



15 Компании ТЭКа сохраняют высокую доходность

16 Как проходит вынужденное импортозамещение в ИТ-сфере

Остаемся зимовать

Европа, нацелившаяся на отказ от российского газа и снижение его потребления в целом, второй год подряд перед зимой демонстрирует рекордные уровни запасов сырья в подземных хранилищах. На этом фоне цены остаются на относительно стабильном уровне. Но, как отмечают эксперты, есть целый ряд как политических, так и экономических факторов, которые могут заставить их расти.

— конъюнктура —

Обходные пути

К началу зимнего отопительного сезона 2023–2024 годов Европа подошла в полной готовности. Причем достигнута она была еще в конце лета. Так, в августе подземные газовые хранилища европейских стран были заполнены до целевого уровня в 90%. Хотя обычно закачка запасов заканчивается только к ноябрю с приходом холодов и началом интенсивного отбора. К концу октября Евросоюз, по данным ассоциации Gas Infrastructure Europe, достиг уровня заполнения ПХГ в 98,7%, почти до 109 млрд куб. м, что является историческим рекордом запасов в регионе и на 8,7 процентного пункта превышает средние показатели объемов газа в хранилищах на аналогичную дату за последние пять лет.

Эта зима станет уже второй для Европы, подготовка к которой проходит в условиях снижения импорта газа из России на фоне спецоперации на Украине и последовавших за этим санкций. В ответ на них Россия сократила до контрактного минимума поставки в Евросоюз. До этого «Газпром» был ключевым поставщиком в ЕС, занимая там более 45% газового рынка. Прокладка шла по трем основным маршрутам: через Белоруссию в Польшу по газопроводу Ямал—Европа (мощность 33 млрд куб. м в год), по морскому газопроводу «Северный поток», идущему по дну Балтийского моря в Германию (55 млрд куб. м), а также по трубе через Украину (транзитная мощность 146 млрд куб. м). Но первый был остановлен в 2022 году, второй — поврежден в результате диверсии, так что газ из России сейчас поступает в Европу только по украинскому направлению через компрессорную станцию «Суджа» (пропускная способность 42 млн куб. м в сутки). На фоне этого экспорт «Газпрома» в Европу в прошлом году составил всего 85 млрд куб. м газа, что более чем в два раза меньше уровня 2021-го (175 млрд куб. м). При этом контракт на транзит российского газа по территории Украины заканчивается в 2024 году, и Киев уже заявлял, что продлевать его не будет.

Вопрос цены

Несмотря на отказ от российского газа, страны ЕС к прошлой зиме смогли заполнить газохранилища на 95,6% (104 млрд куб. м). Поставки трубопроводного сырья Европа заменила сжиженными объемами. Импорт СПГ увеличился почти на 50 млн тонн (68 млрд куб. м), почти до 121 млн тонн (165 млрд куб. м), то есть более чем на 60%.



Однако потратить на эти объемы европейским странам пришлось на порядок больше, чем обычно, на фоне рекордного роста цен на газ после начала СВО (до \$3,9 млрд). По расчетам Bloomberg, покупка необходимого объема газа на зиму обошлась Европе почти в \$105 млрд. Весной 2023 года цены на сырье начали падать и скорректировались до \$500 за 1 тыс. куб. м.

Закончила прошлый отопительный сезон Европа также с рекордными показателями в 55% (60,6 млрд куб. м). Например, за год этого в европейских ПХГ к весне осталось чуть более четверти от максимально возможного объема. Но успешно пройти отопительный сезон Европе во многом помогла теплая погода, благодаря которой отбор начался только в середине ноября и был в среднем ниже обычных зимних значений. Помимо этого, отмечают эксперты, европейским странам повезло с закупкой необходимых объемов СПГ за счет снижения потребления со стороны Китая на фоне коронавируса ограничений более чем на 15 млн тонн (20 млрд куб. м). В случае дефицита на рынке западные страны обычно проигрывают азиатским в борьбе за сырье, так как те предлагают более высокие цены. В текущем году средняя стоимость закупки газа в сентябре составила \$417 за 1 тыс. куб. м, в октябре — \$508 за 1 тыс. куб. м. Европейские мощности газификации сжиженного газа были загружены лишь на 54%. Погода пока также остается благоприятной для ЕС: в конце октября туда пришло потепление.

Биржевые котировки на газ на фоне высоких запасов и хорошей погоды в Европе уже долгое время остаются стабильными и колеблются в диапазоне \$500–550 за 1 тыс. куб. м, свидетельствуют данные лондонской биржи ICE.

Скрытая угроза

Эксперты полагают, что, несмотря на высокий уровень запасов, рынок остается уязвимым к перебоям в поставках по мере приближения отопительного сезона. Как отмечается в отчете французской TotalEnergies, цена газа в Европе по-прежнему крайне чувствительна к перебоям в добыче и производстве СПГ. По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), мировой рынок сжиженного газа останется неустойчивым до середины десятилетия, когда произойдет значительное увеличение действующих мощностей СПГ. «Проекты, по которым началось строительство или в отношении которых принято окончательное инвестиционное решение, позволят к 2030 году увеличить мощности сжижения газа на 250 млрд куб. м в год, что составляет почти половину сегодняшних мировых поставок СПГ», — отмечается в отчете организации. Более половины этих объемов придется на США и Катар. При этом значительное увеличение мощностей сжижения газа происходит на рынке в момент, когда спрос мирового спроса на газ замедлился по сравнению с «золотым веком» 2010-х. Сильнее всего будут падать потребление в Европе (еще на 15%, до 305 млрд куб. м), а развивающиеся рынки могут не иметь достаточной инфраструктуры для поглощения гораздо больших объемов, если спрос на газ в Китае замедлится.

По оценке Форума стран—экспортеров газа, потребление газа в ЕС в январе—сентябре сократилось на 9,3% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года и составило 234 млрд куб. м. Это уменьшение было связано с внедрением регламента ЕС, предусматривающего добровольное сокращение спроса на газ на 15% с 1 апреля 2023 года по 31 марта 2024 года. В первом полугодии 2023-го мировой спрос на газ в целом оставался вялым, указывает МЭА. Восстановление экономики Китая происходило неравномерно, а откат от рекордных цен на природный газ в Европе пока не привел к росту потребления газа в промышленности и энергетике, отмечают эксперты.

Горячая точка

При этом самой большой угрозой для котировок и рынка в целом его участники считают ситуацию на Ближнем Востоке. Как заявлял 25 октября глава энергетической и металлургической компании MYTILINEOS Energy & Metals Эвангелос Митилинос, в случае втягивания в войну между Израилем и Палестиной Ирана цена на газ может вырасти до невиданного ранее уровня — \$500 за МВт•ч (то есть более \$5,5 тыс. за 1 тыс. куб. м). В частности, страна может закрыть находящийся под ее контролем Ормузский пролив, через который проходит 25–30% мирового рынка СПГ.

На фоне этих опасений Евросоюз планирует сохранить действие механизма коррекции цен на газ, введенного в феврале текущего года, сообщила британская Financial Times. Официальные предложения по этому вопросу Еврокомиссия представит в ноябре. Механизм коррекции цен страны—члены ЕС согласовали в конце прошлого года после продолжительных переговоров. Он может быть задействован, если цена газа на хабе TTF в Нидерландах в течение трех дней будет превышать €180 за МВт•ч (около \$2 тыс. за 1 тыс. куб. м) и одновременно будет на €35 выше, чем средняя стоимость сжиженного природного газа (СПГ) на мировом рынке. Действие этого механизма может быть прекращено в любой момент в случае дефицита газа в ЕС.

