



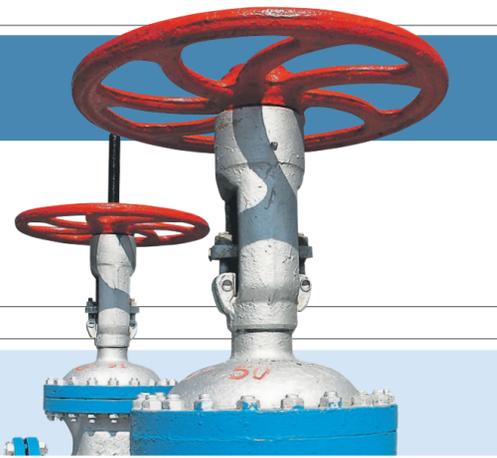
Нефть и газ

Четверг 28 октября 2021 №197 (7159 с момента возобновления издания) **kommersant.ru**

26 Как устойчивое развитие влияет на сектор M&A

27 ЛУКОЙЛ формирует крупный перерабатывающий кластер в Ставропольском крае

28 Почему все чаще происходят разливы нефти



Безальтернативное топливо

Резкий рост цен на газ в 2021 году, почти достигший рекордных \$2 тыс. за тысячу кубометров, застал Европу врасплох. Экономика ЕС оказалась уязвимой к погодным условиям и усилению конкуренции со стороны других глобальных потребителей газа в условиях дефицита предложения. Россия готова проявить «добрую волю» и увеличить поставки газа сверх контрактных объемов, но только на особых условиях — по политически заблокированному сейчас «Северному потоку-2».

— конъюнктура —

Рыночный пасьянс

Стоимость ноябрьских фьючерсов на газ в Европе к концу октября уверенно превышала уровень в \$1 тыс. за тысячу кубометров по индексу наиболее ликвидного европейского хаба — голландского TTF. Цена существенно скорректировалась с 6 октября, когда она достигла исторического максимума в \$1937 за тысячу кубометров, но все же вдвое превышает показатели конца лета (\$515 за тысячу кубометров в начале августа) и соответствует уровню конца сентября. Аналогичная ситуация складывается на рынке сжиженного природного газа (СПГ).

Такому взлету цен предшествовало их глубокое падение. Весной 2020 года на глобальный газовый рынок активно выходили такие крупные поставщики, как Катар, Австралия, США. Но из-за широких мер по сдерживанию распространения коронавируса, с одной стороны, и снижения спроса на электроэнергию — с другой — цены на газ продолжали снижаться, и в мае того же года спотовые цены СПГ, на который активно пытаются перейти в Европе, упали до рекордного в истории значения — \$34 за тысячу кубометров.

В результате производители СПГ сократили его выпуск, но затем последовал новый скачок спроса со стороны поставщиков электроэнергии на фоне морозов зимы 2020–2021 года. Такая ситуация привела к увеличению дефицита газа и, разумеется, росту цен. Этот тренд усилился замедлением скорости поставок топлива из-за логистических трудностей. Жаркое лето тоже внесло свои коррективы в ценовые колебания на газовом рынке за счет повышенного потребления энергии на кондиционирование. Сюда же следует добавить факторы снижения выработки альтернативной энергии, в частности ветровыми генераторами из-за недостаточной ветровой нагрузки. В итоге потребление газа в период холодной зимой и жаркого лета выросло существенно.

Усугубила ситуацию начавшаяся декарбонизация Европы, когда ряд стран стал выводить из строя угольную и ядерную генерацию. Если к этому добавить снижение добычи газа европейскими странами, ограничение поставок СПГ из-за невысокой загрузки мощностей по сжижению и жесткой конкуренции за поставки со стороны Азии и Латинской Америки, то рост цен выглядит вполне логично.

Все эти факторы привели к тому, что цены на СПГ в начале октября достигли \$1200 за тысячу кубометров по сравнению с \$330 мае 2020-го, а цены на газ в Европе в этом году выросли на 300%. То есть газ стал менее конкурентоспособным, чем уголь и даже жидкое топливо. Некоторые чувствительные к цене потребители промышленного газа, среди которых производители удобрений Yuga, химический концерн BASF, объявили о сокращении производства. А в Великобритании было снова введено в эксплуатацию несколько угольных электростанций.

По информации агентства Bloomberg, на фоне дефицита газа в начале октября пять государств Евросоюза призвали провести расследование в связи с беспрецедентным скачком цен на газ и как можно скорее снизить зависимость от стран, которые его экспортируют. В совместном заявлении Франция, Испания, Чехия, Румыния и Греция отмечают «драматический рост» стоимости газа и финансовой нагрузки на граждан и бизнес, которым приходят рекордные счета за электроэнергию. Подписанты документа предлагали провести расследование, чтобы выяснить, почему текущих газовых контрактов оказалось недостаточно для обеспечения всех потребителей необходимыми объемами. Кроме того, авторы призывают реформировать рынок электроэнергии и привязать цены к средней себестоимости ее производства, а также «сфокусироваться на дости-



жени энергетической независимости». Для этого, по их мнению, необходимо «инвестировать в диверсификацию поставок энергоносителей и как можно скорее снизить зависимость от стран — экспортеров газа».

Европейские нюансы

Согласно докладу аналитического агентства S&P Platts Analytics, ситуация может продолжаться меняться не в лучшую сторону. Здесь играет заметную роль вывоз в Европу из эксплуатации огромного количества угольных и атомных генерирующих мощностей и увеличение доли производства из возобновляемых источников в соответствии с политической декларацией. По оценкам S&P Platts Analytics, в 2021 году объемы вывоза оцениваются примерно в 12,8 ГВт угля, бурого угля и ядерных материалов, а в 2022-м — 26,2 ГВт. Например, Германия планирует поэтапный отказ примерно от 4 ГВт ядерной мощности, 6 ГВт каменного угля и 3 ГВт бурого угля к концу 2022 года, а Бельгия приняла решение о постепенном отказе от своих 5,9 ГВт ядерных мощностей к 2025 году, в том числе около 1 ГВт — в 2021-м.

Авторы доклада считают, что вряд ли стоит ждать улучшения ситуации на газовом рынке Европы до тех пор, пока по крайней мере не будут заполнены все подземные газовые хранилища (ПХГ) ЕС. Однако запасы газа в Европе по-прежнему довольно низкие (по данным на середину октября — на 71% от объема газа, поднятого из них в прошлом сезоне), и их заполнение на сегодня представляет определенные трудности для операторов ПХГ.

По мнению гендиректора «Газпром экспорт» Елены Бурмировой, высказанному в интервью корпоративному журналу компании, дефицит в европейских хранилищах сохраняется в осенне-зимнем периоде. Она напомнила, что прошлой зимой из ПХГ в ЕС был отобран рекордный объем газа — 66 млрд кубометров — на фоне холодной зимы и весны, а период закачки газа в этом сезоне начался на три недели позже обычного. По данным «Газпром экспорт», на начало октября отставание от графика закачки газа в Европе составляло около 20 млрд кубометров. И такое отставание, по мнению экспертов, операторы ПХГ уже не успеют наверстать за оставшийся срок закачки. «Такая ситуация, безусловно, стимулирует спрос и сказывается

на ценах», — отметила госпожа Бурмирова. По ее мнению, не последнюю роль в резком взлете цен сыграла волатильность глобальной торговли СПГ, нивелировать которую пришлось европейским площадкам.

