



Нефть и газ

Четверг 16 декабря 2021 №229 (7191 с момента возникновения издания)

kommersant.ru

15	Итоги работы «Газпром трансгаз Москва» в 2021 году	16	Почему необходимо снять запрет на использование в производстве бензина ММА	17	Организация торгов углеродными единицами в России и в мире	18	Цифровизация нефтегазовой отрасли как неизбежность
----	--	----	--	----	--	----	--

Углеводородное равновесие

Для нефтегазового рынка 2021 год стал временем восстановления после шока от пандемии и связанных с ней локдаунов. Компании учились работать в условиях новой реальности и согласовывать свои действия для стабилизации цен и установления баланса спроса и предложения. Во многом это удалось, и в 2022 году стоимость нефти мало кто ожидает ниже \$75 за баррель, а котировки газа — выше \$800 за 1 тыс. кубометров. Но, предупреждают эксперты, остаются риски, связанные с новым штаммом коронавируса и логистическими форс-мажорами.

— прогноз —

Котировки нефти сорта Brent, которые стартовали в 2021 году с отметки чуть выше \$50 за баррель, к концу года через пики в \$85 за баррель добрались до \$75 за баррель. Большинство аналитиков нефтегазового сектора ожидают в 2022-м сохранения нефтяных цен на текущем уровне или чуть выше. Так, инвестиционная компания «Атон» прогнозирует среднюю цену нефти марки Brent на уровне \$75 за баррель. По мнению экспертов, на рынке в целом сохранится баланс с возможным умеренным профицитом в 2022 году, который должен охладить цены.

По расчетам «Атона», объем предложения нефти должен увеличиться примерно на 6 млн баррелей в сутки ввиду снижения ограничений на добычу в рамках соглашения ОПЕК+ на протяжении текущего года. Эксперты полагают, что к серьезному профициту на рынке это не приведет, если только не последует каких-то неприятных сюрпризов в динамике роста спроса — либо из-за всплеска COVID-19, либо из-за высоких цен на сырье. В «Атоне» отмечают, что распечатывание резервов нефти в Китае и США свидетельствует о готовности двух крупнейших в мире потребителей нефти охладить рынок. Хотя эксперты сомневаются в существенном влиянии этих действий на конъюнктуру. Другие страны — Индия, Япония и Южная Корея — могут присоединиться к этим усилиям, считают в «Атоне». Напомним, США объявили о высвобождении 50 млн баррелей, что, по грубым оценкам, составляет всего половину дневного объема мирового потребления (или 0,15% годового). При этом объемы, которые могут быть предложены другими странами, будут существенно ниже.

Базовая оценка перспектив рынка нефти международного рейтингового агентства Fitch Ratings чуть меньше — около \$70 за баррель (более ранний прогноз предполагал \$55 за баррель). Эксперты полагают, что сделка ОПЕК+ будет по-прежнему управлять предложением, по крайней мере в краткосрочной и среднесрочной перспективах. Между тем в агентстве отмечают, что ситуация на сырьевых рынках остается крайне неопределенной из-за появления нового штамма COVID-19 «омикрон», распространение которого может вызвать новые локдауны и ограничения на путешествия, а также усилить волатильность котировок в ближайшее время.

Если эксперты повышают прогноз цен на нефть, то Минэнерго США, напротив, снизило его — правда, не очень существенно: с \$72 до \$70 за баррель. Но на фоне неопределенностей, связанных со штаммом «омикрон», прогноз может быть существенно пересмотрен, указывают в американском министерстве.

Одну из самых высоких оценок котировок нефти дает Bank of America (BoFA) — \$85 за баррель. Как пояснял глобальный руководитель отдела исследований сырьевых товаров и деривативов банка Франциско Бланш, риск всплеска цены в следующем году создают низкий уровень запасов нефти, восстановление авиаперевозок и невысокий уровень свободных добывающих мощностей. При этом риск снижения цены исходит от возможного появления новых штаммов, использования стратегических запасов нефти в США, а также ослабления санкционного режима Ирана, считает господин Бланш. В ноябре BoFA давал куда более высокий прогноз — \$120



за баррель. В свою очередь, в Barclays (прогноз на 2022 год — \$80 за баррель сорта Brent) считают, что стратегические запасы нефти не являются устойчивым источником поставок, и эффект от такого вмешательства на рынок будет временным.

Ни жарко, ни холодно

Газовые цены, по оценкам аналитиков, также должны стабилизироваться после исторических пиков почти в \$2 тыс. за 1 тыс. кубометров и долгого пребывания на уровне выше \$1 тыс. за 1 тыс. кубометров. Основной причиной таких взлетов котировок стало ограниченное предложение сжиженного природного газа (СПГ) в Европе, а также дозированных поставки трубопроводного газа со стороны «Газпрома» на фоне резкого роста спроса холодной зимой и аномально жарким летом. Масла в огонь подлил и недостаток объе-

мов генерации из возобновляемых источников энергии, сокращение собственной добычи углеводородов и переориентация объемов сырья из Европы в Азию.

В «Газпроме» считают, что средневзвешенная цена следующего года будет не ниже уровня 2021-го (за девять месяцев — \$319 за 1 тыс. кубометров, что почти в четыре раза выше, чем за аналогичный период 2020-го). В НОВАТЭКе ожидают возвращения цен на газ к более или менее нормальным уровням в течение шести-девяти месяцев. Об этом говорил в начале декабря начальник управления НОВАТЭКа по связям с инвесторами Александр Назаров.

Между тем в Сахо Bank предполагают, что зимой 2022 года на рынке нефти и газа может сложиться «идеальный шторм» с учетом низких запасов сырья и высокого спроса на фоне холодной погоды. В банке про-

гнозируют самый серьезный пик энергетического кризиса за последние почти 40 лет.

По мнению консультанта VYGON Consulting Ивана Тимонина, в 2022 году на газовом рынке сохранятся текущие тенденции, в том числе рост спроса. Он прогнозируется на уровне 60 млрд против 140 млрд кубометров в 2021 году (из которых 56 млрд кубометров пришлось на азиатские страны, а 23 млрд — на Европу). Объем потребления, по оценке эксперта, может покрыть рост предложения на 67 млрд кубометров (в значительной степени благодаря запуску строящихся заводов СПГ общей мощностью в 24 млн тонн).

На этом фоне господин Тимонин ожидает снижения цен на газ относительно текущего уровня до \$770 за 1 тыс. кубометров в среднем в 2022 году, но не ранее второго квартала, после прохождения зимнего пика

потребления и вероятного запуска «Северного потока-2», а также выхода на полную мощность новых американских мощностей СПГ.

Стоимость СПГ Дмитрий Маринченко из Fitch прогнозирует на уровне \$280–350 за 1 тыс. кубометров при условии, что на рынке не будет перебоев с поставками, как в текущем году, а температура и летом, и зимой будет соответствовать климатической норме. Он согласен, что в январе — феврале цены будут оставаться высокими, в том числе из-за низкого объема газа в европейских газохранилищах и неопределенности вокруг «Северного потока-2». При этом, отмечает эксперт, резкий рост цен в текущем году приведет к увеличению количества инвестиционных решений по новым СПГ-проектам, что может создать предпосылки для избытка СПГ на рынке к 2025 году и падения цен.

Андрей Орехов

Газомотору придали ускорение

— развитие —

Государство готово существенно увеличить объемы финансирования мероприятий по развитию газомоторного топлива (ГМТ), на рынке которого спрос сейчас существенно отстает от предложения. Основной поставщик топлива «Газпром», несмотря на убытки из-за недозагрузки своих заправок, согласился заморозить цену для привлечения потребителей, которых отпугнуло резкое подорожание газа. Это, по мнению участников отрасли, может дать реальный толчок развитию сферы ГМТ.

За последние три года рынок газомоторного топлива в России увеличился более чем в полтора раза. Как заявил в начале декабря вице-премьер Юрий Борисов, продажи природного газа в качестве топлива для автотранспорта увеличилась до 1,3 млрд кубометров. Сам парк автомобилей на газе к 2021 году увеличился почти в 2,5 раза, до 227 тыс. машин, а количество объектов газозаправочной инфраструктуры выросло в 2,2 раза, до 650 штук. К 2024 году, согласно планам «Газпрома», их количество может вырасти еще почти вдвое — до 1–1,2 тыс.

На пользу природе

В правительстве уверены, что на фоне глобальной экологической повестки и утверждения в России программы по снижению влияния на природу газомоторное топливо является наиболее эффективной заменой его традиционным видам. Принятая



стратегия предполагает сокращение к 2030 году выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990-го. Планы по расширению газомоторной инфраструктуры вошли также в стратегию развития РФ с низким уровнем выбросов CO₂ до 2050 года. Документ включает в себя масштабную газификацию общественного транспорта, развитие полномасштабной отрасли по производству оборудования для автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). По оценке профильной в этой области структуры «Газпрома» «Газпром газомоторное топливо», в России за пять лет использование метана для заправки машин снизило парниковых газов составило свыше 7 млн тонн в CO₂-эквиваленте. Там напоминают, что удельные выбросы загрязняющих веществ от использова-

ния метана в три раза меньше, чем у дизельного топлива, и в шесть раз меньше, чем у бензина.

«В настоящее время транспортная отрасль, в первую очередь автомобильная, находится на этапе глобального перехода на новые источники энергии: природный газ, электричество, водород. По совокупности факторов газомоторное топливо является наиболее перспективным заменителем дизельного топлива и бензина вследствие низкой себестоимости, а также более выгодным по стоимости перехода на него по сравнению с другими видами «зеленого» топлива», — отмечал на совещании по развитию газомоторного рынка Юрий Борисов. Он отметил, что в России созданы все базовые условия для масштабного применения на автомобильном транспорте природного газа.

Дорогая экономия

Помимо этого повысить привлекательность газомоторного сектора государство готово и за счет цен на заправках. Это особенно актуально на фоне рекордного роста цен на отдельные виды топлива, в основном на сжиженные углеводородные газы (СУГ; пропан-бутан). По оценке трейдеров, подъем до исторических максимумов оптовых и розничных цен на СУГ в текущем году, пик которого пришелся на август — сентябрь, вынудил часть автомобилистов вернуться к использованию бензина. По данным Refinitiv Kortes, средние розничные цены на СУГ с начала года до конца октября выросли более чем на 30%. В то же время бензин за это время подорожал менее чем на 8%.

На фоне такой разницы основной поставщик компримированного газа в России «Газпром» по поручению правительства согласился заморозить цены на топливо на своих АГНКС и индексировать их только на уровень инфляции. На середину декабря, по данным «Газпром-сеть АГНКС», средняя цена компримированного газа составляла чуть более 20 руб. за кубометр.

Хотя в начале декабря председатель совета директоров «Газпрома» Виктор Зубков сообщал Юрию Борисову, что метановые АЗС (к концу года у компании их будет 648) пока загружены лишь на 34% и работают в убыток. «Все эти годы нам говорили: «Опережающим будет развитие заправок — тогда и будем мы поддерживать транспорт, выделять деньги, больше его производить». Но что получается?.. Мы потратили

десятки миллиардов долларов, чтобы построить заправки, но работаем в убыток, так как нет машин», — заявил господин Зубков на совещании по ГМТ.

При этом, как пояснял Виктор Зубков, есть ряд сложностей с поддержкой развития газомоторного рынка в регионах. Так, только 27 субъектов РФ сегодня имеют право на субсидии из бюджета для создания пезеоборудования автомобильного транспорта. «И теперь эти субсидии для СПГ сделали громадные (1,8 млрд руб. — «Ъ»), и они сегодня ломают весь рынок». Сейчас, по данным Минпромторга, на программу поддержки закупки газомоторного автотранспорта в России ежегодно выделяется 3,3 млрд руб.

Вице-премьер согласился с критикой: «Нужно увеличить субсидии, чтобы по крайней мере дисбаланс между создаваемой инфраструктурой и потребителями выравнивать. Сейчас глупость происходит. «Газпром» тратит 35 млрд руб. капложений на создание инфраструктуры, а потребителями выравнивать мер господдержки для внедрения газомоторной техники в стране и увеличения субсидий. Ранее глава «Газпрома» Алексей Миллер обращался к председателю правительства Михаилу Мишустину с просьбой уве-

личить субсидии до 7,1 млрд руб. При этом, как заявил Юрий Борисов в интервью РБК, по факту на дальнейшее развитие внутреннего рынка газомоторного топлива государство может направить до 13 млрд руб.

