бензина на внутреннем рынке для расчета демпфера на 2026 год на уровне 67,3 тыс. руб. за тонну (в 2025-м — 60,45 тыс. за тонну). Для дизеля эти показатели составят 58,95 тыс. руб. за тонну и 57,2 тыс. за тонну соответственно.

Основной целью этих изменений является наполнение бюджета. Еще в апреле Минфин оценивал, что сокращение демпфера приведет к сохранению для государства примерно 30 млрд руб., но реальные цифры могут быть и больше. Так, по данным Reuters, демпфер по итогам июля для нефтяников составит 25,5 тыс. и 20,1 тыс. руб. за тонну. При потреблении 3,2 млн тонн и 4,7 млн тонн этих видов топлива соответственно суммарные выплаты за июль могут составить около 180 млрд руб. Вероятно, общие выплаты в сентябре были бы ниже из-за сокращения потребления и возобновления плановых ремонтов на НПЗ. Снижение вдвое субсидий для НПЗ должно привести



к существенному снижению рентабельности нефтепереработки.

Вынужденная мера

Демпфер начал действовать в 2019 году. Идея этого механизма обсуждалась между Минэнерго и Минфином во время топливного кризиса 2018-го, который привел к увеличению цен на заправках на 10%, тогда как инфляция была вдвое меньше. Власти неоднократно подчеркивали, что стоимость бензина для потребителей — социально значимая тема, взлетевшие оптовые цены на бензин из-за роста зарубежных котировок потребовали экстренных мер со стороны правительства. Занимавший тогда пост вице-премьера по ТЭК Дмитрий Козак, обеспокоенный сложившейся ситуацией, регулярно проводил совещания, посвященные ценовому ралли. В результате вышедшие из-под контроля оптовые цены на бензин, а вслед за ними и стоимость топлива на заправках потребовали применения нерыночных механизмов. Так что власти за-

ставили нефтяников временно заморозить цены. Такой подход в том числе предусматривал заключение топливных соглашений, пока не будет найдено действенное решение для стабилизации цен на топливо.

Именно им в итоге стал демпфер. До апреля текущего года он рассчитывался исходя из разницы между экспортной стоимостью топлива и индикативной внутренней ценой, установленной законом. Если стоимость бензина и дизеля за рубежом становилась выгоднее поставок на внутренний рынок, нефтяные компании получали компенсацию от государства для обеспечения внутреннего рынка, если разница была отрицательная, то нефтяники возвращали в бюджет часть своей прибыли.

Плюсы и минусы

Механизм был создан для того, чтобы отвязать внутренние оптовые цены на ключевые нефтепродукты от колебаний экспортных цен, добавляет руководитель направления аналитики ресурсов секторов «Ре-

нессанс Капитала» Борис Синицын. И он оказался вполне действенным. Например, когда внешние цены на бензин с мая 2019-го по апрель 2020-го упали на 60%, внутренние снизились лишь на 17%. Сдвругой стороны, говорит господин Синицын, НПЗ выплачивали в бюджет около 35% экспортной цены. То есть, по сути, внутренние цены хоть и были отвязаны от внешних, но с учетом выплаты в бюджет НПЗ фактически продавали внутри страны топливо по экспортной стоимости.

При этом демпферный механизм имел и очевидные изъяны, из-за которых правительству неоднократно приходилось прибегать к изменению его параметров. Так, для его вычисления используется не реальная цена на бензин и дизтопливо, а фиксированная цена внутреннего рынка, которая неоднократно корректировалась и систематически вызывала недовольство отраслевых игроков. В 2021 году нефтекомпаниям жаловались на индексацию демпфера на 5% при меньшем увеличении цен

на АЗС в условиях плохого положения нефтепереработки после пандемии. С 2023-го индексация условных цен в демпфере составляет 3%.

Ключевыми недостатками этого механизма являются ограниченность применения в зависимости от рыночных условий (диапазон мировых цен и курсов рубля), дороговизна для обеих сторон и необходимость постоянной донастройки, считает эксперт по топливному рынку Михаил Турукалов. При этом, говорит он, если не выделять на демпферные субсидии значительные средства, его эффективность снижается. В то же время снижение бюджетного субсидирования стимулирует нефтяников к увеличению экспорта нефтепродуктов в ущерб внутреннему рынку, добавляет аналитик.

Нерадужные перспективы

Эксперты по-разному оценивают последствия сокращения демпфера с сентября вдвое. По оценкам Михаила Турукалова, в августе субсидия для бензина может составить 30–32 тыс. руб. за тонну, для дизтоплива — 24–26 тыс. руб. за тонну, и даже после резкого снижения демпферов с сентября выплаты в адрес отрасли останутся высокими. В то же время экономика НПЗ на внутреннем рынке ухудшится из-за снижения выплат по демпферу, что будет способствовать увеличению экспортных отгрузок бензина и дизтоплива, предупреждает он. По мнению эксперта, продавцы постараются удержать цену бензина АИ-92 выше 60 тыс. руб. за тонну, но ниже лимита выплаты демпферов (62,59 тыс. руб. за тонну по индексу европейской части России), чтобы минимизировать потенциальную выгоду и исключить риск недополучения демпферов.

Важное следствие уменьшения демпфера в два раза, на которое сейчас не обращается внимание, — это уменьшение потенциальных выплат компаний в пользу бюджета, если вдруг внешние цены на бензин/дизель упадут ниже оптовых, подчеркивает Борис Синицын. Если это произойдет, то компании смогут продавать внутри РФ по вы-

соким ценам, но при этом платить в бюджет лишь 33–34% разницы, а не 65–69%, как сейчас. Это может произойти не только из-за падения цен на нефтепродукты в Черном море или, например, в Европе, но также из-за укрепления рубля, добавляет аналитик.

Последствия сокращения выплат по демпферу с сентября иначе оценивают регуляторы. «Эти параметры допустимы. Но нам всегда нужно думать о будущем, об инвестиционных планах, о модернизации нефтепереработки», — заявил ТАСС в конце июля глава Минэнерго Николай Шульгинов. При этом ранее он заявлял, что сокращение топливной субсидии несет риски недофинансирования отрасли, возможность роста оптовых цен и давления на розничные цены. «Но наша задача — создавать все условия, чтобы все же цены в рознице не превышали инфляцию», — отмечал министр.

По расчетам экспертов, срезание демпфера скажется негативно, но не критично на финансовых показателях нефтекомпаний. Инвестбанк «Синара» прогнозирует, что ЕВБТДА нефтяного сектора снизится на 5%. В частности, «Роснефть» и ЛУКОЙЛ понесут умеренные потери в 3–4% ЕВБТДА за год, в то время как «Татнефть» и «Газпром нефть», которые в большей степени зависят от внутреннего рынка, могут лишиться 9–12% ЕВБТДА. А вот «Сургутнефтегаз», мало полагающийся на выплаты по демпферу, может даже оказаться в плюсе, говорится в обзоре инвестбанка. При этом там указывают, что изменения могут коснуться и формулы НДС/И для нефти с учетом наличия там демпферной компоненты.

В то же время участники рынка уверены, что принятые в конце июля нормы в отношении демпфера, скорее всего, будут неокончательными, так как в текущей ситуации строить прогноз с горизонтом до 2026 года практически невозможно. Так что, исходя из рыночных изменений, будут корректироваться и параметры топливного сектора, полагают собеседники «Ъ».

Всеволод Петухов