Топ-менеджер напомнила, что раньше надежным способом минимизации волатильности цен на рынке были контракты с нефтяной привязкой и многомесячным усреднением, которые позволяли гасить часть внешних колебаний. «Однако актуальная архитектура рынка в значительной степени основывается на котировках ликвидных торговых площадок. И в нашем портфеле доля контрактов с привязкой к спотовым ценам и форвардным котировкам европейских торговых площадок также существенно возросла за последние годы», — пояснила она.

Еще одной проблемой Европы в преддверии зимы стала низкая наполненность (менее чем наполовину на середину октября) газохранилищ Украины, которые традиционно использовались для покрытия сезонных зимних пиков в ЕС.

Вынужденная зависимость

При этом добыча в самой Европе находится в структурном спаде. Например, крупное месторождение Гронинген в Нидерландах не работает, а в соответствии с утвержденным правительством графиком ускоренного отказа от землетрясений в 2023 году запланирована его полная остановка. Норвежская компания Equinor получила разрешения на увеличение добычи на своих месторождениях Трель и Осберг, но всего по 1 млрд кубометров на каждом. В целом же растущее экологическое и социальное давление делает какие-либо существенные расширения добычи газа в Европе маловероятными, считают аналитики S&P Platts Analytics.

Сложной оказалась и ситуация с поставками в Европу СПГ. За последние десятилетия Европа наращивала свои мощности по регазификации сжиженного газа, чтобы снизить зависимость от своего крупнейшего поставщика — России — после перебоев в поставках газа из РФ через Украину в 2009 году. В результате доля СПГ на европейском рынке достигла 23% от общего объема импорта в 2020-м. Но сейчас Европе приходится конкурировать за поставки СПГ с азиатскими потребителями, в частности с Кита-

ем, где постковидный экономический рост спровоцировал значительный рост потребления и рост его котировок. Это заставляет глобальных поставщиков СПГ активно работать с азиатскими потребителями нередко в ущерб европейским.

Директор по исследованиям VYGON Consulting Мария Белова считает, что наблюдаемый с февраля 2021 года стремительный рост цен на газ в Европе, во-первых, связан с восстановлением спроса на этот вид сырья: «По нашим оценкам, в 2022 году потребление газа в регионе вырастет минимум на 30 млрд кубометров. Аналогичная ситуация, сопровождающаяся увеличением цен, наблюдается и в АТР, что приводит к перенаправлению потоков спотовых объемов СПГ в этот регион и к значительному снижению с марта текущего года объемов импорта сжиженного природного газа европейскими странами».

По мнению ведущего аналитика международной страховой компании Soface Анны Кокоровой, предпосылки для развития текущего энергетического кризиса в Европе были заложены еще в 2009 году, когда вступил в силу третий энергопакет, который был призван снизить монополию российских операторов газа на европейском рынке.

Ненавязчивое предложение

Наиболее простым решением возникшей на рынке Европы проблемы было бы наращивание поставок газа из России. Но мнения «Газпрома» и его потребителей в этом вопросе разошлись. Так, члены Европарламента направили письмо в Европейскую комиссию с запросом о расследовании возможных манипуляций на рынке. А в заявлении Международного энергетического агентства говорится, что «Россия могла бы сделать больше для увеличения доступности газа в Европе и обеспечения того, чтобы хранилища были заполнены до адекватных уровней и что это может быть возможностью для России подчеркнуть свои полномочия как надежного поставщика на европейский рынок».

Нарастить экспорт «Газпром» мог бы по трем направлениям: через Белоруссию (этот маршрут сейчас заполнен чуть более чем на треть), через Украину, которая не рассматривается по политическим соображениям, или по только что построенному газопроводу «Северный поток-2», ввод которого тормозят международные согласования.

Но «Газпром» не спешит идти навстречу своим потребителям и увеличивать объемы экспорта, напоминая, что компания выполняет свои обязательства по долгосрочным контрактам, а рассмотрение дополнительных газовых заявок, которые не являются обязательными, планируются только в 2022–2023 годах.

Российский президент Владимир Путин уже заявил на одном из совещаний по вопросам развития энергетики, что «нам такой ажиотаж спекулятивный ни к чему», и дал понять, что Россия готова продумать возможное увеличение предложения газа на глобальном рынке. Но делать это, по его

словам, нужно «аккуратно», посчитав и «поговорив с „Газпромом“». Мысль президента впоследствии пояснил вице-премьер правительства России Александр Новак. По его словам, получение скорейшего разрешения на прокачку газа по трубопроводу «Северный поток-2» «дало бы позитивный сигнал» и могло бы «охладить текущую ситуацию». О возможности увеличения поставок газа в таком формате говорил в ходе пленарной сессии клуба «Валдай» и Владимир Путин.

«Крупнейший поставщик газа в Европу „Газпром“ пока придерживается стратегии удовлетворения запросов только в рамках предусмотренных действующими контрактами объемов, что влечет с неясностью сроков начала поставок газа по „Северному потоку-2“ удерживает цены на газ в Европе на экстремально высоких уровнях», — отмечает Мария Белова. При этом эксперт пояснила, что высокие цены на газ подталкивают потребителей к поиску экономически более привлекательных альтернатив, но многое тут будет зависеть от того, как долго цена газа будет находиться на текущем уровне. «Чем выше цена на газ в долгосрочной перспективе, тем более привлекательными становятся такие экзотические альтернативы, как, например, „зеленый“ водород», — добавляет она.

Как будет меняться ситуация на европейском газовом рынке — это зависит, по мнению экспертов, от ряда факторов. В частности, по мнению Марии Беловой, ключевыми факторами здесь будут прогнозы погоды, причем не только в Европе, но и в России, и в Азии. Ну и важнейший фактор, конечно же, начало эксплуатации «Северного потока-2». «Если зима в Европе будет традиционной, то текущих запасов газовых хранилищ хватит для ее комфортного прохождения», — полагает госпожа Белова. — Что касается ценовых прогнозов конца 2021 — начала 2022 годов, то ожидания трейдеров за последние две недели скорректировались в позитивную сторону: если ранее до марта они ожидали спотовую цену на уровне порядка \$1400 за тысячу кубометров, то сейчас это уже \$1150».

Дефицит газа будет зависеть от ситуации со спросом и предложением в Европе, считает партнер департамента консалтинга «Делойт» в СНГ Йорг Дорлер. По его мнению, на спрос будет влиять то, насколько холодной будет предстоящая зима, а также в какой степени высокие цены снизят спрос на газ в конкретных газомехических отраслях промышленности, а также в производстве электроэнергии (например, увеличение использования угля вместо природного газа). «Со стороны предложения повышение цен может привести к ситуации, когда европейский газовый рынок станет более привлекательным, поскольку сможет привлечь дополнительные поставки СПГ, что поможет сбалансировать спрос с предложением», — добавляет Йорг Дорлер. В целом, отмечает он, из-за меньших имеющихся мощностей хранения ожидается, что Великобритания пострадает более серьезно по сравнению с континентальной Европой.

Константин Анохин

СТОИМОСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА БИРЖЕ ICE FUTURES EUROPE (\$/1 ТЫС. КУБ. М.)



нефть и газ

Чужие среди своих

Количество иностранных компаний и специалистов на российском нефтегазовом и нефтехимическом рынке существенно снизилось за последние несколько лет на фоне западных санкций, а также пандемии коронавируса и связанных с ней ограничений. Но спрос на экспатов восстанавливается, в основном из-за необходимости представлять компанию за рубежом, а также с учетом дефицита национальных сотрудников нужной квалификации. В то же время привлечение зарубежных специалистов несет определенные риски из-за непонимания специфики российского рынка и сложностей их адаптации в стране, отмечают эксперты. Так что привлекать их целесообразно только после исчерпания всех внутренних ресурсов.