Артем Данилов, исполнительный директор Союза предприятий газомоторной отрасли (СПГО), уверен, что, несмотря на все трудности, в 2022 году стоит ожидать роста в сфере газомоторного топлива. В первую очередь, считает он, это коснется метана с учетом того, что президентом и правительством уже приняты решения по увеличению субсидирования строительства метановых заправок и перевода транспорта на метан. «Если данное со стороны «Газпрома» обещание не повышать цену на метан выше 20 руб. будет исполняться, то ждем рывка в количестве техники на метане, перевода на метан городской и коммунальной техники в крупных городах», — отмечает господин Данилов.

Также он ждет дальнейших результатов по оптимизации регистрационных процедур для переоборудованной техники. В СПГО напоминают, что уже введен удаленный формат регистрации транспорта на ГМТ — решили проблему с нехваткой испытательных лабораторий. Но, говорит Артем Данилов, необходимо решить немало проблем, в том числе техрегулирования и устаревшей системы ГОСТов. При этом он уверен, что кризис текущего года больше не повторится, но по-прежнему вызывает опасения цена на пропан. В союзе надеются на ее снижение к весне.

Ольга Мордюшенко

нефть и газ

«Переход к новой модели экологического надзора должен произойти именно в нефтегазовой отрасли»

Стремление крупнейших мировых государств к углеродной нейтральности оказывает все большее давление на глобальную промышленность и экономику. За последние годы стало очевидно, что без внедрения принципов устойчивого развития и цифровизации компании, особенно попавшего в опалу нефтегазового сектора, в перспективе будут исключены из международных отношений. Об изменениях принципов работы промышленных производителей и том, как российский центр компетенций в области промышленной безопасности АО «Технологии контроля безопасности» может им помочь в совершенствовании методов ведения бизнеса, „Ъ“ рассказал председатель совета директоров ТКБ.РФ **Анатолий Исайкин**.

— технологии —

— Государство и бизнес в РФ сейчас проходят цифровую трансформацию. В чем заключается цифровизация сферы промышленной безопасности и зачем она нужна?

— Обеспечение промышленной безопасности — процесс, к которому можно подойти формально и обеспечить требования надзорных органов в необходимом и достаточном объеме, а можно подойти более глубоко. При тщательном подходе мы будем бороться не с последствиями, а с причинами и угрозами.

И ликвидировать эти угрозы можно с помощью или традиционного, или цифрового подхода. Традиционный выглядит примерно так: «Знаем обо всех проблемах, но все, что можем, — это поставить заплатки в тех местах, где прорвало». То есть предприятие выполняет только минимально необходимые и формальные мероприятия по обеспечению промышленной безопасности.

— Получается, что традиционный подход — это ничего не делать до наступления проблем?

— Не совсем. Такой подход был единственным вариантом в доцифровую эпоху, когда невозможно было вести полный учет всех узлов, агрегатов, материалов, деталей вплоть до последнего винтика, учитывать их изношенность и при этом знать о ежесекундных колебаниях не только основных показателей технологического процесса, но и сотен тысяч второстепенных.

Поэтому основная механика традиционного обеспечения промышленной безопасности — следить за соответствием показателей нормам. А инициативность в традиционном подходе не нужна, так как выявление каких-то своих показателей и разработка собственных локальных методик — «дорогое удовольствие» с неочевидным результатом.

Но современные цифровые технологии обеспечивают возможность собирать и эффективно обрабатывать всю необходимую информацию без дорогостоящей разработки новых методик.

— Каким образом эта собранная статистика поможет решить проблемы?

— В условиях цифровой копии технологических процессов на предприятии (так называемого цифрового двойника. — „Ъ“) не всегда требуется математическая модель и проработанная методика расчета влия-



ния одного показателя на другой. Чем больше статистических данных на конкретном объекте мы накопим, тем лучше искусственный интеллект подскажет влияние показателей друг на друга и обеспечит предиктивную аналитику угроз.

— Но разве эта информация не бесполезна, если все равно нет возможности на нее отреагировать?

— Разница в том, что человек знает об этом на качественном уровне — например, на таком-то участке есть угрозы, связанные с изношенностью оборудования. А искусственный интеллект на базе цифрового двойника будет знать точное значение риска выхода из строя детали/узла, отклонения от технологического процесса и предсказывать результат вплоть до стоимости ущерба и административных последствий для руководства. Это дает огромный эффект — как чисто экономический, так и в плане снижения административных рисков.

— Какие у компаний есть препятствия для цифровой трансфор-

мации сферы промышленной безопасности?

— Цифровая трансформация отрасли идет, но довольно низкими темпами. В долгосрочном планировании собственных процессов предприятий нужно понимать правила и показатели, к которым необходимо стремиться. В части цифровизации взаимодействия предприятий и надзора промышленной безопасности идет трансформация ведомств, начат эксперимент по построению системы дистанционного контроля промышленной безопасности (ПП РФ №2415 от 31 декабря 2020 года). Однако предпочтения для участников эксперимента незначительные, и правила системы дистанционного контроля до сих пор не объявлены. Поэтому предприятия заняли выжидательную позицию, не развивают собственные процессы производственного контроля и обеспечения промышленной безопасности. Поэтому совершенно необходимо в ближайшее время опубликовать «дорожную карту» трансформации отрасли.

В 2022 году ТКБ.РФ предложит взять на себя медиаторскую функцию, чтобы доносить до предприятий планы и сроки цифровой трансформации, в чем сейчас остро нуждается российский бизнес. В силу своего опыта компания может обеспечить как цифровую, так и ESG-трансформацию и гарантировать своим заказчикам и партнерам достижение целей устойчивого развития.

— Что общего имеют цифровая трансформация и ESG-повестка?

— Внедрение концепции ESG и цифровая трансформация — это обширные взаимосвязанные процессы, направленные на изменение корпоративной культуры, увеличение прозрачности и управляемости внутренних бизнес-процессов. Это изменение отношения сотрудников к вопросу ответственности своего предприятия и, самое главное, в рамках этого — понимание личной ответственности перед обществом за социальные и экологические последствия своих решений.

— Насколько к таким трансформациям готова нефтегазовая отрасль с учетом ее негативного влияния на экологию?

— Очевидно, что наибольшее влияние на окружающую среду оказывают промышленные предприятия, и сейчас в свете экологической повестки необходимо уделять повышенное внимание в первую очередь надзору в этой сфере. В настоящее время контроль по данному вопросу осуществляет Росприроднадзор. Ведомство обеспечивает сбор платы за негативное воздействие на окружающую среду.

Однако в современном цифровом мире такой механизм является слишком грубым и приблизительным, потому что он фиксирует только негативное влияние и только на основе деклараций, представленных самими предприятиями, без учета данных объективного мониторинга.

Да, ранее объективный мониторинг в режиме онлайн был невозможен в том числе по причине удаленности и неразвитости регионов, где ведется нефтедобыча и отчасти переработка. Но сейчас мы можем организовать оперативное реагирование на угрозу техногенного загрязнения, а также оценку эффективности комплексных превентивных мер.

Ростехнадзор сейчас создает технологическую платформу, которая среди прочего обеспечит онлайн-мониторинг негативного воздействия

на окружающую среду как одного из ключевых показателей предприятия. Но современные вызовы требуют, чтобы уже сейчас надзорные органы шли дальше и оценивали усилия предприятий, направленные на снижение этого негативного влияния, а также имели возможность не только наказывать за нарушения, но и, действуя в кооперации с другими регуляторами, обеспечивали механизмы государственной поддержки за достижения реальных показателей в сфере внедрения технологий, снижающих негативное экологическое воздействие.

Действующая сейчас регуляторная гильотина — новый федеральный закон о реформировании надзорной деятельности и о регуляторной песочнице (особый экспериментальный правовой режим для инновационных проектов. — „Ъ“) — позволяет сформировать пилотные проекты по отработке совместных мероприятий Ростехнадзора и Росприроднадзора. И мы, находясь в ESG-авангарде, видим реальный запрос от промышленных предприятий на такие изменения.

Нефтегазовый комплекс в силу своей ориентации на экспорт объективно является передовым в вопросах соответствия международным экологическим стандартам. Подтверждение этого можно увидеть в ESG-рейтингах российских компаний — нефтегаз наряду с металлургами занимает верхние позиции, опережая, казалось бы, такие экологичные и прозрачные отрасли, как банки. Поэтому переход к новой модели экологического надзора, на наш взгляд, должен произойти именно в нефтегазовой отрасли.

— Эти изменения связаны с вводимым в ЕС с 2026 года трансграничным углеродным налогом и другими ограничениями в рамках декарбонизации?

— Да, немаловажным фактором для российских компаний является международное давление, оказываемое Европейской комиссией, которая разрабатывает свои правила учета компенсаций негативного воздействия на окружающую среду. Сегодня это вылилось в протекционистский трансграничный углеродный налог, который однобоко трактует воздействие предприятий на природу. Так, Брюссель совершенно не учитывает усилия предприятий и стран в целом по компенсации выбросов: поддержание природных экосистем, нейтрализующих карбоновый след естественным образом.

Россия обязана предложить собственную методику учета углеродного следа и других факторов негативного влияния на окружающую среду, чтобы нивелировать риски, неизбежно возникающие при подобной европейской трактовке задач и проблем экологии. Такую методику Ростехнадзор совместно с Росприроднадзором могли бы апробировать на пилотном участке и обеспечить как эффективный инструмент поддержки социально ответственного бизнеса, так и выполнение международных требований.

ТКБ.РФ работает с рынком и подтверждает запрос бизнеса на применение избирательного и современного инструмента регулирования в этой области. Также очевиден запрос на разработку собственного равновесного механизма распределения и контроля квот на углеродный след вместо наложения штрафов на российский экспорт за отсутствие национальной методики расчета экологического влияния.

— Как может быть воспринята такая инициатива зарубежными партнерами?

— Безусловно, для решения таких вопросов необходимо четко понимать правила игры на мировом рынке, хорошо ориентироваться в нюансах и специфике международных нормативных актов и методик подсчета экологических показателей промышленных предприятий. В этой связи существенную поддержку нам могут оказать ведущие мировые организации, которые готовы поделиться собственным опытом и в определенном смысле подсказать лучшие практики в плане унификации подходов к защите окружающей среды.

Таким партнером для ТКБ.РФ выступает ЮНИДО — Организация Объединенных Наций по промышленному развитию, специализированное учреждение в системе ООН. В рамках нашего сотрудничества мы прорабатываем целый спектр направлений и продуктов, связанных с внедрением инновационных технологий и критериев экологической ответственности в российской промышленности. Особое внимание уделяется вопросам синхронизации российского и международного законодательства в области промышленной безопасности и практическому внедрению принципов ESG в России.

Интервью взяла
Ирина Салова

Нестабильный элемент

— регулирование —

Государство в следующем году намерено скорректировать меры регулирования топливного сектора и обеспечить достаточными объемами сырья внутренний рынок, включая наиболее проблемную точку — Дальний Восток. Но эксперты сомневаются в эффективности предложенных мер, отмечая, что они обеспечат скорее финансовую выгоду нефтекомпаниям, чем нормализацию ситуации в сфере поставок бензина и дизтоплива.

Меры правительства по стабилизации рынка топлива позволяют удержать розничные и оптовые цены бензина в 2022 году в пределах инфляции, считают в Федеральной антимонопольной службе. Как отметил заместитель главы регулятора Виталий Королев, 2021-й «был довольно волатильным и местами нервным, особенно в августе». «Я не думаю, что 2022 год будет таким же. Те меры, которые сейчас предлагаются нами, вместе с мерами, связанными с субсидированием поставок топлива на Дальний Восток, позволяют сдерживать цену достаточно эффективно», — считает он. Речь идет о корректировке демпфирующего механизма, который регулирует топливный сектор, а также об увеличении объемов обязательной продажи топлива на бирже (сейчас нормативы — 11% от объема произведенного бензина и 7,5% — дизтоплива).

Реакция государства потребовалась из-за того, что в течение 2021 года цены на различные нефтепродукты на оптовых торгах систематически достигали исторических пиков на фоне восстановления стоимости сырья и периодического дефицита. При этом несколько раз — в декабре. Так, к концу предыдущей декады декабря стоимость зимнего дизтоплива на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже выросла до 61,8 тыс. руб. за тонну, побив очередной рекорд. Накануне максимумов достигла стоимость авиакеросина. По территориальному индексу Европейской части России этот продукт подорожал до 58,6 тыс. руб. за тонну.

Дорожал бензин и в рознице. По данным Росстата, с начала 2021 года по первую неделю декабря его стоимость увеличилась на 8,3%, превысив инфляцию за тот же период (7,57%). Динамика роста цены дизельного топлива была выше — 9,3%. Это существенно отличается от 2020-го, когда по итогам года цены на бензин в России выросли значительно ниже инфляции (4,9%) — на 2,5%.