Замглавы Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач отмечает, что и текущие котировки газа \$500–600 за 1 тыс. куб. м — аномально высокий уровень цен для этого времени, учитывая теплую погоду в Европе. «До осени 2021 года таких показателей не было никогда. Даже во время газового кризиса 2009-го цены были ниже. Были короткие всплески на британском рынке из-за погодных аномалий, но не более того», — говорит он. Кроме того, добавляет эксперт, в Азии стоимость сырья еще выше, что оттягивает СПГ в этот регион. Но когда Европе понадобится больше сжиженного газа, чем сейчас, когда промышленный спрос убит затяжным энергетическим кризисом, а коммунальный спит из-за погоды, цены пойдут еще выше, уверен господин Гривач.

Он указывает, что, учитывая естественный уход солнечной генерации и нестабильности ветряной, потребности в подземном резервировании газа сильно выросли. И на фоне ограниченности этих резервов при неблагоприятном погодном факторе к концу зимы Европа может столкнуться с дефицитом сырья. А если прилетит еще какой-нибудь «черный лебедь» со стороны предложения, то ситуация может выйти из-под контроля и раньше, говорит эксперт.

Ирина Салова

Рынок перешел на ручное управление

— регулирование —

Российский топливный сектор остается площадкой для экспериментального применения регуляторных мер, которые позволили бы обеспечить его достаточными объемами товаров по ценам, не превышающим инфляцию. Очередной из них может стать запрет на экспорт авиакеросина, который используется для производства зимнего дизтоплива. Эксперты полагают, что ручной режим регулирования отрасли сохранится еще долго.

Правительство, несмотря на относительную стабилизацию в российском секторе нефтепродуктов, продолжает разработку принципов его дальнейшего функционирования. Минэнерго, Минфин, ФТС и нефтяные компании по поручению вице-премьера Александра Новака должны подготовить перечень превентивных мер для обеспечения стабильного функционирования рынка зимнего дизтоплива. Прежде всего речь идет об увеличении объемов его производства до индикативных уровней для удовлетворения спроса на внутреннем рынке. Также должен рассматриваться и вариант запрета экспорта авиакеросина (за восемь месяцев составлял около 1 млн тонн при объеме производства 7,5 млн тонн). Он подмешивается в зимний сорт дизеля для снижения температуры замерзания. Кроме того, министерства и бизнес должны представить предложения об изменении правил начисления акциза на авиакеросин. Ранее правительство своим постановлением включило этот вид топлива в список нефтепродуктов, экспортная пошлина на которые выросла с 20 тыс. до 50 тыс. руб. для борьбы с серым экспортом. Речь идет о ситуациях, когда компании, не являющиеся производителями, экспортируют топливо, купленное на внутреннем рынке, получив при этом демпфер от государства.

Также заинтересованные министерства должны выяснить причины роста цен на

АЗС выше рекомендованного уровня от 21 сентября и привести в проблемных регионах цены на бензин и дизтопливо в мелком опте и рознице к уровню не выше инфляции по итогам года. Впрочем, по данным Росстата, розничные цены на бензин и дизель стабильно снижаются последний месяц, хотя в оптовом сегменте сохраняются существенные колебания стоимости.

Замкнутый круг

Новые меры являются продолжением радикальных шагов государства по наполнению внутреннего рынка топливом, предпринятых 21 сентября. Тогда правительство на две недели полностью остановило экспорт бензина и дизтоплива. Но помимо ожидаемого падения цен на бирже и в рознице министерства столкнулись с риском сокращения производства нефтепродуктов из-за дефицита мощностей для хранения уже выпущенных объемов. Дело в том, что внутренний рынок потребляет не более половины от общего производства дизтоплива (около 40 млн тонн в месяц), остальное экспортируется. Но технологически нефтеперерабатывающие заводы не могут остановить выпуск невостребованного дизтоплива, не снизив при этом производство бензина. Из-за этого снова возникла угроза создания дефицита нефтепродуктов на российском рынке.

В связи с этим 6 октября правительство частично открыло поставки дизеля за рубеж трубопроводным транспортом, оговорив ряд условий. Чтобы получить возможность экспорта, компании должны отгружать на рынок не менее 50% от общих объемов производства, что в целом соответствует их привывочному уровню поставок. Мера является бессрочной, и, как говорил Александр Новак 19 октября, смягчать эти условия государство не планирует. Также нефтекомпаниям должны увеличить обязательные продажи топлива на бирже с 13% до 15% для бензина и с 9,5% до 12,5% для дизтоплива. В то же

время правительство согласилось вернуть с 1 октября начальные параметры топливного демпфера, который за месяц до этого был снижен вдвое. Эта субсидия позволяет производителям компенсировать свои потери на внутреннем рынке в момент, когда цены здесь ниже экспортного паритета.

Как отмечают источники «Ъ» на рынке, российским нефтекомпаниям будет сложно оперативно нарастить производство зимнего дизтоплива. Это связано с тем, что такой сорт в течение октября постепенно должен заменить летний в нефтехранилищах и системе нефтепродуктопроводов «Транснефть». Но пока компании не могут распределить уже накопленные там объемы из-за отсутствия в момент снятия запрета на экспорт дизтоплива зафрахтованных танкеров, а также на фоне сложностей с отгрузкой железнодорожным транспортом. В связи с этим в течение октября экспортные поставки из России могут снизиться минимум в 1,5 раза, полагают источники «Ъ». При этом некоторые собеседники также связывают сохранение затаренности заводов низким спросом на мировом рынке.

Рыночный баланс

Управляющий партнер компании «Петролеум трейдинг» Максим Дьяченко отмечает, что ограничение экспорта авиакеросина может оказать позитивное воздействие на рынок с точки зрения обеспечения зимним дизтопливом. Он напоминает, что стоимость этого вида нефтепродуктов складывается из цен на керосин и летний дизель. И если цену на него удалось снизить мерами правительства, то зимнее дизтопливо продолжит дорожать в оптовом сегменте, что повлечет за собой рост цен в рознице. Но, отмечает он, полный запрет на вывоз керосина может нарушить баланс внутреннего рынка и опять создать угрозу остановки НПЗ из-за его профицита.

В целом, говорит эксперт, объем производства российскими нефтекомпаниями зим-

него дизтоплива примерно соответствует уровню его потребления. Но в текущем году с российского рынка, скорее всего, уйдет до 600 тыс. тонн в месяц продукции мини-НПЗ, не соответствующей экологическим требованиям. И на фоне риска дефицита запрет на экспорт авиакеросина выльдет мерой логичной и разумной, говорит господин Дьяченко.

При этом, по его мнению, ситуацию во внутреннем топливном секторе может улучшить выход с ремонтных рядов крупных нефтеперерабатывающих заводов, таких как Омский НПЗ и Московский НПЗ «Газпром нефти». После постепенного насыщения рынка подешевевшим топливом, отгрузки которого до сих пор замедлены после затаривания во время запрета экспорта, оптовые и розничные цены пойдут вниз. Текущие оптовые цены уже сейчас дают положительную маржинальность на АЗС и должны обеспечить баланс и стабильную работу рынка, считает Максим Дьяченко.

В целом здоровой выглядит ситуация и на мелкооптовом розничном рынке. На 20 ок-

тября суммарная чистая маржа торговли в этом сегменте для АИ-92 составляла 6,2 тыс. руб. на тонну и 3,4 тыс. руб. на тонну для дизтоплива. В то время как за день до введения запрета маржа была в отрицательной зоне — минус 4 тыс. руб. на тонну и минус 8,2 тыс. руб. на тонну соответственно.

Но, говорят в «Петромаркете», некоторой проблемой остается то, что в случае автобензина вся мелкооптово-розничная маржа оседает в мелком опте, а торговля топливом на АЗС убыточна (на 1,7 руб. с литра АИ-92 на 20 октября). Но эта проблема уйдет сама собой, как только завершится подстройка мелкооптовых цен на топливо к оптовому. В случае дизтоплива такая подстройка уже завершилась, отмечают эксперты.