— анализ рынка —

На российском нефтехимическом рынке снова растет спрос на зарубежных специалистов. Как следует из исследования консалтинговой компании Kontakt InterSearch Russia, 88% компаний, которые пока не имеют такого опыта, готовы привлекать к работе иностранцев. Причем 63% — на любые функции, в том числе не связанные с реализацией международных проектов. Как пояснила «Ъ» партнер Kontakt InterSearch Russia Ольга Сабинаина, «еще пять лет назад мы сталкивались с тем, что при отсутствии на российском рынке кандидатов нужной квалификации наши заказчики были готовы пойти на компромисс в части своих требований. Сейчас же почти все компании, не желая снижать планку, готовы обсуждать привлечение иностранцев».

По данным опроса, 61% попавших в него компаний уже имеют опыт работы с экспатами. Основных причин высокого спроса на иностранных руководителей две: необходимость привлечения их для эффективной работы и позиционирования компании на глобальных рынках (44% респондентов) и недостаток кандидатов нужной квалификации на российском рынке труда (33%). Госпожа Сабинаина отмечает, что вторая проблема встает особенно остро, когда речь идет о поисках менеджеров, сочетающих знание современных тех-

нологий производства и опыт управления крупными инвестиционными проектами.

При этом, отмечает она, релокация иностранного руководителя часто сопровождается сложностями как при его привлечении, так и при непосредственной работе. Такие трудности адаптации, а также предубеждения самих потенциальных кандидатов отметили 67% представителей российской нефтехимии. Треть из них столкнулись с проблемами документов (виза, разрешение на работу и др.). В то же время предубеждения самих экспатов можно назвать оправданными. Иностранцы, имеющие опыт работы в России, отметили сильное влияние политики на бизнес (70%), коррупцию и роль личных связей (65%), нарушение законодательства РФ (52%), избыточную бюрократию (52%). Треть отметили специфику корпоративной культуры, исключающей обратную связь и открытый диалог.

В работе с экспатами, отмечается в исследовании, компании отметили такие сложности, как языковой барьер и разница менталитетов (по 78%), предубеждение со стороны других сотрудников (44%), непонимание специфики российского рынка (33%). «Работа с экспатами — это объяснимые риски, оправданные лишь в двух случаях: нехватка сотрудников нужной квалификации в России и стремление компании развиваться на международных рынках. В любом



случае при дефиците кадров в стране первый шаг — оценка русскоговорящих кандидатов, имеющих опыт работы за рубежом, лишь затем стоит обращаться к иностранцам. Работа с русскоговорящими проще с точки зрения отсутствия языкового барьера и культурной интеграции», — поясняет Ольга Сабинаина.

При этом, по данным опроса, многие иностранцы не исключают возможность работы в России (65%). При этом для большинства из них не важен город релокации: 70% готовы переехать в любой регион страны. Несмотря на это, привлечь опытного иностранного руководителя в российскую компанию крайне непросто, отмечает госпожа Сабинаина: «Сегодня, к сожалению, «коллективный HR-бренд России» работает против нас». Так, иностранные руководители опасаются действующих санкций (35%), нестабильной политической и экономической ситуации (27%). Блокирующими факторами также становятся географическая удаленность (40%), сопротивление семьи переезду (33%) и незнание русского языка (30%).

В исследовании отмечается, что, привлекая иностранных топ-менеджеров, компании готовы платить им повышенные зарплаты и предлагать дополнительные бенефиты. Экспаты 45% опрошенных компаний получают до +50% больше соотечественников, 35% — до +20%. Еще 20% представителей нефтехимии готовы увеличить оклад до +30%. При этом 90% компаний оплачивают проживание, 84% — перелеты, связанные с релокацией, 68% — медицинскую страховку для семьи, 36% доплачивают за разницу в стоимости жизни.

Как отмечает глава совета директоров агентства TopContact Артур Шамилов, пандемия коронавируса и западные санкции против России серьезно сократили количество экспатов высшего звена в стране. В основном, говорит он, иностранные остались в сферах, связанных с высокими технологиями, а также в до сих пор работающих на российском рынке международных компаниях: в них экспаты приезжают в Россию в рамках глобальных ротационных программ. Как правило, такие иностранные сотрудники работают в

стране в течение двух-трех лет, а потом двигаются дальше. И таких экспатов приезжает существенно больше, чем тех, кто принимает решение работать и жить в России на постоянной основе, говорит господин Шамилов.

При этом, согласно опросу Kontakt InterSearch Russia, экспаты, имеющие опыт работы в российских нефтехимических компаниях, оценили предоставленные им условия достаточно негативно. Низкие оценки получили корпоративная культура, организация процесса адаптации, а также условия труда и возможности развития. В то же время иностранные специалисты привлекают хорошие условия работы и жизни в стране. Исследование продемонстрировало: чтобы привлечь и удержать экспатов на должности руководителей, достойной заработной платы и хорошего офиса недостаточно. Компании должны развивать свой собственный HR-бренд, иначе пробреты в корпоративной культуре могут стать причиной увольнения сильного и ценного сотрудника, поясняет Ольга Сабинаина.

Как показал опрос, иностранцы, уже попробовавшие построить карьеру в России, сделали это из-за возможности принять участие в новых масштабных проектах (40%), перспективе опыта работы в сильной и профессиональной команде (33%), а также существенного роста дохода (33%). Но ключевым фактором стал бренд компании, которая их пригласила (67%). Для экспатов, которые еще не работали в России, но готовы попробовать, бренд компании — тоже один из трех ключевых факторов наряду с возможностями для профессионального развития и ростом доходов. Новые интересные задачи и проекты отметили 70% респондентов, бренд компании — 35%. Существенный рост дохода привлекает 20% опрошенных экспатов. По мнению госпожи Сабинаины, все это еще раз подчеркивает важность формирования HR-бренда компании не только на российском, но и на глобальном рынке. Она отмечает, что еще одним ключевым фактором привлечения иностранных руководителей зачастую становится наличие международных образовательных учреждений для детей экспатов и готовность работодателя оплачивать обучение там.

При этом исследование показало и неожиданные преимущества работы в России, которые выделяют иностранные руководители. Прежде всего высокий уровень развития ИТ/диджитал-технологий в различных аспектах нашей жизни (80%). «Мы привыкли к этому и считаем это нормальным, но забываем про то, что в этой области Россия в ряду наиболее продвинутых стран», — говорит госпожа Сабинаина.

Таким образом, отмечает она, работа с экспатами — это риск непонимания иностранцем специфики рынка, проблемы адаптации и ряд других сложностей. Поэтому она советует обращаться к экспатам только в случаях, когда исчерпаны все возможности привлечения русскоговорящих экспертов или же компания хочет сформировать международную команду для правительственного позиционирования на глобальном рынке. Но в целом российская нефтехимия заинтересована в компетентных экспертах — осталась научиться их удерживать, заключила она.

Ольга Матвеева

Вызовы энергоперехода

— устойчивое развитие —

С момента заключения Парижского соглашения по климату в 2015 году борьба с ростом температуры на планете прочно закрепилась в глобальной экономической повестке. По сути, соглашение зафиксировало на политическом уровне научный консенсус о необходимости снижения человеческого влияния на климат. Одним из ключей к решению этой задачи должен стать энергопереход — планомерный отказ от традиционных источников энергии в пользу низкоуглеродных альтернатив, ведущий к снижению выбросов парниковых газов и, возможно, стабилизации среднегодовой температуры на планете (хотя это и остается спорным вопросом). Ведущие экономики мира уже поставили перед собой цели по достижению углеродной нейтральности. Среди них: Великобритания, Франция, Германия, Китай, Австралия, Канада.