Новые меры

Сегодня одним из ключевых механизмов регулирования топливного сектора является демпфер. Действующая схема предполагает компенсацию производителям со стороны государства части разницы между внутренними и внешними ценами, если отправлять в тот момент продукцию на экспорт выгоднее. В обратном случае компании платят часть прибыли в бюджет. Такая система компенсирует нефтекомпаниям часть потерь от добровольного сдерживания цен в рознице. Также с 1 мая Минэнерго в случае, если демпфер не справляется с ситуацией на рынке, может запретить экспорт топлива, а также заключить с нефтекомпаниями соглашения по ценам на АЗС.

В министерстве признают, что без внесения изменений в действующий налоговый режим создаются риски для топливного сектора в 2022 году. В частности, в рамках продолжения налогового маневра со следующего года снижаются экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты, повышаются ставки акцизов на бензин и дизтопливо, а также увеличиваются условные цены бензина и дизтоплива в формуле демпфера, что снижает выплаты в адрес НПЗ. Эти изменения ведут к риску одномоментного роста розничной цены автобензина более чем на 2 руб. за литр.

Сейчас в правительстве обсуждаются регуляторные изменения в топливном секторе. Минэнерго и ФАС предложили сохранить индексацию индикативной цены на бензин и дизель в 2022 году на текущем уровне (3%), а не повышать ее до 5,5%. Текущие условные цены в формуле расчета демпфера составляют 52,3 тыс. руб. за тонну для автобензи-

на и 50,7 тыс. руб. за тонну для дизтоплива. Их повышение на 3% даст новые условные цены на уровне 53,87 тыс. руб. за тонну и 52,22 тыс. руб. за тонну соответственно.

Также ФАС выступала за сокращение ее максимально возможного превышения на оптовых торгах для выплаты демпфера с 20% до 10%. Еще одна инициатива — увеличение для НПЗ компенсации части разницы между экспортной ценой паритета и индикативной ценой на бензин с 68% до 90%.

Для Дальнего Востока, где традиционно складывается наиболее тяжелая ситуация с обеспечением топливом и ценами на него, правительство разработало отдельные меры. Основную проблему региона — наличие всего двух поставщиков (НПЗ «Роснефти» и ННК) — собираются решить, предоставив дотации на железнодорожные перевозки для обеспечения рентабельных поставок из других российских субъектов. Минэнерго и ФАС подготовили проект постановления правительства о субсидировании РЖД при поставках нефтепродуктов в ДФО, предполагающей скидку к тарифу в размере до 4 тыс. руб. за тонну бензинов, дизтоплива и авиакеросина. Предполагается, что действовать эти меры будут в 2022–2023 годах. Аналогичные меры рассматриваются и для ряда сибирских регионов.

Не все так плохо

Но в целом в Минэнерго считают и текущее состояние рынка бензина стабильным благодаря профициту топлива на фоне роста запасов и производства, а также снижению цены на бирже. По данным ведомства, запасы бензина и дизеля на НПЗ, нефтебазах и в системе «Транснефти» превышают 1,7 млн тонн, что почти на 0,25 млн тонн больше, чем за аналогичный период прошлого года.

Однако баланс может измениться в следующем году на фоне активного восстановления спроса на топливо. Минэнерго прогнозирует, что потребление уже в текущем году превысит допандемийный уровень 2019 года и продолжит расти. За 11 месяцев года нынешнего на внутренний рынок было постав-



лено на 4,7% больше бензинов, чем два года назад (33,3 млн тонн). Поставки дизтоплива выросли на 4% относительно уровня 2019-го — до 35,9 млн тонн. В то же время производство за этот период, по расчетам «Петромаркета», увеличилось всего на 0,7% и 2,2% соответственно. По итогам года оно может составить 40,8 млн тонн бензина и около 80,4 млн тонн дизтоплива.

Резервной мерой, которую предлагает использовать Минэнерго в случае дефицита топлива, является наращивание его выработки за счет дозагрузки вторичных установок, использующих прямогонный бензин в качестве сырья (каталитический риформинг и изомеризация). Это может дать рост выпуска компонентов товарного бензина на 2,8 млн тонн в год (около 7,5% годового потребления автобензина в России). Причинами нынешней недозагрузки вторичных мощностей, по мнению Минэнерго, являются незаинтересованность ряда НПЗ в увеличении производства автобензина и нахождение технологических установок в резерве.

Выгоду получают, но не все

Эксперты указывают, что при реализации предложенных правительством мер следует говорить скорее не об эффективной стабили-

зации топливного сектора, а о выплате дополнительных средств ВИНК без повышения их ответственности за ситуацию. Так, например, отмечает гендиректор «Аналитики товарных рынков» Михаил Турукалов, повышение на 3% текущих условных цен в формуле расчета демпфера с учетом их уровней, заложенных в действующем Налоговом кодексе на 2022 год, окажет влияние лишь на перспективы российского рынка автобензина, но не повлияет на будущую ситуацию на рынке дизтоплива.

Эксперт также отмечает, что большинство предложений Минэнерго — по уменьшению роста условной цены бензина с 2022 года и увеличению коэффициента компенсации в формуле бензинового демпфера — не изменит баланс интересов на топливном рынке, не сможет сдержать удорожание бензинов в опте и на заправках. «Заявленные изменения в демпфирующий механизм выйдут направленными на улучшение финансового положения ВИНК и не решают важнейших проблем в работе демпфера», — считает господин Турукалов. По его мнению, выплаты в рамках демпфера продолжают приносить нефтяным компаниям высокую прибыль, а ограничения роста биржевых цен бензина и дизтоплива останутся чрезмерно мягкими.

Ольга Мордюшенко

нефть и газ

А у нас на кухне газ

«Газпром трансгаз Москва», на который приходится треть объемов газа «Газпрома» в России, в 2021 году, несмотря на пандемию, продолжил наращивать поставки внутренним потребителям. За историю компании суммарно они достигли 10 трлн кубометров. Для надежного обеспечения поставок в перспективе компания планирует в несколько раз увеличить инвестиции в развитие и модернизацию своей инфраструктуры в 14 регионах присутствия.



Генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Москва» Александр Бабаков

— инфраструктура —

Транспорт газа крупнейшего газотранспортного подразделения «Газпрома» в России ООО «Газпром трансгаз Москва» в 2021 году составит 165 млрд кубометров, сообщил „Ъ“ гендиректор предприятия Александр Бабаков. Он уточнил, что из этого объема отечественным потребителям будет поставлено 85,1 млрд кубометров (рост на 11,7% по сравнению с 2020 годом), остальные 79,8 млрд кубометров составят экспорт, транзит соседним газотранспортным подразделениям «Газпрома» и закачка в подземные хранилища.

Наиболее сильно потребление сырья из охватываемых «Газпром трансгаз Москва» регионов увеличили промышленный узел, в который входят Москва и Московская область. На них приходится самые высокие объемы потребления газа в России. В 2021 году спрос тут вырастит на 15%, до 45,7 млрд кубометров.

«Текущий год — праздничный для нас: мы, несмотря на непростую обстановку, связанную с распространением коронавирусной инфекции, подводим значимые для компании итоги 75-летней истории.

За время деятельности предприятия с 1946 года объем транспортированного газа превысил 10 трлн кубометров.

В настоящее время «Газпром трансгаз Москва» обеспечивает треть всех поставок „Газпрома“ на внутренний рынок», — сообщил Александр Бабаков.

На экспорт «Газпром трансгаз Москва» в 2021 году в рамках действующего технического соглашения между «Газпромом» и «Оператором ГТС Украины» на 2020–2024 годы поставит около 28 млрд кубометров газа, что на 40% меньше показателей 2020 года. По прогнозу газотранспортной компании, в ближайшие три года поставки за рубеж в зоне ее ответственности будут колебаться на уровне 28–30 млрд кубометров газа в год.

● ООО «Газпром трансгаз Москва» создано в 1946 году и на данный момент обеспечивает поставки природного газа потребителям 14 субъектов европейской части России (Москвы, Белгородской, Брянской, Владимирской, Воронежской, Калужской, Курской, Литвенской, Московской, Орловской, Рязанской, Тамбовской, Тверской, Тульской областей), а также транзит в страны ближнего и дальнего зарубежья. Общая протяженность магистральных и распределительных газопроводов компании превышает 21 тыс. км, что равно

двум диаметрам Земли. Прокачку обеспечивают 22 компрессорные станции и 719 газораспределительных станций (ГРС).

Безопасность превыше всего

С учетом таких масштабов одной из основных стратегических задач «Газпром трансгаз Москва» является обеспечение безопасности работы газотранспортной системы.

Особенно это касается Московского промышленного узла, где сосредоточена сложная, разветвленная сеть газопроводов с особыми условиями эксплуатации из-за высокой плотности застройки — вокруг Москвы расположено шесть КРП (контрольно-распределительный пункт) проектной производительностью более 10 млн кубометров газа в час.

В 2016 году введен в эксплуатацию после масштабной реконструкции КРП-16. Для повышения надежности эксплуатации компания в 2021 году завершила ремонты на двух контрольно-распределительных пунктах (КРП-15 и КРП-14).

«Проведение модернизации и капитальных ремонтов объектов газотранспортной системы Московского узла позволяет столичному региону не применять в зимний период запасы резервного топлива, что положительно влияет на экологическую обстановку, а также гарантирует дальнейшее развитие уже существующих производств на территории Москвы и области», — отметили в «Газпром трансгаз Москва».

Там сообщили, что в ближайшей перспективе, в том числе для обеспечения газом потребителей Новой Москвы, планируется реконструкция технических мощностей КРП-13 и КРП-14, капитальное строительство КРП-20 и КРП-21 и техническое перевооружение 7 ГРС.

В соответствии с программой развития газоснабжения и газификации Московского региона на 2021–2025 годы «Газпром» намерен инвестировать в его развитие 13,1 млрд руб., что в 11 раз больше, чем в 2005–2020 годах. В результате реализации пятилетней программы к 2026 году технически возможная сетевая газификация Московской области будет завершена (на начало 2020 года уровень газификации Московского региона в целом составлял 99,6%).

Масштабные работы «Газпром трансгаз Москва» проводит и в других регионах.

В целом в 2021 году компания провела комплексную диагностику на 139 ГРС и капитальный ремонт 2 ГРС — «Дружба» и «Советская».

Также завершается активная работа по техническому перевооружению ГРС «Октябрьский-1» с увеличением производительности с 70 тыс. до 100 тыс. кубометров в час.

В 2020 году был введен в эксплуатацию новый крупный проект — «База аварийно-восстановительного поезда (АВП) Гавриловского линейно-производственного управления магистральных газопроводов», в зоне ответственности которой более 2,7 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов (в Московской, Рязанской, Тульской и Владимирской областях), 6 компрессорных станций и 76 ГРС.

Ввод в строй современных объектов АВП повысит готовность филиала к ликвидации аварийных ситуаций в случае их возникновения, отметили в «Газпром трансгаз Москва».



Дальше — больше

Еще одним важным пунктом обеспечения безопасности работы газотранспортной системы является проверка состояния трубопроводов.

В 2021 году «Газпром трансгаз Москва» провел внутритрубное техническое диагностирование (ВТД) на 3,4 тыс. км магистральных газопроводов, полностью выполнив годовой план. По результатам проверки было устранено свыше 2,8 тыс. дефектов на 977 трубах, а также заменено 9,3 км труб.

При устранении дефектов по результатам ВТД в текущем году проводились работы по сохранению природного газа при помощи мобильных компрессорных установок, и за это время перекачано более 100 млн кубометров. Данный показатель почти в два раза превышает объемы перекачанного газа 2020 года (57 млн кубометров).

Масштабные работы по переустройству целого ряда магистральных газопроводов и газопроводов-отводов компания провела и в местах пересечений со строительством Центральной кольцевой автодороги.

Проведения аналогичных работ от «Газпром трансгаз Москва» потребовал еще один крупный инфраструктурный проект — строительство автомобильной дороги М-12 Москва—Нижний Новгород—Казань, которое осуществляется в рамках реализации международного транспортного маршрута Европа—Западный Китай. В начале дороги — от 0-го до 80-го км — она имеет три пересечения с газопроводом «Газпром трансгаз Москва», а также участки взаимного сближения. В связи с этим, поясняет гендиректор компании, она должна сдать дорожникам «под ключ» участки газопровода, соответствующие современным нормативным требованиям в этой области. В итоге

будет реконструировано 8,6 км газопровода-отвода к ГРС «Покров» диаметром 300 мм и рабочим давлением 5,4 МПа.