В «Петромаркете» ожидают, что в целом в 2023 году спрос на зимнее дизтопливо составит 18,4 млн тонн, из которых заводским продуктом будет покрыто только 90%. Разница между спросом и заводским производством — это ниша для суррогатного продукта, полученного путем смешения авиакеросина с летним/межсезонным дизелем или средними дистиллятами. Именно суррогат традиционно решает проблему дефицита заводского продукта, поясняют эксперты. «Если возникнет дефицит суррогата, то ситуация на рынке зимнего дизтоплива станет по-настоящему напряженной. Но пока предпосылок для появления такого дефицита нет», — говорят эксперты. Во-первых, отмечают они, в стране нет недостатка в компонентах для смешения (в том числе авиакеросина, значительные объемы которого были закуплены производителями суррогата еще в летний сезон). Во-вторых, смешение дает хорошую маржу даже с учетом выкупа акций на авиакеросин, вовлекаемый в производство суррогата. Поэтому ожидать какого-либо заметного влияния на рынок запрета на экспорт керосина не приходится, полагают в «Петромаркете».

Андрей Орехов

«Одному быстрее, вместе — дальше»

Новые вызовы, стоящие перед российским нефтегазовым сектором, сделали очевидной необходимость отраслевой консолидации, в том числе в юридической сфере. О том, что даст обмен правовым опытом между участниками рынка и как при этом соблюсти этические нормы, «Ъ» рассказала исполнительный директор по правовому сопровождению и корпоративному управлению компании «Газпром нефть» **Виктория Ненадышина**.

— тенденция —

— В октябре «Газпром нефть» провела в Санкт-Петербурге первый саммит юристов топливно-энергетического комплекса. Как родилась эта идея?

Идея родилась из масштабной трансформации правовой функции нашей компании, которую мы реализовали в 2021 году, выступив тогда в авангарде российских юридических и бизнес-практик и объединив юридические департаменты более 60 дочерних предприятий группы в единый правовой кластер под названием «Газпромнефть Экспертные решения». Благодаря этой трансформации был создан инновационный формат юридической службы, которая сочетает в себе инхаус компетенции и возможности внешнего консалтинга. Объединение позволило масштабировать лучшие практики на все предприятия группы, быстрее внедрять работающие модели и подходы. Появилась мотивация быть еще эффективнее. Так мы пришли к идее о том, что объединение знаний и единая правоприменительная практика с другими участниками одной из сильнейших отраслей экономики нашей страны — топливно-энергетического комплекса — может дать еще больший толчок для развития, и уже не только нашей группы или какой-то отдельной компании, но и всей отрасли в целом.

— Поддержали ли вашу идею объединения другие компании отрасли?

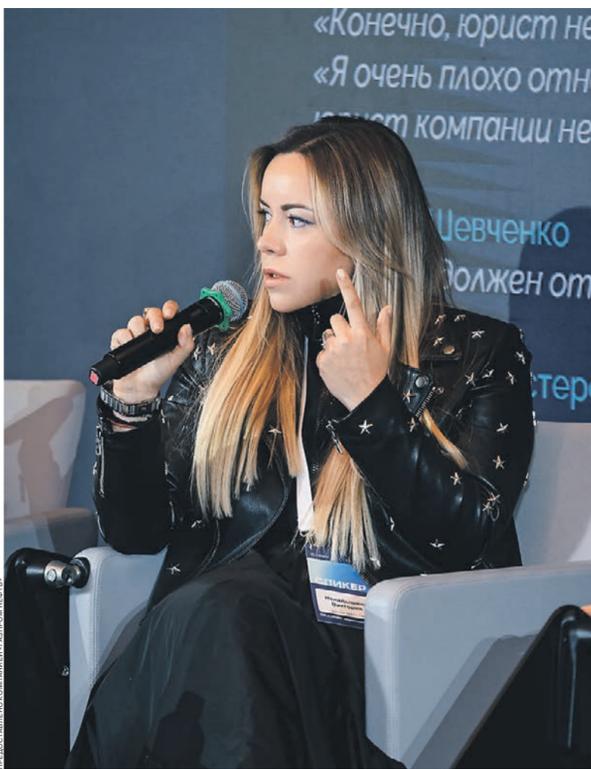
— Да, саммит собрал более 100 корпоративных юристов основных игроков отрасли — от крупнейших ВИНК страны до нефтесервисных компаний. Мы постарались создать комфортное пространство, некий

закрытый клубный формат, в котором можно наладить новые деловые контакты, обсудить важные вопросы, получить подтверждение своей позиции или инсайд для дальнейшей работы. Программа саммита была тщательно продумана — хотелось уйти от абстрактных общеправовых тем к практическим вопросам, актуальным для всех участников отрасли сегодня: проблемы доступа к зарубежному правосудию, налоговые последствия, регуляторная специфика, коммерциализация интеллектуальной собственности и др. Судя по отзывам, у нас получилось. Все участники нашли что-то для себя полезное и, главное, осознали, что у нас много общих тем и нам есть куда приложить общие усилия. Для нас это главный показатель успеха. Так что, несомненно, мы будем и дальше продвигать нашу инициативу, которая может дать эффективный способ достижения общих целей.

Мы рассчитываем, что саммит станет ежегодным. И будем рады, если кто-то из коллег из других компаний проявит инициативу и станет лидером этого мероприятия в следующем году.

— Какие тренды вы видите в сфере юридического сопровождения в ТЭКе?

— Произошло укрупнение объектов управления. Сегодня руководителю юридической службы необходимо отвечать на ключевой запрос бизнеса: повышать эффективность правовой поддержки, рассчитывать только на собственные ресурсы и компетенции, сокращать операционные затраты, при этом действуя в условиях высокой неопределенности, сложности прогнозирования будущего, форсажа технологического и цифрового развития.



Глава юридического департамента больше не занимается исключительно правовой экспертизой. Он становится управляющим партнером, который смотрит на юридическую службу как на бизнес. Поэтому на повестке юридической функции сегодня — создание проектных команд, приводящих бизнес к его целям с управляемыми правовыми рисками, инструменты Legal Operations (аудит и внедрение изменений во внутренние процессы, совершенствование legaltech-продуктов, повышение операционной эффективности функции. — «Ъ»), улучшение пользовательского опыта в предоставляемых правовых сервисах. Раньше правила игры были прозрачными и понятными. Сейчас — иначе. Понимание правовых механизмов не дает никаких гарантий их практической реализации. Просто знать и консультировать сегодня недостаточно, необходимо уметь осваивать

большие объемы информации, быстро нарабатывать опыт и искать работающие на практике решения. Все это и предопределяет столь высокий запрос на объединения, сообщества, за счет кумулятивного ресурса и опыта которого ты можешь повысить собственную эффективность.

— А как технически можно организовать обмен данными между сотрудниками разных компаний?

— Обмен данными по официальному запросу существовал всегда, но такая форма, напротив, может остановить любой обмен знаниями. Мы сейчас говорим о чем-то менее официальном, хотим уйти от бюрократии, когда ответа от другой компании можно было ждать очень долго. Речь идет о межличностных контактах, в рамках которых могут обсуждаться законодательные инициативы или судебные споры аналогичного характера. Причем не только успешные кейсы, но и неудачные.

Ведь каждая команда определенные проблемы решает по-разному, и зачастую может быть очень полезно взглянуть на дело с новой стороны. Ключевой момент при таком обмене опытом — это доверие. Ты никогда не получишь открытости с другой стороны, если не откроешься сам. Хотя некоторые участники видят в таком общении определенные риски. Например, что хорошего сотрудника могут переманить в другую компанию. Но и это естественный процесс, и здесь уже задача работодателя — мотивировать своих специалистов и создать возможности для профессиональной самореализации.

— Получается, с помощью консолидации можно формировать более успешную правоприменительную практику?