Энергопереход стал новой экономической реальностью, к которой необходимо адаптироваться всем энергетическим отраслям, в том числе нефтегазовой. Например, стремление компаний этого сектора оптимизировать портфель активов с учетом экологической повестки уже привело к общемировому сдвигу M&A-активности от традиционных сделок к «зеленым», инвестициям в ВИЭ и альтернативные источники чистой энергии. Если в 2019 году совокупный объем инвестиций в проекты, связанные с энергопереходом, превысил \$2 млрд, то, по прогнозам на 2021 год, этот показатель вырастет до \$3,5 млрд.

Инвесторов потянуло на зеленое Проекты в отдельных сегментах ВИЭ привлекают инвесторов помимо «зеленого» статуса еще и экономической эффективностью. Международное агентство по ВИЭ (IRENA) подсчитало, что за последние десять лет издержки на генерацию солнечной энергии упали более чем на 80%, а ветряной — почти на 40%. В результате затраты на производство единицы «зеленой» энергии (LCOE) становятся конкурентоспособными по сравнению с традиционными источниками даже без учета различных мер господдержки, которые действуют для ВИЭ во многих странах.

Во многом смещение фокуса добычных компаний в пользу низкоуглеродных стратегий связано с ростом ESG-факторов при оценке проектов. Мировые финансовые институты обращают внимание на «температуру» портфеля и отказывают финансировать углеродоемкие активы, что приводит к глобальному перетоку фондирования в новую энергетику.

Законодатели тоже не остаются в стороне, возлагая гонку за «зеленым руном» и



РЕКОНСТРУИРОВАНО

стимулируя компании энергоемких отраслей искать новые методы декарбонизации. В Европе много лет действует развитая система углеродного регулирования (квотирование объемов выбросов при производстве отдельных видов продукции). Она продолжает дополняться новыми элементами, самый резонансный из которых — трансграничный углеродный налог. Страны-лидеры по эмиссии парниковых газов, например США и Китай, ускоренными темпами догоняют ЕС в «зеленой» повестке.

Быстрое развитие углеродного законодательства в мире привело к тому, что подходы крупнейших нефтегазовых компаний к декарбонизации можно условно разделить на европейский и американский. Они транслируют различные точки зрения на будущее отрасли в низкоуглеродном мире.

Основа европейской модели заключается в переходе от «большой нефти» к «большой энергетике». Крупнейшие нефтяные компании начинают пересматривать upstream-стратегии: сокращать темпы и объемы добычи нефти на операционных активах, выходить из проектов на падающем цикле добычи, отказываться либо уменьшать объемы инвестиций в новые геологоразведочные активы в пользу более низкоуглеродных газовых проектов и электрогенерации.

Причем в фокусе внимания — проекты на всех этапах цепочки создания стоимости электроэнергии, включая логистику. Получается, если раньше вертикальная интеграция в нефтегазовом бизнесе строилась «от скважины до бензоколонки», то в основе новой концепции развития лежит принцип «от источника энергии до розетки».

Выбор Европы

В попытках трансформироваться из международных нефтяных в интегрирован-

ные энергетические структуры Shell, BP, Total и другие европейские компании, как правило, инвестируют в развитие ВИЭ-направлений, покупая профильные активы и участвуя в «зеленых» венчурных проектах. Например, портфель активов Total пополнился компанией Total Eren, которая занимается проектами по производству энергии из возобновляемых источников. Сегодня объекты солнечной и ветрогенерации компании расположены более чем в 20 странах, бизнес продолжает расширяться, в том числе за счет M&A. Так, в 2019 году Total Eren поглотила энергетическую компанию NovEnergia.

Развитие ВИЭ-сегмента в приоритете и у BP. За последние годы компания, анонсировавшая переход от British Petroleum к Beyond petroleum, приобрела долю в компании-лидере рынка солнечной энергетики Великобритании Lightsources и нарастила инвестиции в BrightSource Energy, специализирующуюся на солнечных энергоустановках.

Для более эффективного управления низкоуглеродными инвестициями в структуре многих нефтегазовых игроков появились профильные подразделения, были созданы корпоративные венчурные фонды, в числе которых BP Ventures и Shell Ventures. На счету последнего фонда более 70 проектов, покрывающих как производство чистой энергии, так и сокращение эмиссии парниковых газов в транспортном секторе. При этом в их арсенале не только инвестирование в экологические активы, но и избавление от самых углеродоемких. Например, несколько лет назад BP и Statoil вышли из добычных проектов на Аляске, мотивировав это стремлением к снижению углеродного следа.

Энергопереход по-американски

Американская стратегия декарбонизации более традиционна, ее приоритеты — сохранение темпов роста и увеличение объемов добычи нефти, максимизация операционной эффективности на добывающих активах и сохранение доли рынка в добыче углеводородов. Как и многие европейские компании, американские ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips анонсировали цели по достижению углеродной нейтральности, но в своих бизнес-стратегиях сфокусировались не на комплексном развитии ВИЭ-направлений, а на более чистой добыче углеводородов.

В качестве методов декарбонизации американские игроки выбирают использование технологий улавливания и хранения углерода (Carbon Capture), сокращение выбросов метана, на который приходится основной объем выбросов в нефтегазовом секторе. Водородному топливу также уделяется большое внимание. Для развития этих проектов, как и в Европе, создаются корпо-

ративные венчурные фонды. Например, в портфеле Chevron Technology Ventures более 15 низкоуглеродных проектов, среди которых стартап по разработке Carbon Capture-технологий.

Иными словами, в погоне за углеродной нейтральностью европейские нефтегазовые компании делают ставку на переход к новым источникам энергии, а американские — на снижение углеродного следа нефтедобычи. И если крупнейшие игроки уже выработали стратегии декарбонизации, то остальные пока ищут собственные сценарии адаптации к новой реальности.

Пути развития

С точки зрения реакции бизнеса на вызовы энергоперехода можно выделить три вида ответной реакции: защита и вера в текущую бизнес-модель, экспансия, предполагающая комплекс мер по развитию низкоуглеродных сегментов, и «режим ожидания», наблюдение за поведением других участников рынка.

Кажется, что российский нефтегазовый сектор сегодня находится преимущественно в «режиме ожидания». Хотя крупнейшие игроки уже начали анонсировать свои углеродные цели в отдельных сегментах и упоминать о направлениях декарбонизации, глобальные стратегические решения в контексте энергоперехода еще не приняты.

С одной стороны, может показаться, что время на выработку низкоуглеродных стратегий еще есть, ведь нефтегазовая отрасль не попала в периметр европейского трансграничного углеродного регулирования (TUF), которое должно заработать с 2023 года в экспериментальном режиме. Тем не менее очень вероятно, что к 2026 году, когда TUF заработает в полную силу, его периметр будет расширен и пополнится как минимум нефтепродуктами, к чему Европарламент призывает еще на этапе разработки законопроекта. Это значит, что для сохранения положения на завтрашнем рынке российский нефтегазовому бизнесу нужно пересматривать стратегии с учетом декарбонизации уже сегодня.

Безусловно, в погоне за собственным углеродным следом нельзя забывать о специфике российской нефтегазовой отрасли. Большинство добывающих активов российских нефтегазовых компаний расположено на территории России, а углеводороды составляют основную часть российского экспорта. В традиционных нефтеносных провинциях России (Западная Сибирь) наблюдается снижение объемов добычи и ухудшение показателей продуктивности, а новые проекты связаны с развитием трудноизвлекаемых запасов или предполагают добычу в сложных геологических и климатических условиях. А значит, сопря-

жены с высокими рисками и требуют больших инвестиций в инфраструктуру.