На среднесрочную перспективу у предприятия не менее обширные планы. Так, «Газпром трансгаз Москва» подписал с главами входящих в зону его ответственности регионов соглашения на 2021–2025 годы о реализации программ в области газоснабжения и газификации. «Если сравнить эту программу с предыдущими, порядок цифр суммарно по всем программам этой пятилетки будет превышать их в пять, а то и в десять раз. Наша задача совместно с регионами эти планы реализовать, что повысит уровень газификации до требуемого стандарта», — поясняют в компании.

Например, с 2022 по 2023 год планируются реконструкция, капитальный ремонт (КР) и техническое перевооружение (ТП) 35 ГРС: 2022 год — 8 ГРС ТП, 7 ГРС реконструкция, одна ГРС строительство, 2 ГРС КР 2023 год — 13 ГРС ТП, одна ГРС строительство, 3 ГРС КР.

С заботой о природе

Вопрос повышения экологической безопасности для «Газпром трансгаз Москва» всегда актуален.

Как поясняет Александр Бабаков, предприятие эксплуатирует более 50 объектов негативного воздействия на окружающую среду. «Это серьезная ответственность, тем более все наши объекты находятся в ЦФО, самом густонаселенном округе РФ», — говорит он. Следить за соблюдением экологических норм компании помогает цифровизация процессов управления в области охраны окружающей среды, которая позволяет практически в режиме онлайн отслеживать массу выбросов парниковых газов на объектах. Компания на корпоративном уровне

поставила ряд экологических целей, одна из которых — экономия топливно-энергетических ресурсов.

Как пояснил гендиректор «Газпром трансгаз Москва», только по данным трех кварталов 2021 года предприятия сэкономили 213,5 млн кубометров природного газа. «Так что можем сказать о снижении выбросов парниковых газов относительно уровня 2018 года, который для себя установили базовым», — отметил Александр Бабаков.

Еще одним направлением работы компании по снижению влияния на природу является перевод используемого транспорта на более экологичное топливо — компримированный природный газ.

На данный момент на нем работает 44,9% от общего парка автотранспортных средств предприятия. Объем заправленного компримированного природного газа за десять месяцев 2021 года составил 2,9 млн кубометров. «Газпром трансгаз Москва» принадлежит три мобильных заправочные станции (АГНКС) и блок для разгрузки ПАГЗ. Показатели работы объектов газозаправочной инфраструктуры за десять месяцев 2021 года: реализация газа на заправку автомобилей компримированным природным газом — 287 641 кубометров. Суммарная реализация с начала эксплуатации составила 787 346 кубометров. В 2022 году компания планирует ввести в эксплуатацию еще две мобильные АГНКС.

Но ключевой целью «Газпром трансгаз Москва» является обеспечение комфорта миллионов людей. «Сейчас в компании продолжается активная работа по подготовке к зимним морозам, чтобы справиться с нашей главной задачей — своевременной и бесперебойной поставкой газа потребителям», — отмечает Александр Бабаков.

Ольга Матвеева

Недостижимый уровень

— рыночные риски —

Несмотря на наметившуюся стабилизацию на рынке нефти, большинство его игроков склоняются к тому, что сделка ОПЕК+ должна быть продлена и после 2022 года. Хотя до этого предполагалось, что постепенное наращивание добычи сведет на нет ее необходимость. Но проблема в том, что входящим в периметр сделки странам все сложнее нарастить производство даже до уже разрешенного уровня.

Российское правительство рассчитывает, что в 2022 году нефтяной рынок достигнет баланса спроса и предложения докризисного уровня. Как говорил в интервью телеканалу «Россия 24» вице-премьер Александр Новак, в прошлом году сектор восстановился частично, а в этом году спрос вырос на 6 млн баррелей в сутки. И, по мнению чиновника, залогом этого восстановления является сделка по ограничению добычи ОПЕК+, действие которой уже затянулось на пять лет и вряд ли прекратится после 2022 года. Как пояснил господин Новак, за это время совместные действия входящих в альянс стран позволили вернуть инвестиции, доверие отрасли и дали возможность планировать деятельность на более долгосрочный период. «И мы это видим — на сегодняшний день волатильность не такая высокая, и мы очень четко понимаем, что сегодня происходит, мониторим каждый месяц ситуацию, принимаем наиболее правильные решения», — отметил он.

Александр Новак уверен, что без сделки ОПЕК+ в 2020 году, когда началась пандемия коронавируса и связанные с ней ограничительные меры, на рынке нефти произошел бы коллапс из-за перепроизводства. Нефть просто негде было бы хранить, началась бы хаотичная остановка добычи, отмечал вице-премьер. Он напомнил,

что в апреле—мае 2020 года потребление нефтепродуктов сократилось на 70%.

Начало

Соглашение, в котором приняли участие страны ОПЕК и еще 11 не входящих в организацию государств, включая Россию, было заключено 10 декабря 2016 года. Оно должно было стабилизировать ситуацию на нефтяном рынке, цены на котором рухнули из-за профицита предложения сырья. Документ предполагал сокращение добычи нефти на 1,76 млн б/с от уровня октября 2016-го (квота России составляла тогда 0,3 млн б/с). Первое соглашение ОПЕК+ вступило в силу в начале 2017 года и затем продлевалось несколько раз. Последнее обновление сделки состоялось в мае 2021 года, когда страны договорились наращивать добычу на 400 тыс. б/с в месяц, начиная с августа 2021-го. За счет этого по итогам года объем сокращения производства совокупно снизится с текущих 5,76 млн б/с до 3,7 млн б/с. При соблюдении этого плана страны—участницы ОПЕК+ к октябрю 2022 года выйдут на базовый уровень добычи октября 2018-го, который стал отправной точкой для последнего соглашения. Пока действие договора ограничено концом 2022 года.

Но на рынке уверены, что его стоит сохранить и после этой даты. Так, президент «Газпром нефти» Александр Дюков разделяет мнение правительства о том, что, несмотря на новые штаммы коронавируса, спрос на нефть продолжит рост. Как отмечал топ-менеджер в день первого юбилея соглашения ОПЕК+, оно оказало влияние на российскую экономику и российскую нефтяную отрасль. «И в целом мировая экономика видит этот эффект, потому что соглашение добавляет стабильности, которая нужна и потребителям, и производителям. Все это в принципе говорит о том, что было бы логично и за горизонтном 2022 года сохранить этот эффективно работающий механизм», — заявил он «Россия 24». Глава «Газпром

нефти» отметил, что в течение срока действия формата ОПЕК+ цены на нефть находились в определенном стабильном диапазоне — \$50–80 за баррель. Для сравнения: в апреле 2020 года, в разгар пандемии и глобальных локдаунов, цена на нефть американского сорта WTI с поставкой в мае на Нью-Йоркской товарной бирже впервые в истории стала отрицательной, пробив отметку минус \$40 за баррель. И хотя такой антирекорд носит технический характер, он оказал психологическое давление на весь нефтяной рынок. По мнению Александра Дюкова, ситуация, сложившаяся в целом в 2020 году,— самый яркий пример необходимости и правильности создания ОПЕК+. «Приход коронавируса обрушил спрос на нефть, и сделка ОПЕК+ способствовала тому, что цены стабилизировались и вернулись к приемлемому уровню \$40 за баррель», — напомнил он.

Глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов тоже придерживается убеждения, что сделка ОПЕК+ должна стать бессрочным механизмом регулирования глобального рынка нефти.

Мнения разошлись

При этом, однако, на рынке звучат диаметрально противоположные прогнозы относительно дальнейшего развития ситуации со спросом на нефть. Так, некоторые эксперты уверены, что спрос действительно будет расти при сохранении дефицита предложения. Владимир Брагин из УК «Альфа-Капитал» связывает это со стагнацией добычи не только в рамках ОПЕК+, но и за пределами сделки. Он отмечает, что участники рынка на фоне экологической повестки сокращают инвестиции в бурение и добычу.

В то же время технический комитет самой ОПЕК+ накануне последней встречи министров 1 декабря в своем докладе указал, что ожидает избытка предложения на рынке нефти в 2022 году. Пика профицита эксперты ожидают в первом квартале, в том числе за счет запланированной продажи 50 млн баррелей

нефти из стратегического резерва США. По их расчетам, в среднем в 2022 году избыток предложения составит 1,7 млн б/с против дефицита в 1,2 млн баррелей в сутки в 2021-м. Согласно базовому сценарию комитета, в январе 2022-го профицит составит 2 млн б/с, в феврале — 3,4 млн б/с, в марте — 3,8 млн б/с. А если динамика спроса замедлится, то избыток нефти на рынке может достичь 3,1 млн б/с (3,7 млн б/с в январе, 5,2 млн б/с в феврале, 5,6 млн б/с в марте). По оценке технического комитета, спрос в 2022 году должен вырасти на 4,15 млн б/с, до 100,6 млн б/с.

Но пока такой сценарий кажется маловероятным, поскольку после нескольких месяцев наращивания добычи на 400 тыс. б/с производством входящих в сделку стран не дотягивает до установленного уровня. Альянс систематически перевыполняет соглашение на фоне недоинвестирования и экономии на бурении в течение последних полутора лет. В августе страны ОПЕК+ не выбрали свои квоты на 1 млн б/с, в сентябре — на 700 тыс. б/с. В октябре, по данным Международного энергетического агентства (МЭА), страны-участницы сократили добычу на 116% от плана. МЭА пояснило, что в целом объем добычи оставался далеким от общего целевого показателя ОПЕК+, поскольку Нигерия, Ангола и Малайзия продолжают бороться с операционными и техническими проблемами, усугубляемыми непростой рабочей средой, вызванной COVID-19.

Опасные вложения

Россия выполнила свои обязательства на уровне 92%; добыча в стране выросла на 90 тыс. б/с, до 9,9 млн б/с. Но и национальные компании могут столкнуться с проблемами при дальнейшем наращивании добычи. О таких рисках в ноябре заявили сразу две крупнейшие российские компании. Так, ЛУКОЙЛ признал, что практически исчерпал свободные мощности для повышения производства, так

как компания на начало ноября уже на 90% восстановила добычу относительно уровня мая 2020 года, когда была заключена последняя сделка. Объем незадействованных мощностей по добыче составлял 30 тыс. б/с. По прогнозу главы ЛУКОЙЛа Вагита Алекперова, исчерпаны свободные мощности компании будут в январе—феврале 2022 года. В «Газпром нефти» свой резерв свободных мощностей оценивают еще ниже — до конца 2021-го. У «Роснефти», исходя из более ранних заявлений топ-менеджмента, незадействованные объемы могли уже закончиться. Так что повышать производство ежемесячно на 100 тыс. б/с для России может оказаться непростой задачей без серьезных инвестиций в новое бурение и разработку, что требует дополнительного времени.

По оценке Vygon Consulting, ради исполнения обязательств по сокращению добычи Россия остановила около 30% добывающих скважин. Также российские компании снижали инвестиции в бурение на действующих проектах, тогда как вложения в новые в 2020 и 2021 годах оставались на запланированном уровне. Эксперты связывают осторожность нефтяников при наращивании объемов бурения с появившимся в ноябре фактором риска в виде нового штамма коронавируса «омикрон», который ставит под вопрос перспективы дальнейшего экономического роста. Вероятность глобальных локдаунов и очередного падения спроса на рынке считают довольно высокой. Так что нефтедобывающие компании опасаются финансовых потерь, связанных с новой необходимостью консервировать скважины. По мнению Екатерины Родиной из «ВТБ Капитала», в следующем году многое будет зависеть от распространения нового штамма вируса, потенциальных локдаунов, что повлияет на нефтяной спрос. По ее мнению, ОПЕК+ готово при необходимости оперативно реагировать на изменение рыночной конъюнктуры.

Ольга Мордющенко

нефть и газ

Назад в будущее

Российский топливный рынок может получить более 10 млн тонн дополнительных объемов бензина в год, если государство согласится снять запрет на использование в его производстве монометиланилина. Как показали исследования российских и иностранных нефтекомпаний, введение этого соединения в состав топлива не только не ухудшает его характеристики, но и повышает качество. Применение MMA при производстве могло бы снизить риски дефицита бензина, систематически возникающего в стране.