— Конечно. Например, некоторые судебные решения могут отразиться на всей отрасли. Нужна координация позиций, чтобы не допустить формирование негативной для всех участников судебной практики. И здесь как раз очень актуален обмен деталями и нюансами. Это относится не только к судебным делам, но и к интерпретации законов. Ведь сколько юристов — столько мнений, но в любом случае мы всегда должны прийти к какому-то общему знаменателю. Практика должна быть единообразной. В то же время конкретный опыт можно масштабировать не только на группу компаний, но и на всю отрасль. С другой стороны, бывают случаи, когда эксперты внутри одной компании не могут прийти к общему решению, и тогда важно получить независимое мнение. Посмотреть, как в других компаниях выстроен процесс, чтобы иметь возможность увидеть недочеты в собственном.

— Какие табу и этические принципы должны, по-вашему, быть при отраслевой консолидации?

— Главное табу — это коммерческая тайна и то, что является закрытой чувствительной информацией. В остальном нет никаких этических и корпоративных противоречий. Например, узнав о судебном решении из открытых источников, коллеги могут поинтересоваться стратегией ведения судебного спора и какие аргументы приводили для отстаивания позиции. А этические принципы — это прежде всего общечеловеческие нормы. В любой профессии

главное — оставаться человеком. Порядочность и, конечно, любовь к своему делу никто не отменял.

— Как при такой открытости избежать конфликта интересов?

— Это достаточно четко регламентируется. Разберем на примере «Газпромнефть Экспертные решения». Мы открыты рынку и оказываем услуги не только внутри нашей группы, но и другим предприятиям сектора. У нас есть стандарты по работе с конфиденциальной информацией и потенциальным конфликтом интересов. Если потенциальный проект предполагает работу с чувствительной коммерческой информацией другой нефтегазовой компании, то команда наших юристов за этот проект не возьмется в силу этических норм, принятых в компании. Вообще, один из ключевых принципов нашего взаимодействия друг с другом и с нашими клиентами — это этическая настойчивость. Внутренняя культура всей правовой функции нашей компании построена на поддержании высоких этических стандартов профессии, гибкости и добросовестности во взаимодействии с законом.

— Какого эффекта вы ожидаете от консолидации юристов отрасли?

— Прежде всего объединение даст участникам рынка уверенность и скоординированность решений. Безусловно, поодиночке получается быстрее: не нужно ни с кем сверяться. Но недаром говорят, что один в поле не воин. Поэтому необходимо задать простой вопрос: позволят ли решения и действия в одиночку эффективно решить долгосрочные задачи? Вряд ли. Очевидно, что намного эффективнее обмениваться идеями и перенимать опыт. Открытый диалог между участниками одной отрасли дает доступ к готовым решениям, к некой витрине кейсов.

Особенно актуально это еще и потому, что сейчас большинство изменений молниеносно находят отражение в законодательной базе. И понимание, как в этих условиях действуют коллеги из других компаний, — условие эффективности юридической функции. Одному быстрее, безусловно, но вместе однозначно быстрее.

Интервью взяла
Ольга Матвеева

Африканский гамбит

— перспективы —

Россия на фоне потери традиционных рынков сбыта нефти и газа ищет новые альтернативы. Одним из перспективных с точки зрения роста спроса на энергоресурсы направлений в правительстве называют Африку, куда по итогам 2023 года российские компании могут поставить до 20 млн тонн нефти и нефтепродуктов. Также игроки российского теплоэнергетического комплекса (ТЭК) все активнее входят в проекты в африканских странах, но работа там связана с целым рядом рисков и ограничений.

Спрос на нефть в Африке к 2045 году вырастет на 80%, прогнозирует ОПЕК. Как заявлял генсекретарь организации Хайсам аль-Гайс на Африканской энергетической неделе, континент, который располагает 13% мировых запасов природного газа и 7% нефти, стоит на пороге энергетического возрождения. Сейчас, отмечал он, Африка имеет самый низкий в мире уровень энергопотребления на душу населения.

Рост потенциала

На развитие спроса и расширение сотрудничества на континенте, где расположено 54 страны, рассчитывают и в российском правительстве на фоне ограничений на крупнейших мировых традиционных рынках сбыта из-за санкций. Как сообщал в июле министр энергетики Николай Шульгинов, по итогам 2023 года Россия может поставить в страны Африки 18–20 млн тонн нефти и нефтепродуктов, что вдвое больше прошлогоднего показателя. В первом полугодии поставки составили около 8 млн тонн нефтепродуктов (в основном дизельного топлива), как за весь прошлый год. При этом наибольшие перспективы в Африке, по мнению правительства, у России в сфере разведки и разработки нефтегазовых проектов, строительстве трубопроводов и модернизации и сооружении электростанций.

«Сейчас мы видим активное вовлечение в африканскую повестку как всего блока правительства, так и крупнейших российских компаний. Фактически во всех отраслях экономики. Конечно, наиболее выгодным



видится сотрудничество в торговле конечной продукцией и продукцией высокой степени переработки», — отмечает глава консалтингового агентства GR-group Андрей Промов. По его словам, речь идет не просто о торговле и бизнес-взаимодействии, а о совместных проектах, которые может реализовывать только Россия. Это крупные инфраструктурные проекты развития, проекты по добыче полезных ископаемых и строительство совместных заводов по переработке.

Как заявлял Николай Шульгинов, российские предприятия ТЭКа активно занимаются поиском перспективных проектов в Африке, обсуждают более 30 новых совместных проектов в нефтегазовой сфере и электроэнергетике в 16 африканских странах. Представители самих стран говорили в основном об инфраструктурных проектах. Так, Южный Судан хотел бы построить с российским участием нефтепровод с выходом к морю, который бы стал альтернативой трубопроводу, идущему через Судан, заявлял замминистра нефтяной промышлен-

ности страны Маиен Вол Джонг Маиен. Кроме того, государству необходимо более мощный нефтеперерабатывающий завод. Представитель Намибии в рамках Африканской энергетической недели отмечал, что в стране за последние два года был открыт ряд крупнейших на юге Африки нефтяных и газовых месторождений (запасы до 11 млрд баррелей нефти), что создает условия для создания в стране мощного энергетического сектора, который открыт для инвестиций из России.

Богатый опыт

Крупные российские нефтегазовые компании работают в Африке уже давно. Так, «Роснефть» участвует в добыче на шельфе Египта, «Газпром» совместно с национальной Sonatrach ведет разведку шельфа Алжира. «Зарубежнефть» входит в СПП по двум блокам на шельфе Египта в Суэцком заливе — South East Ras El Ush и East Gebel El Zeit. Кроме того, в конце сентября компания получила лицензию на разведку нефти и газа на блоке в дельте Нила. Также компания ведет переговоры с правитель-

ствами Конго, Судана, Южного Судана и Мозамбика по изысканию инвестиционных возможностей и началу деятельности в среднесрочной перспективе. До 2030 года «Зарубежнефть» планирует добывать ежегодно в Африке около 2 млн тонн нефти.

Наиболее широко на данный момент на африканском континенте представлен ЛУКОЙЛ. В Северной Африке ЛУКОЙЛ с 1995 года владеет 24% в блоке Meleina на шельфе Египта (остальная доля у Eni) с доказанными остаточными запасами нефти более 30 млн баррелей нефтяного эквивалента. В 2012 году компания открыла там месторождение нефти на структуре Эмри-Дип. С тех пор по итогам доразведки на блоке обнаружено еще три месторождения. Компания работает также на блоке OMI-140 на шельфе Нигерии. В 2014-м компания вошла в проект Deerwater Taao Cape Three Points (владеет 38%) в Гане, где обнаружено пять нефтяных и два газовых месторождения. В начале октября местное правительство одобрило план разработки расположенного на этом участке недр месторождения Ресап. Также в 2014 го-

ду ЛУКОЙЛ вошел в глубоководный проект на участке Этинде на шельфе Камеруна в Западной Африке. С середины 2019-го компания владеет блоком участка Marine XII в Республике Конго. Он должен стать первым проектом, в рамках которого ЛУКОЙЛ получит собственный СПП. Производство планируется запустить уже в декабре 2023 года. Помимо этого, в марте ЛУКОЙЛ в партнерстве с Eni подал заявки на расположенные рядом участки Marine XXIV и XXXI. Доля участия ЛУКОЙЛа может составить 43%.