В результате, с одной стороны, российский нефтегазовый сектор не может идти по пути сокращения уровня добычи углеводородов, а с другой — вынужден искать направления развития в условиях мировых экологических трендов. Кроме того, российскому бизнесу свойственно искать консервативные модели развития за рубежом, или, иными словами, проекты с высокой доходностью и относительно низкими проектными рисками.

Можно предположить, что России нужна своя модель развития, некий комбинированный вариант, предусматривающий как «озеленение» и повышение эффективности работы на добывающих активах, например за счет технологий улавливания и хранения углерода, так и активный выход на рынки ВИЭ и других технологий чистой энергии.

С учетом того что трансформация энергорынка идет крайне быстрыми темпами, такая стратегия реализуема через приобретение действующих активов и венчурных проектов. С точки зрения экспансии в сегмент ВИЭ и чистой энергии надо понимать, что мировой пул действующих «зеленых» проектов ограничен и уже имеет свою аудиторию инвесторов, поэтому российскому бизнесу стоит быть активнее на международном рынке и присматриваться к проектам на начальных этапах развития, которые легче адаптировать под свои бизнес-модели. Компромиссом между поддержанием уровня добычи углеводородов и формированием рынка экологической энергетики в России также может стать развитие водородных технологий, прежде всего производство низкоуглеродного «голубого» водорода из природного газа.

В любом случае «режим ожидания» нельзя затягивать, иначе российские компании просто не успеют занять свою долю на рынке новой глобальной энергетики. Мир изменился — теперь независимо от цены на нефть регуляторная среда на внешних рынках и ожидания зарубежных инвесторов не позволят бизнесу долгое время оставаться конкурентным на старых преимуществах.

Гибкость с точки зрения целевых критериев эффективности для «зеленых» проектов, формирование более высокой толерантности к рискам, связанным с инновационными технологиями, открытость к новым правилам энергетической игры и способность к ним быстро адаптироваться — вот фундамент, на котором российский нефтегазовый бизнес сможет не только не потерять свое место под солнцем (как, впрочем, и под ветром, водой и водородом), но и занять лидирующие позиции в «большой энергетике».

Виктория Тургенева,
партнер КПМГ в России и СНГ

нефть и газ

Химия на солнце

В последние годы глобальная нефтегазовая отрасль стремительно трансформируется. Основные изменения связаны с широкой диверсификацией бизнеса с максимальным углублением переработки, а также применением альтернативных видов энергетики. Примером соответствия новым запросам времени может служить нефтегазохимический кластер ЛУКОЙЛа в Ставропольском крае, инвестиции в который до 2027 года могут составить 300 млрд руб.

— развитие производства —

Добыча углеводородов постепенно перестает быть основным видом деятельности нефтегазовых компаний, которые стало принято называть энергетическими. Сейчас в портфель большинства глобальных мейджоров помимо месторождений и нефтеперерабатывающих заводов входят нефтегазохимические производства, а также энергопотенциал на возобновляемых ресурсах. Одним из лидеров по этим направлениям в России стал ЛУКОЙЛ. Компания активно развивает химическое направление, постепенно расширяя и диверсифицируя каждую из своих перерабатывающих площадок. При этом процесс наращивания мощностей по переработке четко соответствует планам ЛУКОЙЛа по приросту добычи.

Так, принадлежащий компании завод «Ставролен» в Ставропольском крае стал центром переработки газа, добываемого в одной из ключевых провинций ЛУКОЙЛа на Каспии. На данный момент в регионе введено в разработку два месторождения — имени Юрия Корчагина (извлекаемые запасы нефти оцениваются в 24 млн тонн, газа — 47 млрд кубометров, конденсата — 3 млн тонн) и имени Владимира Филановского (является крупнейшим в российском секторе Каспийского моря с начальными извлекаемыми запасами нефти 129 млн тонн, 26 млрд кубометров газа и 1 млн тонн конденсата). За 2020 год добыча нефти в сумме по двум месторождениям превысила 7 млн тонн.

В следующем году ЛУКОЙЛ планирует ввести в эксплуатацию третье каспийское месторождение — им. В. И. Грайфера — с начальными извлекаемыми запасами 38 млн тонн нефти, 33 млрд кубометров газа и 1 млн тонн конденсата. Объем добычи там запланирован на уровне 1,2 млн тонн. В перспективе компания рассчитывает запустить месторождение им. Ю. С. Кувыкина (извлекаемые запасы — 160 млрд кубометров газа и 16 млн тонн конденсата).

Углубление переработки

Развитие добычи ставит вопрос не только о сбыте ключевых углеводородов, но и об эффективном использовании попутного нефтяного газа (ПНГ). Именно эту задачу успешно решает нефтегазохимический кластер в Ставропольском крае, в развитие которого ЛУКОЙЛ в ближайшие годы планирует вложить более 300 млрд руб. ПНГ с каспийских месторождений по трубопроводу подается на запущенную на заводе в 2016 году газоперерабатывающую установку (ГПУ-1) на «Ставролене», с которой широкая фракция легких углеводородов поступает в качестве сырья на производство этилена, а извлеченный из попутного газа сухой газ направляется на собственную электростанцию ГПУ-135 и в газотранспортную систему «Газпрома».

На следующем этапе из этилена производятся базовые полимеры. По итогам 2020 года выработка этилена на «Ставролене» достигла рекордного показателя в 343 тыс. тонн. Производство пластика — 319 тыс. тонн полиэтилена и 113 тыс. тонн полипропилена. Текущая мощность ГПУ-1 составляет 2,2 млрд кубометров газа, но уже в ближайшее время возможности «Ставролена» по переработке вырастут более чем вдвое.

В начале октября ЛУКОЙЛ запустил строительство второй очереди газоперерабатывающей установки (ГПУ-2), благодаря которой объем переработки достигнет 5 млрд кубометров в год. Помимо увеличения объема переработки газа планируется извлекать из него не только ШФЛУ, но и этан — ценное сырье для пиролиза. Этот проект является частью комплексной программы развития завода, по итогам которой предприятие будет на 70% обеспечено собственным пиролизным сырьем. Программа развития предусматривает техническое перевооружение комплекса пиролиза, которое позволит увеличить его мощность до 420 тыс. тонн по этилену в год. Также программа модернизации включает реконструкцию установки по производству полиэтилена, мощность которой вырастет до 405 тыс. тонн в год, и установки полипропилена, что позволит нарастить объем производства его сополимеров до 120 тыс. тонн в год. Помимо этого ЛУКОЙЛ планирует запустить производство линейного полиэтилена и металлоценовых марок.



ЛУКОЙЛ активно развивает химическое направление, постепенно расширяя и диверсифицируя каждую из своих перерабатывающих площадок



Для устойчивости экономики

Планы компании в сфере нефтегазохимии нашли поддержку у регионального правительства. Власти Ставрополья готовы предоставить необходимую инфраструктуру и налоговые преференции нефтегазохимическим проектам ЛУКОЙЛа. Также обсуждаются льготы и со стороны федерального правительства: в ближайшее время может быть решен вопрос о введении обратного акциза на производство пропилена на НПЗ. Такую субсидию уже получили другие виды химического сырья при их переработке в продукцию неф-

техимии — этан и сжиженные углеводородные газы (СУГ). С инициативой по введению обратного акциза на совещании по нефтехимии у президента Владимира Путина в начале декабря 2020 года выступил глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов. И, по мнению вице-преьера Юрия Борисова, такая мера будет эффективной для развития нефтехимической отрасли. Как пояснил чиновник, несмотря на то, что пропилен является вторым по объему производства мономером в России (2,8 млн тонн в 2020 году), широкий перечень его производных (окись пропилена, полиолы, полиуретаны, акрилаты

и т. д.) в Россию преимущественно импортируется. «Государство должно помочь занять этот рынок российским производителям. И одной из эффективных мер могло бы быть введение через соответствующие законодательные инициативы обратного акциза на пропилен», — заявил он в середине сентября на Тюменском нефтегазовом форуме.