— инициатива —

РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина и ООО «Центр мониторинга новых технологий» (ЦМНТ) предложили правительству рассмотреть возможность внесения изменений в Технический регламент Таможенного союза, допускающих применение при производстве топлива класса «Евро-5» монометиланилина. Согласно исследованию научных организаций, изменение техрегламента позволит в долгосрочной перспективе существенно повысить устойчивость производства высокооктановых видов топлива в России и уровень конкуренции на рынке октаноповышающих присадок. Так, общий объем выпуска бензинов Аи-92 и Аи-95 может вырасти на 1,4 млн тонн в год за счет возможности вовлечения в состав топлива дешевых низкооктановых фракций (прямогонный гидроочищенный бензин, бензин гидрокрекинга, рафинаты). Помимо этого есть потенциал увеличения производства бензинов Аи-95, Аи-98 и Аи-100 до 9 млн тонн в год за счет увеличения детонационной стойкости товарных бензинов.

Выборочный запрет

До недавнего времени наиболее популярными присадками для производства топлива в России были монометиланилин (ММА) и метил-трет-бутиловый эфир, но с июля 2016 года использование ММА было запрещено по решению Минэнерго, которое указывало на негативное влияние присадки на бензин, состояние агрегатов автомобиля и экологию. В частности, причинами запрета назывались высокая токсичность ММА, а также рост концентрации оксидов азота в отработавших газах.

При этом запрет на использование монометиланилина создал новую существенную проблему. После вывода с российского топливного рынка ММА он быстро наполнился предложениями по поставке антидетонационных добавок на основе других ароматических аминов, прежде всего это анилин, изомеры толуидина и ксидина, анизидин и его производные. Эти соединения, как указывают ученые, обладают рядом существенных технических недостатков: меньшей антидетонационной эффективностью, более высокими температурами кипения и кристаллизации и др. Основная часть этих заменителей дороже ММА, так как импортируется из-за рубежа, что приводит к росту стоимости и конечного продукта, в то время как его качество снижается.

Решением сложившейся ситуации в РГУ имени Губкина и ЦМНТ считают или запрет на все азотосодержащие антидетонаторы, или снятие запрета с применения монометиланилина. В первом случае, указывают они, необходимо установить обоснованные пороговые концентрации, позволяющие использовать другие функциональные присадки на основе азотосодержащих веществ, например моющие. Кроме того, требуется разработать соответствующие методы определения и контроля содержания азотосодержащих соединений. Во втором случае требуется найти техническое решение, обеспечивающее применение данной добавки в составе бензина без увеличения его токсичности и выбросов оксидов азота при работе двигателей по сравнению с бензином без вовлечения данной добавки, так как с повышением концентрации монометиланилина возрастает количество фактических смол в бензине, что приводит к образованию отложений в топливной системе. Однако этого не происходит при ограничении содержания ММА в бензине не выше 1%.

Эксперты подчеркивают, что при рекомендованной концентрации обеспечивается запас качества по фактическим смолам, в том числе в течение гарантийного срока хранения автомобильного бензина. Это подтверждается многочисленными исследованиями самих нефтяных и нефтехимических компаний. Так, по данным испытаний «Роснефти», проведенных в 2012 году, присутствие ММА в концентрации 1% в бензине «Евро-92» приводит к незначительному увеличению содержания оксидов азота в выхлопных газах, отобранных перед нейтрализатором. Но при его прохождении поглощается до 95% оксидов азота, что уравнивает показатели отходя-



щих газов по сравнению с любым другим по составу топливом.

Наглядные доказательства

Аналогичные комплексные исследования проводили также иностранные компании. В 2012 году англо-датская Shell провела комплексные исследования монометиланилина в качестве потенциальной антидетонационной добавки для премиального автомобильного бензина. Испытания проводились в течение шести месяцев на десяти автомобилях, которые за это время прошли 245 тыс. км, заправляясь топливом Аи-98 с ММА в концентрации 1%. За это время эксперты не выявили какого-либо негативного влияния монометиланилина, в том числе по состоянию системы смазки двигателя и приемистости автомобиля к топливу. Исследование токсичности отработавших газов в условиях работы двигателя на режиме обеднения смеси, при котором образуется максимальное количество выбросов оксидов азота, показало их незначительное повышение по сравнению с бензином без ММА. В то же время испытания показали, что вхождение в состав этого вещества не влияет на расход топлива, количество отложений на поршнях, а также на температуру поршня в двигателе машины. При этом тест Вольфа на склонность к отложениям свежих и отработанных моторных масел при 240°C в течение 24 часов выявил даже меньшее количество отложений

черного углерода и аналогичное количество коричневатого лака у масел с монометиланилином, чем без него. Также отсутствие влияния бензина с 1% ММА на образование отложений на выпускных клапанах двигателя показали исследования германской BASF в 2014 году.

Очевидные плюсы

Таким образом, по мнению ученых, нет препятствий для возвращения монометиланилина для производства бензина. При этом, указывается в докладе РГУ имени Губкина и ЦМНТ, использование ММА будет способствовать улучшению экологических свойств топлива за счет снижения доли ароматических углеводородов и вовлечения в состав топлива неароматичных низкооктановых фракций. «Кроме того, восстановление отечественного производства N-метиланилина (сейчас его производит только тамбовский «Лигмент» на базе импортного сырья) приведет к позитивному эффекту на предприятиях по всей цепочке его синтеза с созданием суммарно до 1,7 тыс. квалифицированных рабочих мест и ростом налоговых поступлений на уровне 2,8 млрд руб. в годовом исчислении. Дополнительный эффект от предлагаемого регулирования заключается в увеличении предложения на дефицитном отечественном рынке нефтяного бензола на 155 тыс. тонн в год», — рассчитали ученые.

С результатами исследования РГУ имени Губкина и ЦМНТ согласны в Российском топливном союзе. Его глава Евгений Аркуша в конце сентября направил письмо вице-премьеру Александру Новому с предложением рассмотреть результаты проведенных исследований с возможностью внесения соответствующих изменений в Технический регламент Таможенного союза. В письме глава союза указывал, что в 2021 году одной из основных причин серьезного роста цен на моторное топливо был его дефицит на рынке на фоне растущего спроса, особенно в период проведения плановых ремонтных работ на нефтеперерабатываю-

щих заводах (НПЗ). «Снижение производства и предложения бензинов, стимулирующее рост цен при проведении плановых ремонтных работ на НПЗ, наблюдается из года в год, и для устранения этой негативной тенденции представляется необходимым поиск и внедрение новых решений», — отмечал в письме господин Аркуша. Одним из них он называет выпуск дополнительных объемов бензинов класса 5 с улучшением их экологических характеристик за счет использования в качестве высокооктановой добавки N-метиланилина.

Шаткий баланс

На данный момент в целом на российском рынке сохраняется профицит топлива, но такая ситуация связана прежде всего с пандемией коронавируса, из-за которой спрос в 2020 году упал на 10%, до 32,2 млн тонн. При этом невестребованными в 2020 году оказались около 5,5 млн тонн (15% от объема производства). Однако такие данные не учитывают локальных проблем с поставками в отдельные регионы, например на Дальний Восток. Регион снабжается бензином всего с двух НПЗ, принадлежащих «Роснефти» и НКК. Уход хотя бы одного из них на ремонт или перенаправление выпущенных объемов бензина на экспорт вызывает коллапс в ДФО. А перевозка топлива из Центральной и Восточной Сибири существенно повышает его стоимость за счет логистики и тарифов РЖД. Чтобы решить проблему обеспечения субъекта топливом, Минэнерго и ФАС подготовили проект постановления правительства о субсидировании РЖД при поставках нефтепродуктов в Дальневосточный федеральный округ, предлагающий скидку к тарифу в размере до 4 тыс. руб. за тонну бензинов, дизтоплива и авиакеросина. Перевозки будут субсидироваться в 2022–2023 годах, что обойдется бюджету в 9,8 млрд и 8,9 млрд руб. соответственно. Аналогичные меры рассматриваются для сибирских регионов. Помимо этого в России традиционно присутству-

ют сезонные всплески спроса и падения поставок, когда, например, заводы не успевают в достаточном объеме начать поставки зимнего дизеля.

В дальнейшем эти проблемы могут обостриться, если начнет увеличиваться потребление топлива. Последние шесть лет спрос на него в России не растет из-за сложной экономической ситуации, перехода на более экономичную технику, а также переориентацию населения крупных мегаполисов на общественный транспорт. Но, уверены эксперты, долгая стагнация создает потенциал отложенного спроса на бензин, который подкрепляется по-прежнему низким уровнем автомобилизации в России (около 315 ед. на 1 тыс. жителей). По прогнозам РГУ им. Губкина и ЦМНТ, в среднесрочной перспективе ожидается умеренный рост потребления бензина на 2 млн тонн к 2025 году. Причем спрос будет расти в основном за счет высокооктановых видов топлива, которые обеспечивают возможность работы экономичных двигателей, а также с большим высоким степенью сжатия.

Неочевидные перспективы

Увеличение спроса теоретически должно покрыть запланированное российскими компаниями расширение нефтеперерабатывающих мощностей. Если все их планы будут реализованы, то профитность российского рынка по автобензину составит к 2025 году 11 млн тонн. Но если программа по наращиванию выпуска бензина будет выполнена лишь частично, например на 30%, то профитит увеличится только на 1,1 млн тонн, что приведет к сохранению текущей ситуации локальных дисбалансов, особенно в случае превышения темпов роста спроса на топливо относительно текущего консервативного прогноза, отмечают эксперты.

Таким образом, расширение возможностей производства высокооктанового бензина следует рассматривать как первоестественную задачу, решение которой заключается в поддержке производства высокооктановых компонентов и добавок, выпускаемых на НПЗ и предприятиях нефтехимии», — говорится в исследовании РГУ имени Губкина и ЦМНТ. Возврат монометиланилина в производство бензина, по мнению ученых, позволит нефтекомпаниям выпускать более экологичные бензины по сравнению с действующими требованиями для 5-го класса за счет замены в его составе более токсичного продукта — бензола, а также повышения качества с учетом того, что антидетонационная эффективность ММА в 3,5 раза выше, чем у бензола. По пути снижения доли бензола (сейчас предельно допустимая концентрация этого вещества — 1%) для повышения экологичности топлива идут все ведущие страны. Так что, если правительство прислушается к доводам экспертов и участников рынка по возвращению монометиланилина в состав топлива, производство дополнительных объемов сможет в перспективе снизить риск дефицита топлива, повысить его качество и показатели влияния на окружающую среду.

Ирина Салова

В «Арктик СПГ-2» добавилось уверенности

— перспективы —

НОВАТЭК к концу 2021 года сделал завершающие шаги к реализации своего второго завода по сжижению газа «Арктик СПГ» мощностью почти 20 млн тонн. Компания закрыла свои потребности в заемном финансировании, а также почти полностью обеспечила сбыт его продукции. Но ключевым риском для завода остается снижение спроса на сжиженный природный газ (СПГ).

Акционеры проекта по сжижению газа «Ямал СПГ» (50,1% у НОВАТЭКа, по 20% у TotalEnergies и CNPC, еще 9,9% у Фонда Шелкового пути) утвердили выплату первых в истории компании дивидендов за девять месяцев 2021 года. Как сообщил производитель СПГ, они составят 31,4 млрд руб. До этого «Ямал СПГ», запущенный в 2017 году, направлял заработанные деньги на погашение займов перед акционерами общим объемом около \$8 млрд. В 2019 году компания погасила 65,2 млрд руб., в 2020 году — 48,3 млрд руб. Как пояснил глава НОВАТЭКа, в текущем году «Ямал СПГ» может направлять средства поровну на выплату долгов и дивидендов. Эксперты ожидают, что, исходя из прибыли по МСФО за три квартала в 196,6 млрд руб., по итогам года завод может заплатить около 40 млрд руб. дивидендов своим акционерам. В начале выплат сильнее всего был заинтере-



ресован НОВАТЭК, так как дивиденды будут выплачиваться пропорционально доле в компании, в то время как возмещение займов до этого приходилось в основном на иностранные компании, которые изначально инвестировали в строительство СПГ-завода больше, чем российский партнер.

Параллельно НОВАТЭК фактически гарантировал реализацию следующего проекта по сжижению. Так, в конце ноября компания сообщила о полном закрытии проектного финансирования своего нового завода «Арктик СПГ-2» на \$9,5 млрд (около \$10,65 млрд по курсу на момент объявления). Оператор проекта под-

писал соглашения с международными финансовыми и кредитными организациями для финансирования проекта на срок до 15 лет. Займы покроют половину общей потребности «Арктик СПГ-2», стоимость которого оценивается в \$21,3 млрд, в инвестициях. Остальное намерены вложить акционеры проекта (60%

у НОВАТЭКа, по 10% у Total, китайских CNPC и CNOOC, а также консорциума японских Mitsui и JOGMEC).