Углубленное участие

При этом, как отмечают эксперты, африканские страны заинтересованы прежде всего не в развитии добычи, а в переработке углеводородов. Самостоятельно Африка сейчас в сутки добывает до 6,7 млн баррелей нефти. Но, как отмечает Сергей Шейхетов, основатель AfrikaResearch, несмотря на довольно существенные запасы, в Африке почти нет переработки. «Нефть экспортируется в сыром виде, а в страну приходится экспортировать нефтепродукты. Как правило, этим занимаются или государство, или крупные аффилированные с ним компании, потому что через бензин во многих странах собираются налоги, и это поднимает его стоимость. Например, в Южном Судане в рознице бензин стоит около \$2,5 за литр», — поясняет господин Шейхетов.

С учетом этого перспективы существенного увеличения в Африку поставок из России нефти эксперт считает сомнительными, хотя при этом нефтепродукты будут востребованы. Но, говорит он, выйти на конечного потребителя в африканских странах очень сложно, так как здесь не действуют рыночные механизмы, и, как правило, сектор нефтепродуктов остается довольно закрытым. Эксперт напоминает, что у российских компаний уже были неудачные попытки строить НПЗ в африканских странах.

В свою очередь, газовая индустрия в Африке на подъеме и подталкивается государством. «Это в первую очередь перевод на газ электростанций и промышленных предприятий, а также домохозяйств, в 50–70% которых сейчас используют дрова. При этом население исполь-

зует компримированный газ в баллонах. Этот сегмент активно растет по всей Африке, и, несмотря на большое количество игроков, там есть место для новых, особенно в странах южнее Сахары», — говорит Сергей Шейхетов.

Всеволод Свиридов, эксперт Центра изучения Африки НИУ ВШЭ, согласен с тем, что поставка пропан-бутана является перспективным направлением с учетом того, что его потребление почти во всех странах Африки выросло кратно, а средние темпы роста составляют 10%. Он отмечает, что условием более высоких темпов роста потребления газа будет не потенциальный спрос (он уже высок и со стороны ТЭКа, жилого сектора, строительного сектора, сельского хозяйства и др.), а создание инфраструктуры (газотранспортных сетей, автозаправочных станций, газификационных терминалов), законодательных и регуляторных рамок, которые бы способствовали развитию внутренних рынков газа. Большие перспективы у Африки как у рынка сбыта СПГ, говорит эксперт. Так, проекты по его импорту (средней мощностью 1–2 млн тонн СПГ в год) находятся на разных этапах проработки более чем в 20 странах региона.

По его мнению, дальнейшее развитие сотрудничества требует от экспортеров шагов качественно нового уровня: перехода от биржевых сделок через трейдеров к последовательной работе с импортерами напрямую, создания инфраструктуры (хранения и распределения нефтепродуктов). При этом доцент экономического факультета РУДН Юлия Коновалова отмечает, что первое, что необходимо учитывать в Африке, — это политический режим, который может различаться от государства к государству. Помимо этого, отмечает она, возможности в топливно-энергетическом и минеральном комплексе ограничиваются необходимостью модернизировать и развивать инфраструктуру, которая или неразвита, или находится в высокой степени изношенности. Еще одной особенностью ведения бизнеса «по-африкански» являются размытые временные рамки и затягивание переговорного процесса, предупреждает эксперт.

Ирина Салова

нефть и газ



Стальная гарантия качества

Российская промышленность, столкнувшись со сложными вызовами, активно развивает новые направления, чтобы на них ответить. Так, металлургический комбинат «Уральская Сталь» вывел на рынок новую марку высокопрочной стали. Как сообщил генеральный директор компании **Денис Сафин**, расширение линейки продукции отвечает интересам потребителей и станет одним из залогов конкурентоспособности предприятия на рынке.

— технологии —

Новотроицкий металлургический комбинат «Уральская Сталь» в сложившейся экономической ситуации старается отвечать вызовам времени. Недавно компания запустила производство на комбинате высокопрочной стали марки WeldUS. Предприятие уже успешно отгрузило первым потребителям эту новую премиальную продукцию для специализированного машиностроения, включая производство крупногабаритной строительной техники. Теперь в планах — выпуск еще более прочного сплава под названием HardUS. Аббревиатура US в наименованиях

марок стали новотроицкого комбината отсылает к названию «Уральская Сталь» и призвана помочь идентифицировать производителя и послужить гарантом качества. Корни «weld» и «hard» подразумевают применение сталей в сварочных процессах и повышенную износостойкость соответственно.

Под высокопрочной сталью обычно понимается сплав железа и углерода, способный выдерживать нагрузки более 1 тыс. Мпа. Это обеспечивается введением в сталь дополнительных легирующих элементов и применением термической обработки — закалки с отпуском. Существует множество высокопрочных ста-



лей, как правило содержащих повышенную долю легирующих элементов и, как следствие, имеющих сниженную пластичность, повышенную трещиностойкость и высокую цену. Сталь WeldUS 690 имеет оптимально подобранное сочетание химического состава и режимов закалки. Основные секреты кроются в технологиях выплавки и термообработки. Уникальная технология термообработки, используемая на «Уральской Стали», дает продукции комбината конкурентное пре-

имущество перед другими производителями. Участок термической обработки листового проката оснащен современными роликовыми нагревательными печами, роликово-закалочной машиной, закалочным прессом, листопробивными машинами, стеллажом-холодильником и участком осмотра и зачистки металла. Это позволяет производить до 30 тыс. тонн качественной высокопрочной стали в месяц.

Свойства стали WeldUS, которую производит «Уральская Сталь»,

включают высокую прочность, ударную вязкость при низких температурах, отсутствие трещин при сгибе и хорошую свариваемость. WeldUS имеет оптимальное соотношение цены и качества, превосходя старые марки стали 12ГН2МФАЮ и 12ХН2МА. Кроме того, основным вызовом, который на комбинате смогли преодолеть с помощью современных технологий закалки, отпуски и термической обработки, стало достижение идеальной плоскостности металла и устойчивости сплава к разрушению.

«Уральская Сталь» исторически выпускала продукцию, востребованную в первую очередь на внутреннем рынке: трубные, мостовые, судостроительные, конструкционные марки стали. Вместе с тем мы активно разрабатываем перспективные и инновационные виды продукции, такие как плакированный (биметаллический) лист, криогенные, атмосферостойкие стали, — сообщил генеральный директор Управляющей компании «Уральская Сталь» Денис Сафин.

Необходимость удовлетворения растущего спроса на хладостойкую свариваемую высокопрочную сталь разных толщин стала очевидна после анализа отечественного рынка

на фоне ухода европейских поставщиков. Объемы производства в России не обеспечивают достаточного количества нужной продукции, и потребителям зачастую приходится заказывать ее из Китая. Проблема особенно актуальна для машиностроения, где требуются большие объемы такой стали и важно обеспечить высокую прочность изделий.

«Использование новых отечественных марок стали даст производителям строительной техники возможность улучшить эксплуатационные характеристики и уменьшить себестоимость производства», — пояснил генеральный директор УК «Уральская Сталь» Денис Сафин.

Высокопрочная сталь других марок, производимая новотроицким комбинатом, уже давно успешно используется в металлоконструкциях и на полосовом прокате для грузовых автомобилей («БелАЗ», «КамАЗ»). Продукция компании неоднократно получала награды на российских и международных выставках. Разработанная на комбинате в 2006 году марка высокопрочной стали «УралСВ-1» в свое время позволила снизить себестоимость продукции машиностроения при сохранении качества.