При этом ЛУКОЙЛ, не дожидаясь утверждения субсидий, уже начал строительство еще одного крупного комплекса по производству полипропилена на Нижегородском НПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез») мощностью около 500 тыс.



Важным направлением работы по защите окружающей среды для ЛУКОЙЛа является использование альтернативных источников энергии

тонн. Сырьем для него станет пропилен с двух модернизируемых установок каталитического крекинга мощностью 4 млн тонн в год. Как сообщил на торжественной церемонии закладки Юрий Борисов, за счет запуска нового производства начнется конвергенция, смешение двух отраслей — классической нефтепереработки и нефтехимии. «И вот эта диверсификация есть не что иное, как устойчивость экономики и переход к выработке продукции с добавленной стоимостью», — сказал господин Борисов.

На пользу экологии

Активное наращивание нефтехимических и газохимических мощностей в России является одним из параметров государственной политики по повышению глубины переработки сырья, о которой не раз говорил Владимир Путин. Он называл снижение объемов сжигания ПНГ ключевым пунктом экологической и климатической повестки в России, а также поставил задачу по замещению отечественной продукцией импорта полиэтиленов и полипропиленов. Именно эти вопросы решает расширение мощностей на «Ставролене».

При этом повышение уровня утилизации попутного нефтяного газа, которое и так по группе является почти максимальным, достигая почти 98%, является не единственной мерой политики компании по сокращению углеродного следа. Еще одним важным направлением работы по защите окружающей среды для ЛУКОЙЛа является использование альтернативных источников энергии.

Компания обладает крупным портфелем генерирующих активов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), на которые приходит-

ся более 6% от общей мощности группы «ЛУКОЙЛ». Их использование позволяет предотвращать выбросы парниковых газов более чем на 500 тыс. тонн CO₂-эквивалента в год. Основными активами ВИЭ ЛУКОЙЛа являются четыре гидроэлектростанции, расположенные в России, суммарной мощностью 291 МВт, ветропарк Land Power в Румынии мощностью 84 МВт и солнечные электростанции (СЭС) в Волгограде, Румынии и Болгарии суммарной мощностью свыше 40 МВт. Развитие ВИЭ на собственные производственные нужды является важным инструментом программы декарбонизации компании.

Свой нефтехимический кластер в Ставрополье ЛУКОЙЛ также обеспечит чистой энергией. В середине октября компания начала на заводе поставку электроэнергии с собственных СЭС мощностью 30 МВт, расположенных на территории Волгоградского НПЗ. Ежегодно их объем составит около 11 млн кВт•ч. Как пояснили в ЛУКОЙЛе, использование электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников энергии, позволит снизить углеродный след выпускаемой продукции «Ставролен» на 5 тыс. тонн CO₂ в год.

Беспрецедентные инвестиции в высокорентабельные проекты и развитие в рамках экологических современных глобальных трендов позволят ЛУКОЙЛу соответствовать уровню передовой международной компании. При этом в перспективе портфель компании пополнится не менее масштабными газохимическими проектами.

Ольга Матвеева

нефть и газ

Нефти не дадут утечь

После нескольких крупных техногенных катастроф, последней из которых стал разлив нефти на морском терминале Каспийского трубопроводного консорциума под Новоросси́ским, государство начало масштабную проверку подобных объектов. Но, говорят в отрасли, помимо аварийных ситуаций частой причиной разливов на суше становятся незаконные врезки в трубопроводы, за которыми тоже нужен контроль.

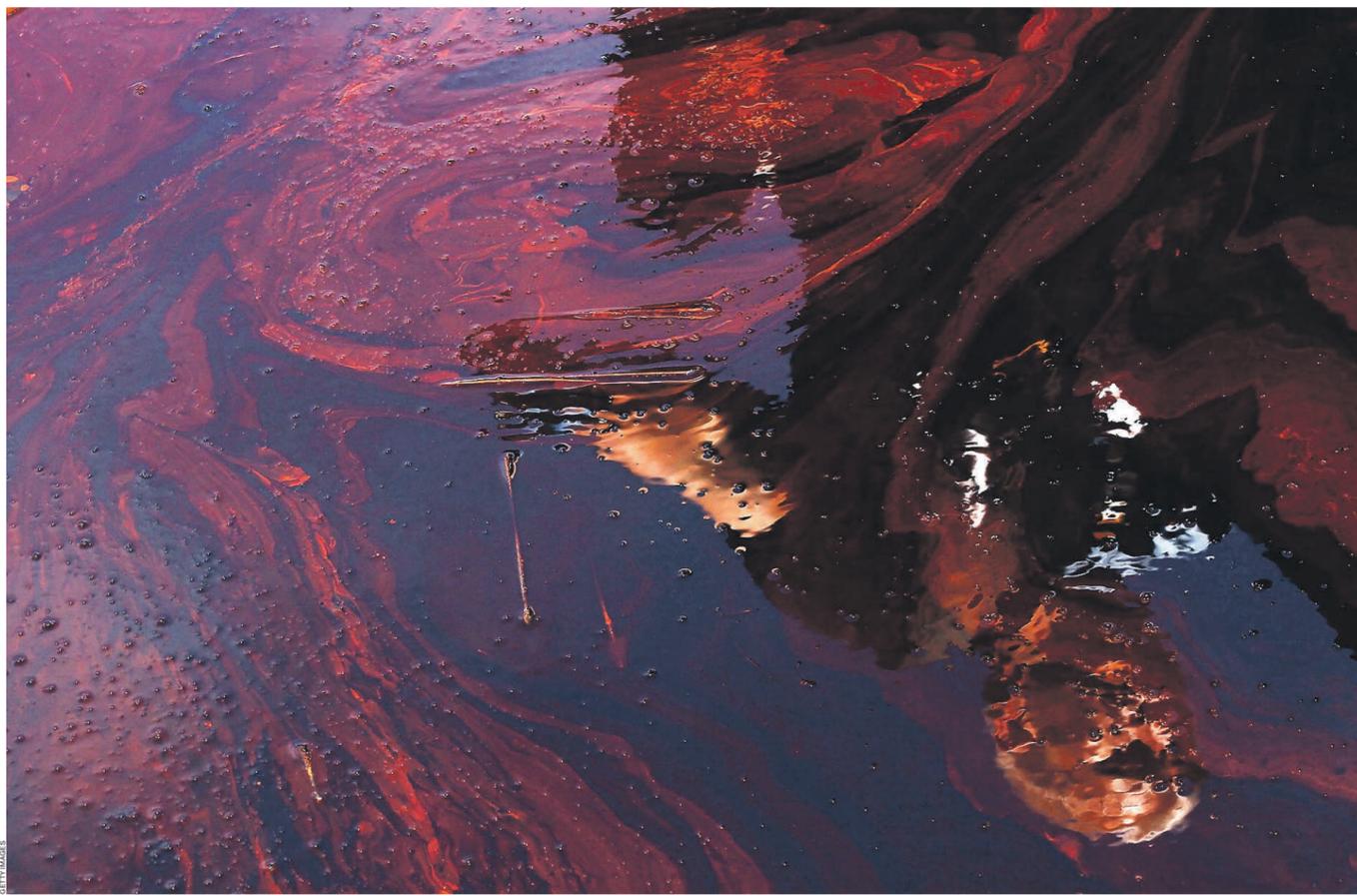
— техногенные катастрофы —

Росприроднадзор в середине октября по поручению вице-преьера Виктории Абрамченко начал внеплановые проверки российских морских терминалов. До конца года ведомство должно проверить восемь портов, занимающихся перевалкой нефтепродуктов. Всего же в списке проверок о соблюдении требований по охране окружающей среды и готовности к ликвидации аварийных разливов до конца 2022 года — 117 объектов и 86 операторов морских топливных терминалов.