Почти половину из кредитных средств — \$4,5 млрд — предоставит синдикат российских банков: Сбербанк, Газпромбанк и его структуры Bank GPB International S.A., ВЭБ.РФ и банка «Открытие». Еще \$2,5 млрд проект получит от китайских финансовых институтов (в том числе Банка развития Китая, Экспортно-импортного банка Китая). Столько же внесут банки из стран Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), среди которых Японский банк для международного сотрудничества. Подробнее участников из ОЭСР в НОВАТЭКе отказались раскрывать, отметив лишь, что финансовые институты Франции в пул кредиторов не вошли, несмотря на наличие национальной компании среди акционеров. По данным Tribune, причиной отказа французских властей и банков от участия в «Арктик СПГ-2» стала их обеспокоенность проблемами климата. При этом такая обеспокоенность не помешала Bpifrance принять ранее участие в «Ямал СПГ». Как говорил Леонид Михельсон, помимо Франции по политическим причинам участвовать в новом проекте не хочет Германия. Для перестраховки НОВАТЭК договорился об увеличении финансирования с российскими банками, но этого не потребовалось.

Помимо этого НОВАТЭК в ноябре сообщал, что законтрактовал почти

все свои объемы СПГ с «Арктик СПГ-2» с началом поставок в 2023–2024 годах. В эти годы будет введено две очереди по 6,6 млн тонн каждая.

Именно к этому времени, по оценке Международного энергетического агентства, спрос на СПГ достигнет своего пика, хотя продолжит расти по крайней мере до 2030 года в основном за счет Китая, который замещает уголь сжиженным газом. Такой прогноз связан со стремлением нынешних крупнейших потребителей газа к декарбонизации и снижению выбросов углекислого газа до нуля к 2050 году. Там уверены, что с учетом этой парадигмы новые газовые месторождения разрабатываться не будут и многие из строящихся и запланированных СПГ-проектов не понадобятся.

Более оптимистичный прогноз у одного из крупнейших мировых экспортёров СПГ — американской Cheniere Energy. Там считают, что Азия останется на ближайшие годы двигателем спроса на сжиженный газ. Там напоминают, что именно дефицит СПГ в 2021 году привел к скачку цен на газ до рекордных максимумов. В Европе, прогнозируют в компании, спрос на газ в 2020–2030 году может быть очень высоким на фоне замещения более грязных видов топлива, а в следующие десятилетия — перейти в некий симбиоз между природным газом и возобновляемыми источниками энергии.

Ольга Мордощенко

нефть и газ

Добровольность ей к лицу

У России скоро появится собственный рыночный механизм финансирования климатических проектов — система торговли углеродными единицами. В отличие от торгового механизма Евросоюза, она будет добровольной и избавит бизнес и население от расходов на декарбонизацию. О причинах такого выбора, его последствиях и неизбежности перехода к обязательной торговле квотами на выбросы CO₂ в условиях ужесточения глобальной климатической повестки рассказывает главный экономист VYGON Consulting **Сергей Ежов**.

— стратегия —

Как будет устроен рынок в России

В июле в России был принят закон об ограничении выбросов парниковых газов, предусматривающий формирование системы торговли углеродными единицами, где они определяются как «верифицированный результат реализации климатического проекта, выраженный в одной тонне CO₂-экв.». В рамках такой системы продавцами единиц будут организации, реализующие климатические проекты для снижения выбросов CO₂. А покупателями — компании, заинтересованные в сокращении углеродного следа в рамках политики ESG, но которым приобрести единицы дешевле, чем самостоятельно снижать выбросы. Сейчас они вынуждены покупать углеродные сертификаты зарубежных компаний, таких как Verified Carbon Standard и Climate, Community and Biodiversity, фактически финансируя климатические проекты за рубежом.

После запуска системы торговли углеродными единицами в России появится рыночный механизм финансирования климатических проектов: у одних участников рынка будет возможность монетизировать инвестиции в декарбонизацию, а у других — снизить углеродный след, направив средства на климатические проекты внутри страны. Запуск торговли ожидается к середине следующего года. Но для работы механизма необходимо разработать и принять ряд нормативных документов, регламентирующих создание торговой инфраструктуры, верификацию результатов климатических проектов и оптимизацию их налогообложения.

А в Европе — по-другому

Создаваемая в России система торговли углеродными единицами на первом этапе будет добровольной, государство не будет никого обязывать покупать углеродные единицы. Этим она кардинально отличается от обязательных систем торговли квотами на выбросы парниковых газов (cap and trade), наиболее известной из которых является торговый механизм Европейского союза (EU ETS), созданный в 2005 году и покрывающий более 40% эмиссии CO₂ в ЕС.

Все предприятия, включенные в EU ETS, обязаны покупать квоты на объем выбросов (а не сокращений, как планируется в России). В этом все мировые механизмы торговли квотами сходны с углеродным налогом, уплачиваемым с тонны выбросов CO₂. Для смягчения последствий и сохранения конкурентоспособности со странами, где такая система отсутствует, значительная часть квот в EU ETS распределяется бесплатно. В первоначальном периоде функционирования европейской торговой системы в 2005–2007 годах бесплатно распределялось около 90% квот, сейчас эта доля составляет 43%.

Обязательные системы ETS как механизмы сокращения выбросов парниковых газов более эффективны, чем по сравнению с добровольными. С одной стороны, они автоматически создают сильные стимулы для реализации климатических проектов. С другой — позволяют управлять суммарной величиной выбросов от охваченных этой системой отраслей экономики.

Обоснованная жесткость

Европейцы поставили себе амбициозную цель снизить выбросы пар-



никовых газов на 55% к 2030 году от уровня 1990 года. В 2020 году это сокращение составило около 20% от показателей 1990 года. Соответственно к 2030 году выбросы должны упасть на 44% по сравнению с 2020 годом. Без EU ETS достичь этой цели было бы невозможно. Эту задачу ЕС будет решать через рост норматива снижения потолка торгуемых выбросов с текущих 2,2% до 4,2% в год.

Обязательные системы торговли квотами на выбросы являются более жесткими по сравнению с добровольными потому, что они создают значительную нагрузку на экономику — в конечном счете расходы на декарбонизацию лягут на плечи потребителей. Помимо европейских стран и Китая, запустившего систему ETS летом текущего года, лишь считанное число стран в мире применяют такой инструмент. К примеру, в США — втором крупнейшем эмитенте парниковых газов — на феде-

ральном уровне до сих пор не планируется введение обязательной системы торговли выбросами.

Есть ряд стран, где создана обязательная система торговли, но она не оказывает заметного влияния на экономику из-за высоко установленного потолка выбросов и, соответственно, их низкой цены. К примеру, в Казахстане цена выбросов на ETS в 2020 году составила менее €1 за тонну CO₂ по сравнению с €25 за тонну CO₂ в ЕС. В текущем году цены в EU ETS взлетели и сейчас составляют более €80 за тонну CO₂.

Для России необязательно?

Причины отказа России от создания обязательной системы торговли квотами вполне очевидны. Экономике России будет трудно справиться с новым обременением, если система будет работать по аналогичным ЕС правилам. При текущих ценах CO₂

в EU ETS платежи только от электроэнергетики составят €20–25 млрд в год. Это неизбежно выльется в существенный рост тарифов для потребителей, в том числе населения.

Также Россия до настоящего времени не ставит таких амбициозных целей по снижению выбросов, как ЕС. В «Стратегии социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов в период до 2050 года», утвержденной в октябре, установлены следующие целевые показатели по эмиссии CO₂-эквивалента: валовые выбросы в целевом сценарии должны вырасти на 4,4% в 2030 году от уровня 2019 года, а к 2050 году снижение составит 13,9%.

Снижение нетто-выбросов парниковых газов предусматривается за счет климатических проектов главным образом в области лесного хозяйства. Условия для их монетизации будут создаваться добровольной системой торговли углеродными единицами и не требуют внедрения таких жестких механизмов, как ETS.

Подлежит проверке

Самым важным элементом создаваемого механизма торговли углеродными единицами является эффективная система верификации результатов климатических проектов. Сейчас по миру эти результаты не всегда достоверны. К примеру, по данным исследования Стокгольмского института окружающей среды, три четверти проектов совместного осуществления, реализованных в рамках Киотского протокола в 2008–2015 годах, не привели к фактическому снижению выбросов. Это вызвано недостатками применяемой системы верификации. В частности, отсутствием «целостности» (снижение эмиссии в одном месте компенсируется ростом в другом) или влияния климатического проекта (выбросы были бы снижены и без проекта).

В России должны быть учтены прежние ошибки и создана более надежная и вызывающая доверие система верификации результатов климатических проектов. Для этого необходимо развивать национальный институт независимых верификаторов, обладающих глубокими отраслевыми компетенциями. Это позволит сделать систему торговли углеродными единицами действенным механизмом климатической политики.

По мягкому пути?

Динамика ужесточения климатической повестки в мире позволяет говорить о неизбежности рассмотрения обязательной системы торговли квотами в России. Во-первых, от России будут требовать более действенных мер по снижению выбросов парниковых газов. Во-вторых, снижение углеродного следа станет важным фактором конкурентоспособности экономик всех стран мира. В-третьих, это позволит снизить платежи за экспорт после введения трансграничного углеродного регулирования (ТурП).

С 2026 года в рамках ТурП импорт стали, чугуна, алюминия, аммиака, азотных удобрений и цемента в страны ЕС будет облагаться специальной пошлиной, соответствующей углеродному следу продукции. Причем вся плата будет уходить в бюджет ЕС. Если же в России будет создана собственная система торговли выбросами либо введен углеродный налог, то вся плата за нашу эмиссию углекислого газа, скорее всего, будет вычитаться из ТурП. Пока величина ТурП сравнительно невелика: по оценкам VYGON Consulting, она составит в 2026 году €0,75 млрд. Но в дальнейшем будет расти и к 2035 году превысит €5 млрд. Далее с расширением периметра охватываемых товарных групп и ростом цена CO₂ увеличится еще больше. Причем в дальнейшем ТурП введет не только ЕС, но и другие торговые партнеры России, включая Китай.

В ближайшей перспективе Россия продолжит действовать по мягкому варианту добровольной торговли квотами. Это уже большой шаг вперед по сравнению с почти полным отсутствием реакций на процессы глобальной декарбонизации. В 2022 году у нас будет создана инфраструктура торговли углеродными единицами и введена обязательная отчетность для промышленности и энергетики по выбросам парниковых газов. После этого появится возможность переоценить грядущие риски и еще раз подумать о введении обязательной торговли квотами с постепенным снижением потолка выбросов. Это непростое решение, за которое сразу придется заплатить огромные деньги, а эффект будет виден только в далекой перспективе. Снизить эти затраты можно будет за счет отработки и удешевления технологий реального сокращения выбросов. И об этом надо задумываться уже сегодня.

«Мы будем строить дополнительные мощности, чтобы не считать отгрузки в граммах»

— стратегия —

Выручка химического холдинга «Метафракс Групп» на фоне высоких цен на продукцию по итогам 2021 года впервые может превысить \$1,5 млрд. О том, ожидается ли вслед за этим коррекция на рынке, какие инвестиционные проекты намерена реализовать группа и готова ли она строить новые мощности на Дальнем Востоке, «Б» рассказал председатель совета директоров ПАО «Метафракс Кемикалс» АРМЕН ГАРСЛЯН.

— Каких финансовых показателей по группе вы ожидаете и что на них влияло в 2021 году?
— По итогам 2021 года «Метафракс Групп» получит самую большую в своей истории выручку — свыше 100 млрд руб. Ее размер прежде всего связан с высоким уровнем мировых цен на нашу продукцию. Считаю, что это вызвано отложенным спросом после локдауна. Взрывной спрос фиксируется всеми потребителями продукции «Метафракс»: в мебельной, автомобильной промышленности, строительном секторе. Сейчас все площадки группы работают с предельной загрузкой. Такого никогда еще не было! Так, загрузка губахинского завода — свыше 100% мощности.

Нам никогда не нравились резкие взлеты и падения цен. Лучше длинная, но стабильная цена. За любым взлетом идет, к сожалению, падение. Мы его ожидаем.