Ирина Салова

Российский ТЭК платит сполна

— инвестиции —

Российские нефтегазовые компании, несмотря на санкции, остаются привлекательными с точки зрения их дивидендной доходности. Их выплаты акционерам в 2024-м могут увеличиться в 1,8 раза по сравнению с текущим годом, до 3 трлн руб. Лидерами сектора аналитики называют ЛУКОЙЛ и «Роснефть» благодаря реализации новых масштабных проектов.

Суммарные дивидендные выплаты российских публичных компаний в 2024 году увеличатся на 85%, до 4,8 трлн руб., рассчитали аналитики Газпромбанка. По их мнению, лидером в этой области останется нефтегазовый сектор с выплатами в размере 3 трлн руб. против 1,7 трлн руб. в текущем году. Бустером выступит не только валютный фактор, но и выплата «Газпром» дивидендов по итогам 2023 года, тогда как дивиденды за прошлый год были выплачены внутри 2022-го как промежуточные. Наиболее высокую дивидендную доходность за 12 месяцев в Газпромбанке прогнозируют у ЛУКОЙЛа — 16%. У «Газпром нефти» этот показатель может составить 12%, у «Татнефти» — 11%.

«Привилегированные акции „Сургутнефтегаза“ не попали в наш модельный портфель, несмотря на высокую ожидаемую доходность по итогам 2023 года, так как мы считаем, что существует высокая вероятность резкого падения дивидендов по итогам 2024 года», — отмечают аналитики.



До конца 2023-го эксперты также ожидают от нефтекомпаний довольно щедрых выплат. Эксперты «БКС Мир инвестиций» включили ЛУКОЙЛ и «Роснефть» в свой топ-3 компаний с высокой вероятностью

дивидендов до конца года. И хотя осенний промежуточный дивидендный сезон ожидается не таким активным, как летний, тем не менее намерение компаний продолжать выплаты своим акционерам, веро-

ятно, будет положительно воспринято участниками рынка и окажет акциям эмитентов умеренную поддержку, полагают там.

Выплаты нефтегазового сектора останутся высокими благодаря слабому рублю и высоким ценам на сырье. На горизонте года эксперты прогнозируют доходность по привилегированным акциям «Сургутнефтегаза» на уровне 23–24%, по акциям ЛУКОЙЛа — 15–22%, «Роснефти» — 13%, бумагам «Газпром нефти» — 9%, а также по обыкновенным акциям «Татнефти» и НОВАТЭКА, которые часть этих выплат уже осуществили в начале октября, в 11% и 6% соответственно.

Как поясняет инвестиционный стратег «Арикапитала» Сергей Суверов, дивидендная доходность российских нефтяных компаний сейчас находится на уровне 10–15%, что сопоставимо с той, которая была до начала СВО. Нефтяники выигрывают от высокой стоимости углеводородов и слабого рубля, говорит он. С точки зрения инвестиционной привлекательности среди нефтяных компаний эксперт особо выделяет «Роснефть», у которой приближаются сроки реализации мегапроекта «Восток Ойл» на севере Сибири с огромной ресурсной базой.

По итогам первого полугодия «Роснефть» (40,4% у АО «Роснефтегаз»), 19,75% — у BP Russian Investments Limited, 18,46% — у катарской QH Oil Investments LLC, еще 9,6% — у «РН-НефтьКапиталИнвест», 0,76% — у «РН-Капитал» получила чистую прибыль по МСФО в 652 млрд

руб. Это вдвое выше показателя первого квартала (323 млрд руб.). В рамках действующей дивидендной политики на дивидендные выплаты направляется 50% чистой прибыли по МСФО, выплаты могут осуществляться два раза в год. Таким образом, расчетный дивиденд по итогам полугодия может составить 30,8 руб. на акцию. По итогам 2022 года суммарные дивиденды «Роснефти» составили 38,36 руб. на акцию.

Чуть ниже оказалась чистая прибыль за полугодие у ЛУКОЙЛа по МСФО — 564,1 млрд руб. (302,5 млрд руб. во втором квартале). Аналитики назвали результаты компании внушительными: финансовому результату оказали поддержку положительные курсовые разницы в 55 млрд руб., а также превышение на 12 млрд руб. финансовых доходов над расходами. Промежуточные дивиденды компании на рынке оценивали в 510–550 руб. на акцию. Как отмечают эксперты «Тинькофф», дивидендная доходность бумаг ЛУКОЙЛа за 2023 год может превысить 15% даже без выкупа собственных акций (компания попросила у правительства разрешения на выкуп у нерезидентов до 25% своих бумаг с дисконтом не менее 50%), учитывая, что вторая половина года для компании будет еще удачнее первой благодаря более высокой цене нефти и слабому рублю. За девять месяцев совет директоров ЛУКОЙЛа рекомендовал выплатить 447 руб. на обыкновенную акцию, что оказалось ниже ожиданий инвесторов и вызвало падение котировок после этого объявления. Сум-

марные дивидендные выплаты компании за 2022 год с учетом промежуточных выплат составили 694 руб. на обыкновенную акцию.

В свою очередь, «Газпром нефть» в первом полугодии сократила чистую прибыль акционеров по МСФО до 304,4 млрд руб. с 508,3 млрд руб. годом ранее. С учетом поправки на неденежные факторы и при условии минимальной выплаты акционерам половины от ее размера промежуточные дивиденды, по расчетам БКС, могут составить 36 руб. на акцию, а доходность бумаги — 6%. Эксперты отмечают, что компания обычно платит дивиденды за девять месяцев, которые могут быть близки к 53 руб. на акцию (7,9% доходности), но итоговый размер выплат может отличаться от прогнозного из-за неденежных корректировок и позиции материнского «Газпрома». Дивидендная база самой газовой монополии составила за первое полугодие 618 млрд руб. (13 руб. на акцию), сообщил заместитель председателя ее правления Фамил Садыгов. Дивидендная политика компании предусматривает корректировки дивидендной базы на неденежные статьи, что защищает доходы акционеров в том числе от повышенной волатильности на валютном рынке. Размер дивидендов «Газпрома» за 2023 год по «Финаме» прогнозируют на уровне 30–31 руб. на акцию. Кроме того, там считают возможной выплату промежуточных дивидендов по итогам девяти месяцев 2023 года в размере 20–21 руб. на акцию.

Андрей Орехов

Полимеры требуют перемен

— тренды —

Системные сдвиги на мировом рынке пластика ставят перед российскими нефтехимиками новые задачи. База для развития отрасли в России создана, но сегодня на первый план выходят вопросы, которые традиционно были второстепенными.

Пластики являются неотъемлемой частью жизни большинства людей. Мебель, посуда, одежда, ортехника и многое другое, без чего немыслим наш быт, изготавливаются из этих материалов. Вместе с тем индустрия производства пластиков не сопоставима по размерам с такими гигантами, как нефтегазовый сектор, металлургия или сельское хозяйство. Однако именно близость к конечному потребителю с разнообразием его запросов обеспечивала этой относительно молодой отрасли ежегодный опережающий ВВП рост и бурное развитие номенклатуры продукции, которая сегодня исчисляется тысячами марок.

Чуть более чем за 80 лет производство пластика претерпело череду системных изменений, которые были вызваны рыночными, технологическими, регуляторными и прочими факторами. Происходящая сегодня трансформация не исключение. Разрушение традиционных цепочек поставок на фоне пандемии COVID-19, масштабное внедрение механизмов нерыночного регулирования, неоднородность зеленого за-

конодательства, растущие требования потребителей к кастомизации продуктов — все это толкает компании и даже целые страны к регионализации отрасли, которая сопровождается политикой протекционизма и созданием условий для привлечения инвестиций в собственные производства. Основной задачей становится насыщение развивающихся внутренних рынков.

Это происходит на фоне сокращения периода ценовых циклов вместе с ростом амплитуды колебаний котировок. Кроме того, увеличение среднегодовых вводов мощностей с 6 млн тонн 10–15 лет назад до 10 млн тонн, несомненно, ужесточает кон-

куренцию. Мир приходит в состояние «полимерной гонки».