Такие масштабные мероприятия связаны с последней аварией, происшедшей в августе на терминале Каспийского трубопроводного консорциума под Новоросси́ским. Из-за неисправности гидрокompенсатора выносного причального устройства там случился разлив нефти, вокруг объемов которого до сих пор ведутся споры. Так, по оценкам самого оператора, площадь разлива составила около 200 кв. м, а объем попавшей в море нефти — около 12 куб. м. Росприроднадзор оценил ущерб от разлива в 4,5 млрд руб. Но компания не согласилась с такими выводами ведомства и намерена оспаривать их в суде.

Несмотря на пристальное внимание к ней, эта авария является далеко не самой масштабной в истории российской нефтегазовой отрасли. Наиболее серьезным инцидентом в новейшей истории России считается авария на подземном нефтепроводе Харьяга—Возей—Головные сооружения компании «Коми ТЭК» в районе Усинска. В августе 1994 года там в течение трех суток образовалось около 50 прорывов, из которых, по разным оценкам, вылилось от 100 тыс. до 300 тыс. тонн нефти. По водоемам сырье распространилось на тысячи километров вплоть до Баренцева моря. Авария была занесена в Книгу рекордов Гиннесса как самый крупный разлив нефти на суше, а на устранение ее последствий потребовалось около 15 лет.

Но тогда, в постперестроечное время, отмечают на рынке, основной причиной аварий на трубопроводах было их плачевное состояние, а сейчас разливы нефти и нефтепродуктов зачастую связаны с попытками сделать врезки в трубу для кражи транспортируемой по ним продукции. Например, по данным «Транснефти» (оператор магистральной системы нефтепроводов в России), в 2021 году из-за незаконных подключений произошло 11 разливов (8 на нефтепродуктовых магистралах, 3 — на нефтяных), в то время как собственноручно аварийных ситуаций случаются три-четыре раз в год. Как пояснил «Ъ» со-



ветник главы монополии Игорь Демин, за последние 20 лет количество врезок снизилось кратно. Например, говорит он, если в 2005 году было зафиксировано 1132 незаконные врезки, из которых 930 пришлись на кражи нефти, то по итогам 2020 года число инцидентов снизилось до 141. Причем большая часть из них произошла на нефтепродуктопроводах. Сейчас, поясняет господин Демин, чаще всего пытаются украсть дизельное топливо, которое не требует переработки — его можно сразу залить в резервуар на заправочной станции или непосредственно в бак автомобиля. В то время как для реализации похищенной нефти нужна целая схема по ее переработке и сбыту.

Игорь Демин отмечает, что с учетом развития технологической длина отводов от незаконных врезок может достигать 10 км. При этом из-за попыток присоединиться к трубе происходит не только разливы, но и возгорания. Так, например, в середине октября на магистральном нефтепродуктопроводе Кириши—Красный Бор в Тосненском районе Ленинградской области было обнаружено факельное возгорание отвода с нефтепродуктом от криминальной врезки. В компании отмечают,

что проблемой являются не только сами врезки, которые наносят ущерб и могут стать причиной аварии на трубопроводе, но и недостаточное внимание правоохранительных органов к проблеме хищений нефти (нефтепродуктов) из системы компании, несовершенство правоприменительной системы, в результате деятельности которой зачастую принимаются процессуальные решения, не соответствующие степени общественной опасности криминальных проявлений в отношении опасных производственных объектов «Транснефти». При этом сама компания не обладает многими полномочиями, которые позволили бы улучшить ситуацию с незаконными врезками, поясняет Игорь Демин.

Источник «Ъ» на топливном рынке признает, что кража нефти и топлива — это организованный бизнес, в котором усиливается конкуренция на фоне постоянного подорожания сырья и нефтепродуктов. И, говорит он, зачастую те, кто должен поддерживать порядок и не допускать подобные ситуации, сами участвуют в преступных схемах. При этом ликвидировать последствия разливов нефти и других аварий в подобных случаях приходится самой «Транснефти», отмечают в компании.

Эксперты считают, что в перспективе регулирование в области перевалки нефти и нефтепродуктов может усилиться, но, отмечают на рынке, чаще всего государство реагирует точечно, проводя проверки после конкретных происшествий, в то время как нужен системный подход. В США, отмечают они, после нескольких техногенных катастроф (крупнейшая — в Мексиканском заливе) и последней аварии в начале октября на нефтепроводе в Тихом океане у побережья Калифорнии, где, по предварительным оценкам, вылилось более 500 тыс. л нефти, речь вообще может идти о запрете шельфовой добычи. Конечно, до таких крайностей в России не дойдут, считают собеседники «Ъ» на рынке, но компаниям, скорее всего, придется вкладывать все более существенные средства в обеспечение безопасности своих объектов. При этом они отмечают, что предотвращать аварии в любом случае дешевле, чем ликвидировать их последствия. Наглядным примером этого стала утечка более 20 тыс. тонн дизельного топлива из резервуара на ТЭЦ-3 «Норникеля» в Норильске, которая обошлась компании почти в 150 млрд руб., говорят они.

Ирина Салова

Трансформация через инновации

— технологии —

Исторически в нефтегазовой отрасли инновационные технологии создавались либо самими игроками сектора, либо крупными нефтесервисными и инженеринговыми компаниями с минимальным вовлечением внешних партнеров. Это было обусловлено сложностью и капиталоемкостью технологий, необходимыми для добычи и переработки углеводородного сырья, а также высокими требованиями к знаниям и квалификации участников, которые можно получить только при работе в отрасли.

Но развитие рынка технологий и его переход к модели открытых инноваций подтолкнули крупнейшие мировые компании, такие как Shell, BP, Total, Repsol, Saudi Aramco, и их крупнейших поставщиков Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford к изменению подходов в работе с технологиями. За последние 25 лет мировые лидеры прошли огромный путь по формированию инструментов работы с внешним рынком инноваций.

Этому прежде всего способствуют внешние глобальные вызовы, такие как декарбонизация, цифровизация и конвергенция секторов экономики вокруг потребностей конечных пользователей, выражающаяся в создании бизнес-экосистем. Ключевым драйвером всех изменений становится технология и доступ к конечному потребителю, поэтому в основе всех технологических компаний лежит клиентоцентричная бизнес-модель. Именно смена бизнес-модели и ориентация на потребности клиента становится главным вызовом, стоящим перед лидерами ТЭКа на фоне того, что конкурировать им теперь приходится не только друг с другом, но и с лидерами других отраслей, таких как банки, телекоммуникации и технологические гиганты.

Данная ситуация требует от компаний гораздо большей гибкости, чем раньше, способности быстро меняться и отвечать на изменения конъюнктуры. Чтобы обеспечить требуемый уровень скорости и гибкости, компании вынуждены корректировать стратегии, системы управления и культуру. Но подобная трансформация, особенно в части культуры и менталитета сотрудников, требует много времени, а действовать нужно уже сейчас.