В период высоких цен «Метафракс» подтвердил репутацию гибкого и честного поставщика. В этом году у нас появилось много новых клиентов, так как в условиях дефицита мы нашли возможность поставить продукцию всем желающим. То есть мы воспользовались ситуацией, чтобы сформировать дополнительный пул покупателей. При этом мы не бросили прежних клиентов, направились и удовлетворили спрос тех новых, кто не смог купить продукцию на рынке. — Несмотря на хорошую конъюнктуру, у вас замедлилось строительство вашего крупнейшего ин-



вестпроекта — комплекса «Аммиак-Карбамид-меламин» стоимостью €1,2 млрд. В чем причины?
— Сроки реализации нашего ключевого проекта сдвинулись больше чем на год. На перенос сроков повлияло несколько обстоятельств. В первую очередь это ухудшение финансового состояния наших генподрядчиков из-за их сложностей по другим их проектам, вследствие чего нам пришлось поменять генподрядчиков проекта АКМ, чтобы закончить стройку.

Также сказались последствия пандемии COVID-19.

Но сейчас все сложности преодолены. Получили 100% импортного оборудования и полностью его смонтировали. С января по сентябрь рассчитываем провести весь комплекс субналадочных работ и получить разрешение на ввод. Кстати, установка аммиака уже в режиме пуско-

наладки. Жаль, что между запусками производств получаются большие разрывы по времени.

За это время цены на карбамид и меламин взлетели в три раза. Мы планировали выпустить эти продукты уже в феврале 2021 года. Если бы этот год не потеряли, окупаемость улучшилась бы в два раза. Предприятие уже несет затраты, но продукция пока нет.

— Недавно «Метафракс» подписал контракт на строительство второй установки меламина. Почему решили инвестировать в это направление?
— Да, в ноябре мы подписали ЕРС-контракт с нашим швейцарским партнером Casale на строительство установки «Меламин-2» и уже оплатили покупку оборудования. Договор подразумевает сдачу объекта «под ключ» через 40 месяцев.

Мы собираемся его реализовать по двум причинам. Во-первых, на построенном комплексе аммиак полностью направляем на собственное производство карбамида, треть которого потребляем сами, а остальное продаем крупным поставщикам, так как выходит самостоятельно на рынок с таким объемом нет смысла. Строить собственную логистику — куда нам со своими объемами? На синтез 80 тыс. тонн меламина на двух установках расходуются 132 тыс. тонн карбамида в качестве сырья, а у нас появятся объемы, которые мы сможем продавать. Сейчас 50 тыс. тонн меламина мы перерабатываем внутри группы.

В секторе меламина мы хорошо знаем рынок, каждого покупателя и понимаем, как торговать этим продуктом. Новым проектом мы решаем сразу две задачи: снижаем риски по карбамиду и увеличиваем маржинальность за счет нового ликвидного товара. Так что, несмотря на достаточную высокую стоимость — €270 млн и около 1 млрд руб., у проекта высокая экономическая эффективность.

— Будет ли с учетом ситуации на рынке меняться стратегия развития?
— Мы будем наращивать производственные мощности, чтобы не считать, как сейчас, отгрузки продукции «в граммах». Наши площадки работают с полной загрузкой. Но на данный момент мы дошли до своего потолка. И поэтому начинаем новый пул больших инвестиций.

Понятно, что максимальной загрузки постоянно может и не быть. Ок, ничего страшного, будем работать на 80% загрузки. А когда будет благоприятный рынок, тогда загрузим мощности и заработаем. — Где вы готовы строить дополнительные мощности?
— Например, на австрийской площадке в Кремсе. Сейчас рынок вырос до таких объемов, что «Метафракс Австрия» больше не имеет свободных мощностей, чтобы удовлетворить выросший спрос.

Планируем крупные инвестиции. Речь идет о строительстве новой установки по производству формалина и новых реакторов по производству смол. Сейчас австрийские коллеги делают расчеты проектов, окупаемости, предположительно сумма инвестиций в проект составит €25–30 млн. — А в России есть планы по расширению?
— Сейчас в стратегии развития «Метафракс Кемикалс» мы прорабатываем вопрос строительства новой установки метанола мощностью 1 млн тонн. На данный момент компания выпускает 1,2 млн тонн продукта в год. При этом большое количество метанола перерабатываем в продукты второго и третьего передела и одновременно хотим удержать уровень продаж.

На сегодня принято решение о подготовке ТЭО проекта. Будем анализировать наши кредитные нагрузки, поскольку у нас много инвестиций на всех площадках группы. И далее примем окончательное решение. Мы продолжим увеличивать переработку. Запускаем вторую установку формалина и параформальдегида в Губахе, которая является первой в России. У нас в стране никогда не производили параформ. Скоро мы его запустим и уже знаем, куда и как продавать эту продукцию. Думаю, надо сразу строить вторую очередь. Ведь для того, чтобы на рынке был спрос, нужно обеспечить предложение. А сейчас у нас нет культуры потребления параформальдегида. На данный момент в Россию завозятся экспортные объемы этих продуктов по высоким ценам, но не используются так, как надо: в сельском хозяйстве, в пищевой промышленности. Мы хотим это изменить.

Из других проектов отмечу начавшиеся работы по проектированию новой, уже третьей установки уротропина в Губахе. Сейчас в работе две установки. Одна с советских времен, другая — построенная десять лет назад. За три года построим третью установку, а старую наконец закроем. Поэтому прирост производства уротропина у нас получится небольшой, но зато выиграем по качеству и структуре продукта. — Какие планы у компании на рынке малотоннажной химии?

— В декабре мы подписали лицензионное соглашение и договор на базовое проектирование производства продуктов малотоннажной химии с компанией Air Liquide. Завод стоимостью 5 млрд руб. будет построен на площадке в Орехово-Зуево. Предприятие будет выпускать продукт, который сейчас полностью импортируется в страну, — био-пропиленгликоль. Он входит в составы фармацевтических препаратов, используется в косметической и пищевой сферах, применяется в химии, производстве антифризов, теплоносителей, противообледенительных жидкостей. Проект «Метадина» сможет практически полностью покрыть потребности российских покупателей.

Мы охотно идем в такие небольшие нишевые продукты. «Метафракс» должен быть лидером в этом направлении.

— Осенью «Метафракс» подписал соглашение о сотрудничестве с властями Хабаровского края. Какие у вас планы по развитию на Дальнем Востоке?
— К рынку Дальнего Востока «Метафракс» присматривается уже лет десять. Но только недавно наши специалисты провели комплексную оценку потребления продукции «Метафракса» данным регионом. Миллиметровое сканирование рынка. Нельзя сказать, что «Метафраксу» надо рваться сюда сломя голову.

Что пока решили? Первое: если «Метафракс» будет развиваться на Дальнем Востоке, то только в Хабаровском крае. В пользу этого региона — краевая власть, предлагавшая нам хорошие условия; и наш крупный потребитель, которому из Губахи сейчас везем смолу. Мы готовы построить в регионе не крупное производство формалина и смол. Но пока останавливает политика этого потребителя. Мы предложили ему дать гарантии объемов потребления смолы, но он пока их не подтвердил. А стоимость завода — 3 млрд руб. Если мы его построим, объемы должны быть востребованы.

Интервью взял Вячеслав Суханов, Пермь

нефть и газ

Недостимулированные технологии

На сегодняшний день российский нефтегазовый комплекс не может похвастаться высоким уровнем цифровизации. Развитие современных механизмов в этой области тормозят недостаток отечественных технологий и отсутствие стимулов. Эксперты ожидают, что мировая экологическая повестка подогреет интерес российских компаний топливно-энергетического комплекса (ТЭК) к переходу на цифру.

— трансформация —

Отраслевой потенциал

По данным исследования экспертов Высшей школы экономики, развитие в России цифровых технологий происходит неравномерно по секторам экономики. Так, внедрение цифр наиболее востребовано в здравоохранении, финансовом секторе и топливно-энергетическом комплексе. При этом самый низкий уровень обеспеченности подобными технологиями — именно в ТЭКе. Эксперты объясняют это тем, что отрасль пока не видит мощных драйверов развития цифровых технологий.

Тем не менее потребность сектора добычи углеводородов в цифровых технологиях заметно увеличивается и к 2030 году может вырасти в 13,5 раза, до 413,8 млрд руб. В 2020 году спрос на передовые технологии в ТЭКе составил всего 30,7 млрд руб. В частности, востребованы будут такие направления, как нейротехнологии и искусственный интеллект (спрос вырастет в 17 раз, до 130 млрд руб.), системы распределенного реестра (рост в 52 раза, до 108,4 млрд руб.), новые производственные технологии (в 11 раз, до 81,6 млрд руб.). Эксперты ВШЭ отмечают, что запрос на цифровые технологии в секторе обусловлен необходимостью повышать эффективность как в геологоразведке, так и в добыче, переработке и транспортировке сырья. Предполагается, что цифровая трансформация нефтегазового комплекса обеспечит дополнительный рост производительности труда в отрасли на 13,38% до 2030 года.

В целом цифровые технологии в сфере добычи углеводородов применяются уже не первый год. Они используются для виртуальных поисковых и разведочных работ, дистанционного зондирования Земли и т. д. При этом активность внедрения цифр нефтегазовыми компаниями будет возрастать не только по причине увеличения эффективности производства, но и потому, что они вынуждены следовать глобальным принципам ESG, которые декларируют, в частности, снижение экологической нагрузки.

Облачное торможение

Но сегодняшний уровень цифровизации российских нефтегазовых компаний существенно отстает от мирового. По словам генерального директора SAP CIS Андрея Филатова, отечественные производители нефти и газа находятся на стадии цифровизации отдельных участков, в то время как международные переходят на трансформацию всего предприятия.

С такой оценкой согласен и директор практики «Разведка и добыча нефти и газа» VYGON Consulting Сергей Клубков. «Большинство стратегических целей наших компаний являются весьма амбициозными, но пока не реализуемыми на практике в полном объеме», — отмечает он. В качестве примера эксперт приводит процесс инвентаризации запасов нефти, проводившийся в 2019–2020 годах. «Казалось бы, задача оценки прогнозов добычи — это отложенный годами процесс, у всех компаний, по их заявлениям, есть необходимые IT-инструменты для оперативно-пересчета уровней добычи и затрат», — говорит господин Клубков. — Но в действитель-

ности подготовка исходных данных заняла месяцы, а в случае малейших изменений компании уходили на повторный круг пересчета, что занимало еще несколько месяцев».

Идея правительства о замещении части зарубежных технологий в РФ отечественными в нефтегазовой сфере, как оказалось, если и работает, то не так четко, чтобы обеспечить отрасль российскими высокотехнологичными разработками. С одной стороны, российские нефтегазовые компании гораздо позже стали внедрять цифровые технологии, чем глобальные мировые мейджоры, с другой — сыграли свою роль экономические санкции, ограничивающие доступ иностранных технологий на российский рынок.

Как считают эксперты ВШЭ, к основным сложностям на пути к цифровой трансформации в российских компаниях ТЭКа относятся неготовность единой национальной системы координации цифровой трансформации, отсутствие возможности внутриотраслевого и межотраслевого сбора и передачи данных, ограничения международного научно-технологического сотрудничества и импорта, а также сложные процедуры и недостаточные стимулы для привлечения инвестиций в цифровизацию ТЭКа.

Андрей Филатов в качестве «цифровых тормозов» называет три фактора. Первый: большинство компаний не до конца понимают те возможности, которые может дать цифровая трансформация. Второй: устаревшее оборудование, которое не отвечает требованиям цифровой трансформации. А проверенных методик, как работать по-новому со старым оборудованием, в настоящее время у компаний нет. Третий фактор заключается в том, что компании «смотрят в сторону цифровых технологий, но внедряют локальные разработки „под себя“, но при этом отсутствуют по такому пути, разрабатывая одни и те же решения, только под разных клиентов», — объясняет он. — Основная проблема такого подхода в том, что нет возможности внедрения луч-

ших практик, нет необходимой R&D-базы и накопленной экспертизы для разных стран, отраслей, клиентов и условий. Разработка — длительный процесс: если сегодня начать создавать ПО с целью замены уже существующего, лет через десять можно достичь того уровня, который есть на рынке сегодня, то есть выпустить безнадежно устаревший продукт».

Кроме того, по мнению господина Филатова, так необходимыми для ТЭКа облачными технологиями ситуация тоже не очень радужная. И проблемы здесь связаны не только с отсутствием замещающих зарубежных технологий. «Российских компаний, способных конкурировать с предложениями международных вендоров, пока единицы», — говорит господин Филатов. — При этом из-за ограничений предприятия не могут воспользоваться международными системами, даже если решение высокоэффективно и может принести несомненную выгоду. Также существуют ограничения по трансграничной передаче данных, поскольку большинство центров обработки данных находится вне пределов РФ, и ряд других законодательных препятствий».