При этом, несмотря на то что основную часть рынка пластиков (объемом 400 млн тонн продуктов в год) составляют простые крупнотоннажные продукты, опережающий ВВП темп роста отрасли обеспечивается за счет специальных марок. Поэтому хоть большие конкурентоспособные заводы, работающие на недорогом сырье, и продолжают играть важную роль, их устойчивое функционирование напрямую связано с расширением марочного ассортимента.

Такие стратегические цели развития российской нефтехимии, сфор-

мулированные около десяти лет назад, как раскрытие потенциала нефтехимического сырья, развитие внутреннего рынка, выход на лидирующие позиции на международном рынке пластика, в целом остаются актуальными. Но сама стратегия требует корректировки. И многие шаги в этом направлении уже сделаны.

Одним из ключевых конкурентных преимуществ российских пластиков всегда являлся практически гарантированный доступ к сырью. Долгое время отсутствие газоперерабатывающей инфраструктуры было сдерживающим фактором для развития отрасли, но введение системы господдержки в виде обратных акцизов значительно упростило решение этой задачи. Такой метод регулирования также существенно ограничил влияние волатильности энергетических рынков на наших нефтехимиков и создал важное конкурентное преимущество.

Новым вызовом для индустрии стало ограничение доступа к технологиям, оборудованию и вспомогательному сырью для нефтехимии. Как ни странно, актуальные проблемы активизировали работу над новыми проектами. Многие наиболее критичные для действующих производств вопросы были решены еще в 2022 году либо путем подбора альтернативных поставщиков, либо переходом на самообеспечение. Из оставшихся проблем лишь небольшая часть выглядит как абсолютно нерешаемая. Таким образом, гово-

рять об отмене или постановке проектов на паузу оснований нет, но их сдвиг на один-два года, скорее всего, неизбежен. В текущей ситуации риск для новых заводов имеет скорее рыночный характер.

Как ранее отмечалось, мировой рынок стандартных крупнотоннажных полимеров не отличается высокими темпами роста и является высококонкурентным. Именно поэтому стремление к стопроцентному импортозамещению технологий и оборудования не столь актуально для зрелых крупнотоннажных продуктов. А вот развитие технологий, нацеленных на средне- и малотоннажную кастомизированную продукцию, сейчас является жизненно необходимым для победы в нынешней «полимерной гонке». Это даст возможность встроиться в молодые растущие рынки, где меньше явных технологических лидеров, а у новых игроков больше шансов на успех.

Что касается внутреннего рынка, то актуальность его развития резко возросла еще в 2020 году на фоне ограничений, связанных с COVID-19. Сейчас же эта задача имеет стратегическую важность, поскольку, несмотря на его относительно скромные размеры, это самый надежный потребитель для российских производителей пластика.

Международные регуляторные ограничения как зеленого характера, так и чисто политического, несомненно, повлияли на торговые потоки. Вместе с тем не меньше влия-

ние на рынок оказывают вводы новых мощностей в традиционных странах — импортерах продукции. Поэтому делать прогнозы об ожидаемом рыночном балансе сейчас преждевременно.

Основной целью развития российских компаний на глобальном рынке должна стать диверсификация сбыта. И одним из ее перспективных направлений может стать участие наших производителей в международных проектах и партнерствах, которым мы со своей стороны можем предложить доступ к сырью и даже технологии и получить взамен рынки сбыта и бесценный опыт.

Российская нефтехимия имеет все предпосылки для роста в долгосрочной перспективе. У компаний есть сырье и работающая система отраслевой государственной поддержки, строится инфраструктура. Но сейчас необходимо уделить внимание решению проблем, которые традиционно находились не в фокусе: создание технологий производства средне- и малотоннажных (но востребованных!) марок продуктов, а также развитие внутреннего и диверсификация международных рынков сбыта вместо их простого принятия. Именно эти составляющие делают российскую нефтехимию самодостаточной и устойчивой в долгосрочной перспективе.

Дмитрий Акишин,
управляющий директор
компании «Имплемент»

нефть и газ

Нефтяники углубились в цифру

Уход иностранных ИТ-компаний с российского рынка поставил игроков нефтегазового сектора перед выбором, по какому пути пойти для обеспечения необходимого уровня информационных технологий. Делать это им придется либо самим, либо поддерживая отечественного ИТ-производителя. Эксперты полагают, что для ускорения перехода на национальное ПО нужны консолидация запроса от нефтяников и обмен опытом между национальными игроками цифровой сферы.

— технологии —

Догоняющее замещение

Инвестиции в цифровизацию промышленного комплекса в России активно растут последние десять лет. Среди добывающих секторов по объемам вложений в эту сферу лидирует нефтяная отрасль. Затраты компаний на цифровизацию здесь с 2017 года возросли более чем в 3,1 раза, до 4 млрд руб. в 2022-м, говорит руководитель практики управленческого консалтинга аудиторско-консалтинговой группы «Деловой профиль» Владимир Поклад. В добыче природного газа и газового конденсата темпы роста расходов на цифровизацию несколько выше: с 2017 года они увеличились в 3,5 раза, до 0,9 млрд руб.

До 2022 года, по данным Центрального диспетчерского управления теплоэнергетического комплекса, доля импортного программного обеспечения в целом достигала 93%, офисные программы на 97% являлись разработками иностранных компаний, клиентские и мобильные операционные системы — на 95%. Помимо этого, импортировалось до 86% систем управления базами данных, 75% серверных операционных систем, 75% бизнес-приложений, 60% антивирусных программ, 50% интернет-сервисов. Переходить на отечественные решения нефтегазовые компании не торопились из-за отсутствия необходимых для их нужд предложений, сопоставимых по цене и качеству с зарубежными. По мнению Владимира Поклада, импортозамещение ПО в РФ тормозилось также невозможностью серийного выпуска программных разра-

боток, обеспечивающих работу технологического оборудования.

Но после ухода в 2022 году большинства западных ИТ-поставщиков импортозамещение иностранного ПО в своих производственных процессах стало приоритетом для нефтегазового сектора. Причем делать это было нужно оперативно, так как иногда иностранные вендоры отводили российский партнерам всего несколько месяцев на то, чтобы те успели локализовать информационную инфраструктуру компании на территории РФ и перенести в нее все цифровые инструменты для поддержания и управления производственными и бизнес-процессами.

Программно обеспеченный патриотизм

Уже к весне 2023 года зависимость российской нефтегазовой отрасли от иностранных поставщиков ИТ-решений заметно снизилась. Если в 2020-м в Минэнерго оценивали долю специфического отраслевого ПО для нефтегазового сектора всего в 5–10%, то, по данным обзора аудиторско-консалтинговой группы «Деловой профиль», к лету этот показатель вырос примерно до 30%, а топливно-энергетический комплекс вошел в тройку отраслей по самому высокому уровню цифровизации (помимо банковской отрасли и телекома). При этом сохраняется относительно высокая зависимость от иностранного ПО для геологического и геомеханического моделирования, моделирования технологических процессов подготовки и переработки углеводородов и разработки месторождений.

По заявлениям представителей нефтяных и ИТ-компаний на прошедшем в сентябре IX Федеральном форуме по ИТ и цифровым технологиям нефтегазовой отрасли России Smart Oil & Gas 2023, организованном информационной группой ComNews, активное замещение иностранных информационных решений уже показывает оптимистичные результаты.