Как решить эту задачу?



Во всем мире крупные компании используют для этого инструменты открытых инноваций: корпоративные венчурные фонды, акселерационные программы, инкубация, сделки сплайны и поглощений для приобретения новых компетенций, партнерства, программы корпоративного предпринимательства.

Открытые инновации — это модель ведения инновационной деятельности, в которой компания при разработке новых технологий и продуктов рассчитывает не только на собственные внутрикорпоративные НИОКР, но и активно привлекает инновации и компетенции извне. В отличие от концепции закрытых инноваций (когда предприятие использует только имеющиеся у него ресурсы для разработки новых продуктов и услуг), концепция открытых инноваций предполагает получение компаниями доступа к лучшим мировым технологиям и компетенциям, а также использование своих собственных разработок и мощностей для выхода на новые рынки с целью диверсификации.

Концепция открытых инноваций имеет ряд преимуществ: большое количество возможных решений поставленной задачи, меньшие сроки вынесения решения, оптимизация финансовых затрат.

Мировые гиганты-мейджоры уже 30 лет развивают свои связи с рынком открытых инноваций, не просто покупая стартапы, а развивая культуру внутреннего предпринимательства и коллаборации. Более того, именно эти подходы за последние два-три

года названы основными драйверами будущего развития традиционных нефтегазовых компаний и их превращения в универсальные энергетические. Здесь и снижение воздействия на окружающую среду, и новые разработки в сфере как генерации энергии, так и ее доставки и использования.

Стратегии всех мировых лидеров отрасли так или иначе ориентированы на энергетический переход, углеродную нейтральность и диверсификацию бизнеса. Все эти стратегические цели являются трансформационными, то есть предполагают существенные изменения рынков, регулирования, ландшафта поставщиков и партнеров, компетенций и ресурсов.

Shell последовательно создает свою инфраструктуру по работе с технологически новыми видами топлива уже более 25 лет. На сегодняшний день компания имеет лучшую в классе систему управления инновациями в отрасли, позволившую запустить масштабную трансформационную программу Project Reshare, которая призвана обеспечить снижение производства традиционных видов топлива на 55% к 2030 году с постепенным замещением их новыми: водородом, газом и ВИЭ.

Компания BP позднее, чем Shell, начала создание своей инфраструктуры по работе с открытыми инновациями, поставив еще более амбициозные цели, и реализует свою стратегию трансформации довольно агрессивно в последние два года. Именно BP первой из компаний-лидеров назвала смену бизнес-модели за счет технологий ключевым драйвером своей долгосрочной стратегии, запустив программу BP Launchpad. Launchpad — это венчур-билдер или компани-билдер, наиболее современный формат работы с рынком открытых инноваций, когда компания занимается «выращиванием» технологических бизнесов не только для повышения эффективности текущего бизнеса, но и для его диверсификации, тестирования новых бизнес-моделей, рынков и типов партнерств.

Аналогичные трансформационные инициативы с фокусом на кросс-индустриальные партнерства и работу с технологическими предпринимателями есть у всех мировых лидеров нефтегазовой отрасли не только на уровне стратегии, но и уже в виде работающих подразделений, обеспечивающих конкретные результаты.

В целом уже более 80% крупных компаний в мире используют инструменты работы с от-

крытыми инновациями, выделяя на это не менее 10% своего R&D-бюджета. Лидеры ТЭКа тратят 25–30%, пропуская через эти инструменты до 70–80% всех инициатив развития.

Чем же так привлекательна модель открытых инноваций по сравнению с закрытой, когда компания преимущественно ориентирована на собственную разработку?

Наш анализ более 500 технологических и цифровых проектов, реализованных собственными подразделениями российских нефтегазовых компаний за последние пять лет, показал, что, если бы все эти проекты были реализованы по модели открытых инноваций в формате венчура, это потребовало бы в два-три раза меньших вложений и позволило бы вывести готовые продукты на рынок в 2,5–3 раза быстрее. В совокупности это означает, что за тот же период при том же уровне затрат можно было, например, запустить не 500, а 2,5–3 тыс. проектов.

Но открытые инновации имеют и недостатки в сравнении с закрытыми. Например, более низкий уровень защиты интеллектуальной собственности и контроля за научнотехнической деятельностью. Именно из-за снижения уровня контроля за процессом создания и вывода технологического продукта на рынок со стороны заказчика, а также неготовности системы управления к работе с высокой неопределенностью на уровне каждой отдельной инициативы затруднен переход к модели открытых инноваций. В случае с российскими компаниями дополнительной сложностью является крайне жесткое государственное регулирование компаний ТЭКа в части соблюдения процедур и расходования средств.

В России рынок открытых инноваций является одним из самых недооцененных в мире. Объем сделок на венчурном рынке, являющийся ключевым индикатором состояния отрасли, составляет \$0,2–0,3 млрд в год, не считая разовых сделок. При этом объем затрат на исследования и разработки, по данным Росстата, составляет примерно \$15 млрд. Почти все эти инвестиции идут на внутренние разработки. Таким образом, по самым скромным подсчетам, BRIGHT оценивает потенциал роста российского рынка открытых инноваций в \$1,5–3 млрд в год, что даст огромный мультипликативный эффект на экономический рост и развитие технологий даже без учета экспортного потенциала.

Однако здесь стоит отметить, что для достижения указанных целей недостаточно

просто перераспределить деньги от крупных компаний в пользу стартапов. Чтобы этот процесс был максимально эффективным, необходимы инфраструктура, экспертиза и компетенции, образующие инструменты работы с открытыми инновациями. Согласно нашему анализу российского рынка поставщиков услуг на рынке открытых инноваций (скауты, операторы акселераторов, инкубаторов, организаторы хаков и т. д.), объем этого рынка не превышает \$15 млн в год при достаточно сильной фрагментированности. Поэтому уровень компетенций участников рынка относительно невысок, что является сдерживающим фактором его роста на данном этапе. Лишь за счет целенаправленного развития рынка со стороны ведущих заказчиков можно нарастить объем и качество предложения.

По оценкам BRIGHT, быстрый переход и развитие инструментов возможны в банковском секторе, ритейле и телекоммуникационном бизнесе, поскольку компании этих индустрий максимально тесно работают с конечным потребителем и его потребностями. Однако в этих секторах бизнес-модель преобладает над технологической составляющей, поэтому основной фокус приходится на относительно простые цифровые решения. В промышленности ситуация обратная, но именно здесь скрытый потенциал гораздо выше на горизонте пяти-десяти лет.

Несмотря на все сложности, в России рынок открытых инноваций в промышленном сегменте существует и постепенно развивается. Сквозной процесс работы с внешними инновациями, направленный на диверсификацию бизнеса, сегодня строят такие компании, как «Северсталь», «Росатом», «Газпром нефть». Это уже дает свои результаты: запуск венчурных фондов (Severstal Ventures, Orbita, «Новая индустрия»), акселерационных программ (SteelTech, G-Drive, Startup Stream), программ развития корпоративных предпринимателей и многое другое. Следуя последним мировым тенденциям, «Росатом» и «Газпром нефть» создают единые центры компетенций по работе с рынком инноваций: «Газпром нефть» запустила для этого программу InduStix, а «Росатом» создал подразделение «Иннохаб». Сейчас лишь вопрос времени, когда все остальные ведущие компании в своих секторах последуют примеру лидеров.

Александр Ракша,
партнер консалтинговой
компании BRIGHT