Надежда на «пилоты»

В том, что российская технологическая база оставляет желать лучшего и является дополнительным сдерживающим развитие фактором, уверен и Сергей Клубков. «По нашему мнению, основным тормозом цифровизации отрасли является отсутствие отраслевых цифровых платформ работы с данными, которые есть у большинства нефтегазодобывающих стран (AGS — Канада, NDR — Великобритания, NOPIMS — Австралия, DISKOS — Норвегия), — говорит он. — Затраты на создание отраслевой цифровой платформы мы оцениваем в 15–17 млрд руб. в зависимости от конфигурации». Кроме того, по его мнению, отсутствие российских аналогов вынуждает компании более осторожно относиться к внедрению зарубежного софта, владельцы которого могут запретить его использование в условиях санкций.

Дело также осложняется тем, что приходится учитывать и интересы клиентов, ко-

торые инвестировали в решения и давно и успешно ими пользуются. Безусловно, санкции и импортозамещение вынуждают компании пересматривать модели работы, учитывая в том числе изменившиеся государственные приоритеты. Поэтому новые технологии, по мнению эксперта, требуют колоссальных инвестиций и времени.

Тем не менее игроки нефтегазового сектора будут вынуждены развивать и внедрять у себя на производстве цифровые технологии. По оценке Сергея Клубкова, работа по цифровизации процессов геологоразведки и добычи УВС (когнитивная геология, цифровые двойники, RPA, носимые устройства, ИИ, Big Data, дистанционный мониторинг, облачные технологии) и переработки нефти (ИИ, RPA, AR/VR, промышленный интернет и цифровые двойники) идет, хоть и с переменным успехом: большинство цифровых проектов в российском нефтегазе сегодня находится на стадии «пилотов».

«Общий эффект для отрасли от цифровизации к 2030 и 2040 годам мы оцениваем в 1,1 трлн руб. и 3,1 трлн руб. соответственно», — продолжает Сергей Клубков. — Он будет достигаться в первую очередь за счет сокращения затрат на ГРП, отказа от бурения неэффективных скважин, оптимизации расходов на ремонты скважин, автоматизации и оптимизации процессов переработки нефти и газа».

Старший аналитик Центра энергетики Московского школы управления СКОЛКОВО Анастасия Пердеро полагает, что наиболее активно во всех отраслях, в том числе в топливно-энергетической, внедряются проекты по оптимизации: цифровые двойники или более узконаправленные системы предиктивной обслуживания, интегрированное управление операциями, производственными ресурсами и персоналом, системы энерго- и ресурсоэффективности. Говоря о драйверах развития цифровых технологий в российском ТЭКе, она убеждена, что, как и для всего мира, ими, скорее всего, станут идеи декарбонизации и климатической повестки, широко обсуждаемая во всем мире в последнее время.

Константин Анохин

«У цифровой трансформации есть прямые экономические эффекты»

— технологии —

Процесс цифровизации стал неотъемлемой частью бизнеса любой крупной компании. Стратегию в этой области недавно подготовил оператор российской системы нефтепроводов «Транснефть». О том, что даст компании переход на цифру, сколько это будет стоить и возможно ли импортозамещение в этой сфере, „Ъ“ рассказал вице-президент трубопроводной монополии АНДРЕЙ БАДАЛОВ.

— Что представляет собой цифровая трансформация «Транснефти» и чем она отличается от предыдущих этапов развития информационных технологий компании? — Цифровая трансформация — это широкое понятие: путь к результату, который позволит усилить возможности бизнеса, сделает его еще более эффективным. Это процесс всеобъемлющий, чем и отличается от предыдущих этапов развития. Цифровая трансформация позволит объединить все направления работы компании: как основные, так и вспомогательные, обеспечит единство процессов, которые направлены на повышение устойчивости, надежности и безопасности работы компании.

Проще говоря, вся система «Транснефти» сможет оперативно реагировать оптимальным образом на любое действие на систему на каждом уровне управления. Ну, например, на узле №XXX один из производителей нефти по внутренним причинам начинает сдавать продукт с повышеннойной обводненностью. Сдача прекращается, но потребитель, да и сам производитель, не несет потерь, так как вся система эту нештатную ситуацию учитывает в расчетах на транспортировку. Аналогично перерасчет в режиме реального времени происходит и при возникновении нештатных ситуаций у потребителя: начиная с незапланированного ремонта НПЗ и заканчивая затянувшимся штормом в порту. Оптимизация идет одновременно с любым действием, связанным с работой каждого работника.

— То есть скоро в компании трубопроводчиков заменят компьютеры?

— Нет, конечно. Попробую пояснить на другой аналогии. Еще 100 лет назад подавляющее большинство крестьян России не владели навыками работы с механизмами. Но индустриализация сельского хозяйства заставила их освоить новые машины, делающие труд более эффективным. Но это же не значит, что все крестьян-



ПРЕДСЕДИТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ «ТРАНСНЕФТЬ»

ство вмиг стало конструкторами. Их время и силы высвободились для решения новых задач в своей профессии. В нашем случае рабочий день трубопроводчика будет начинаться с включения персонального терминала и не обязательно персонального компьютера за столом — это может быть и носимый планшет, и даже цифровой браслет, которые создадут новые условия для раскрытия потенциала каждого специалиста.

Цифровая трансформация идет от бизнеса и производства, от понимания его задач. Цель цифровой трансформации — не заменить человека, а дать ему возможность развиваться, создавать новое качество, творить на благо компании и государства.

Отмечу одну важную особенность организации цифровой трансформации в ПАО «Транснефть». В структуре блока ЦТГ объединены в единый коллектив сотрудники IT-отдела и бизнес-аналитики, специалисты по данным, функциональные разработчики. Это существенно сокращает время для достижения конкретного результата.

— В рамках трансформации численность IT-подразделений растёт?

— Да, но одновременно идет процесс перехода IT-специалистов в отделы эксплуатации нефтепроводов и наоборот. Например, мой первый заместитель всю свою предыдущую карьеру делал как инженер по эксплуатации магистральных нефтепроводов. Сейчас его производственный опыт используется для качественной постановки задач ай-тишникам. Таким образом, цифровая трансформация меняет облик и задачи разных специалистов, гибко объединяя их в реальные и виртуальные коллективы для решения сложных задач. В нашей компании уже много лет работает система электронного документа оборота (СЭД). Как вспоминают ветераны, первоначально было недоверие к замене личной подписи на служебной записке нажатием клавиши в компьютере, а сейчас никто уже не представляет, как можно было бы работать без СЭД. И для этого не надо нанимать специальных сотрудников.

— Насколько «Транснефть» готова к цифровой трансформации? Есть ли препятствия для такой перестройки бизнеса?

— Если говорить о технологическом ИТ-базисе, то в компании сделано многое. Но есть момент, кото-

рый присущ большинству крупных предприятий и присутствует на государственном уровне, — недостаточная интеграция информационных систем, отсутствие единого информационного поля. Это первое, чем мы будем заниматься, так как для цифровой трансформации этот фактор один из самых важных.

Сегодня мы работаем над универсальным платформенным решением с учетом требований по импортозамещению, которое позволит создать единую архитектуру и объединить все функциональные решения для производственников, строителей, финансистов и специалистов других направлений. Это будет своего рода унификация, универсальный подход. Эта унификация инструмента разработки должна позволить в более сжатые сроки создавать конкретные цифровые решения для подразделений и организаций системы «Транснефть». В этом плане мы рассматриваем и опыт «Гостеха», и других крупных платформенных решений.

В рамках «дочки» ПАО «Транснефть» компании ООО «Транснефть — Технологии» мы создаем мощный производственный базис для разработки передовой отечественной системы диспетчерского и технологического управления. В 2022 году запланированы испытания прототипа собственной цифровой программной платформы промышленной автоматизации «Транснефть-SCADA», а к 2023–2024 годам — пилотное внедрение с последующим тиражированием в организациях системы «Транснефть». Компания уделяет особое внимание разработке специализированного технологичного ПО для собственных нужд. Так, до 2024 года затраты на внутреннюю разработку ПО составят около 25% от общих затрат компании на ПО и связанных с ним работ (услуг). Мы готовы стать по этому направлению центром компетенции и для других промышленных предприятий в стране.

— Каких результатов вы ждете от цифровизации компании? — Сегодня большие данные (Big Data) и инструменты для управления ими — неотъемлемая часть нашей жизни. Одна из целей цифровой трансформации — наладить управление этим потоком так, чтобы мы всегда получали достоверные и актуальные данные. Создание систем роботизации позволит избавить специалистов от большинства рутинных операций. Все эти методы упростят работу людей и, главное, будут способствовать повышению творческой составляющей в их деятельности. Освобо-

дят работников от рутины с тем, чтобы они могли заниматься творческим развитием в интересах того направления, в котором они специализируются, и в интересах компании в целом. И, конечно, это позволит нашим сотрудникам, даже не меняя места жительства, осуществлять карьерный рост.

Опыт компании и знания ее работников — это интеллектуальный капитал «Транснефти», и он не должен быть ограничен административными барьерами. Цифровая трансформация позволит обеспечить хранение этих знаний в цифровом формате, а единое информационное пространство — быстрый и качественный обмен данными.

— Цифровизация требует существенных затрат. Насколько эта работа выгодна для компании и что дает непосредственно производству?

— У цифровой трансформации есть прямые экономические эффекты. Но главным наряду с понижением затрат остается повышение надежности и безопасности производственных процессов. Результат может быть как быстрый, так и отложенный, и понимание того, что все изменится не в один момент, а в процессе непростой и долгой работы, — еще один шаг на пути к успеху. С помощью цифровых технологий мы оптимизируем этапы производственной деятельности и обеспечиваем принципиально новое качество работы компании.

С учетом принятого курса компании на цифровизацию существенно увеличатся и совокупные затраты на закупку ПО и связанных с ним работ (услуг). Затраты планируется увеличить в два раза — с 13,5 млрд руб. за период 2019–2021 годов и до 27 млрд руб. в 2022–2024 годах.

Примечание: речь идет об отечественных разработках. Зарубежное ПО предполагается приобретать только для обновления и технической поддержки уже работающих программ с постепенным переводом их на отечественные рельсы.

— Как повлияла на этот процесс эпидемия COVID-19?

— Как говорится, «не было счастья, да несчастье помогло». Эпидемия ускорила цифровизацию (особенно на ментальном уровне) из-за вынужденного перевода подразделений в режим изоляции и удаленной работы. Причем происходило это в крайне сжатые сроки, больше напоминала режим мобилизации. Поэтому брались уже готовые решения, используемые во всем мире — не было возможности ожидать внедрения отечественных разработок. Но сейчас, по прошествии почти двух лет, готовы и импортозамещающие решения.

— Возможно ли импортозамещение в IT-сфере?

— Импортозамещение перспективно в любой сфере. Реализация программ импортозамещения — это решение руководства страны, и оно обусловлено не только желанием развить собственные технологии, но и объективными сложностями, включая возможные санкционные действия зарубежных стран.

В «Транснефти» много сделано в плане импортозамещения непосредственно на производстве. Созданы целые предприятия, которые занимаются выпуском техники и оборудования для компании. Ведутся уникальные разработки в области систем моделирования. Сейчас стоит задача развить импортозамещение в сфере информационных технологий — это касается программного обеспечения и IT-оборудования: серверов, систем хранения данных. Решить эту задачу можно, но только в тесной кооперации разработчиков ПО и аппаратных средств.

Например, почти вся система информационной безопасности реализована российскими компаниями на базе отечественных разработок. Совокупные затраты на внедрение отечественного ПО на 2022–2024 годы составят более 70%. Только в 2021 году компания закупила отечественного ПО на сумму около 3 млрд руб. Запланировано заключение крупного контракта с отечественным производителем систем управления — предприятием по созданию корпоративной интегрированной информационной системы управления для компании и организаций системы «Транснефть».

— Каким образом идет взаимодействие «Транснефти» с государственными структурами и другими компаниями в области цифровой трансформации?

— Цифровая трансформация — это сквозной процесс, и нельзя провести цифровую трансформацию в отдельно взятой компании, даже такой крупной, как «Транснефть», без проведения мероприятий на уровне министерств, ведомств, партнерских компаний. Это необходимо для обеспечения единого информационного пространства, для анализа и обработки данных и принятия соответствующих решений. Сегодня мы эффективно задействованы в этом процессе, взаимодействуем как с государством в лице Министерства энергетики и Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций, так и с близкими структурами из нефтегазового комплекса, например с «Газпром нефтью».

Записала Ольга Матвеева