Заместитель директора департамента нефтегазового сектора Группы «Астра» (флагманский продукт ОС Astra Linux) Илья Нигматуллин отмечает, что с точки зрения цифровизации нефтяная отрасль и прежде была одной из передовых в России. «Но если раньше от лидеров нефтяного рынка мы слышали про большие данные, машинное обучение и так далее, то сегодня у всех на повестке — как заменить существующую инфраструктуру на отечественные решения без потери производительности», — говорит он. — Наиболее актуально это для заказчиков уровня энтерпрайз, где есть несколько сотен пользователей, в серверной части очень много физических ресурсов и информационных систем. Вся их инфраструктура, как правило, годами выстраивалась на зарубежных решениях. И сейчас у заказчиков нет возможности масштабироваться, получать техподдержку и обновления от этих вендоров. Соответственно, остро стоит вопрос и информационной безопасности. Поэтому замена инфраструктуры на российские решения и кибербез — основные векторы для нефтегазовой отрасли страны».

Хотя, по словам заместителя исполнительного директора по развитию бизнеса компании «Мобилити Технологии» Анатолия Дедова, не зависящих от импорта альтернатив ушедшим вендорам на первый взгляд немало, на проверку оказывается, что функционал многих продуктов не вполне отвечает требованиям заказчиков. «Им приходится действовать методом проб и ошибок, что чревато серьезными расходами и потерей драгоценного времени», — говорит он.

При этом, по словам заместителя гендиректора по развитию бизнеса КРОК Валентина Губарева, в России осталось еще немало компаний, продолжающих работать на реше-

ниях ушедших зарубежных вендоров. «При этом обслуживание такой инфраструктуры перешло российским ИТ-компаниям. Подавляющее большинство заказчиков стремится продлить срок службы имеющейся ИТ-инфраструктуры. Едва ли кто из ее владельцев способен, условно говоря, в один день все импортное оборудование заменить отечественным — на это нет ни средств, ни ресурсов. Например, за минувший год примерно 60% входящих запросов у нас приходилось именно на сервис инфраструктуры. В два раза возросло количество оборудования, поддержку которого приходится осуществлять. Что, очевидно, требует от сервисных компаний высокой экспертизы, учитывая полное отсутствие на рынке импортного ЗИП и компонентов», — говорит он.

Многообещающая консолидация

Тем не менее некоторые крупные нефтяные компании заявляют о довольно успешном переходе на ПО, созданное их собственными ИТ-подразделениями. Так, в «Роснефти» отметили, что разработку своих продуктов компания начала еще до ухода зарубежных поставщиков, и на сегодняшний день уже выведен на рынок ряд разработок, среди которых «РН-СИГМА», «РН-ГЕОСИМ», «РН-ВЕКТОР», «РН-ВИЗОР», «РН-ГОРИЗОНТ», RN-ROSPUMP и т. д. Всего линейка включает 16 продуктов для блока Upstream, а разработкой пользуются 28 дочерних обществ компании и 32 сервисные организации. Кроме того, наукоемкое ПО востребовано и в российских вузах: восемь российских университетов безвозмездно получили от «Роснефти» 495 академических лицензий на использование ИТ-продуктов.

В «Зарубежнефти» сообщили о создании в партнерстве с ИТ-компанией K2Tech корпоративной цифровой платформы управления данными NESTRO DATA. В ходе реализации проекта было построено единое хранилище на базе распределенной массивно-параллельной системы управления базами данных и системы потоковой обработки данных, а также внедрены система бизнес-аналитики, файловое хранилище с электронным каталогом и система визуализации геологической ин-

формации. Сейчас NESTRO DATA аккумулирует данные о геологии, разработке, добыче и скважинным операциям, а в ближайшее время также начнет собирать информацию о капитальном строительстве, финансовой деятельности и трудовых ресурсах. В итоге добыча компании выросла за счет повышения качества и доступности геологических данных и снижения количества проведения неинформативных гидродинамических исследований.

Директор департамента информационных технологий и автоматизации производства ООО «Газпром бурение» Алексей Леконцев утверждает, что инвестиции во внедрение информационных технологий за последние годы в компании значительно выросли. «Если года три назад на это выделялось 3–5% общего бюджета компании, то сейчас на цифровизацию производства направляется порядка 15–20%. Компании вынуждены поднимать уровень цифровизации, чтобы сохранить свою конкурентоспособность на рынке и оставаться лидерами своего направления», — говорит он.

По его оценкам, благодаря активному внедрению ИТ сегодня компании удается примерно на 15–20% сокращать сроки реализации проектов по строительству. «Это составляет примерно 100 млн руб. экономии на каждой построенной нами скважине. Для наших заказчиков это осязаемый эффект», — продолжает Алексей Леконцев. Также, по его словам, в 2023 году за счет цифровых инструментов компания снизила аварийность в группе «Газпром бурение» на 15,6%, а непроизводительное время (на ликвидацию аварий и ремонт) — примерно на 8,9%. Общее количество цифровых проектов за два года выросло с 20 до 54. В целом, как говорит Алексей Леконцев, сейчас в «Газпром бурении» почти 85–90% софта замещено на российское. А в отношении остального уже рассматриваются и тестируются отечественные аналоги.

Представители российского рынка информационных технологий полагают, что можно ускорить появление большего числа отечественных решений, предназначенных в том числе для нефтегаза, путем конструктивного общения с заказчиками и открытого обмена опытом сре-

ди компаний-разработчиков. Как отметил в своем выступлении руководитель подразделения развития практик ERP фирмы «1С» Алексей Кислов, «только совместная работа разработчиков, вендоров программного обеспечения и представителей предприятий-пользователей позволяет создавать адаптированные отраслевые решения, при этом стоит учитывать именно сводные требования, а не просто специфику отдельного предприятия».

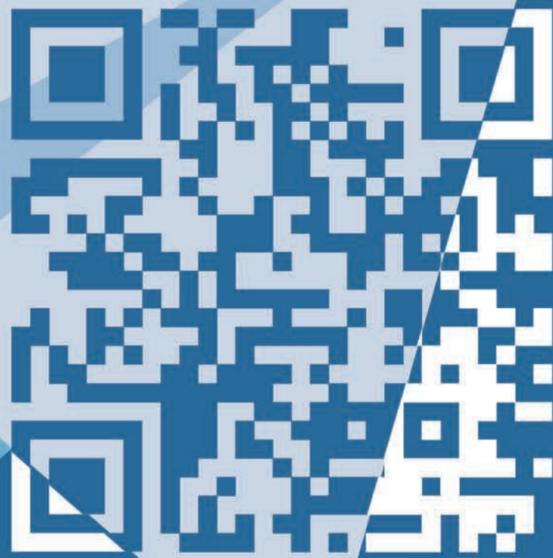
Аналогичного мнения придерживаются и в компании K2Tech. «Разработка западных систем велась годами. Российским разработчикам ПО также необходимо время и условия для доведения своих продуктов до необходимого уровня зрелости», — комментирует заместитель генерального директора по развитию бизнеса K2Tech Игорь Зельдец. — Этот процесс активно идет, с каждым годом на рынке будет появляться все больше функциональных решений, обеспечивающих непрерывность и повышение эффективности бизнес-процессов. Одним из шагов, ускоряющих импортозамещение, может стать реализация консолидированного заказа на разработку ПО и требований к нему от нескольких компаний в сторону разработчиков ПО. Предприятия должны договориться о базовом функционале, который необходим всем. Такой подход позволит быстрее получать унифицированное решение, а не вести разработку под каждую отдельную компанию».

По словам управляющего директора VK Tech Павла Гонтарова, обеспечение стабильной, безаварийной и эффективной работы ИТ-систем в нефтегазовой отрасли — это стратегическая задача, для которой есть два пути решения. «Первый, краткосрочный — ничего не трогать и не менять, пока все работает. Второй, долгосрочный — постепенно переходить на независимые решения, выстраивать отраслевые платформы в партнерстве с ИТ-вендорами», — говорит он. — Залог успеха — в открытом обмене опытом лучшими практиками и проблемами. Сейчас это особенно важно, так как для решения задач такого масштаба необходимо бежать еще быстрее, чем когда-либо раньше».

Константин Анохин



ДЕРЖИТЕ
НОВОСТИ
ПРИ СЕБЕ



Подпишитесь на @kommersant



реклама 16+