О пути ЛУКОЙЛа, пройденном за 30 лет | 14

НГ

Тематическое приложение к газете **Коммерсантъ**

Нефть и газ

Вторник 29 декабря 2020 №240 (6961 с момента возобновления издания) **kommersant.ru**

16 Что такое экосистема, и зачем она нужна глобальным компаниям

16 Какие перспективы у рынка нефти в 2021 году

16 Сможет ли Россия занять свое место на рынке водорода

Труба обмелела

Коронавирус и сокращения добычи в рамках ОПЕК+ обвалили грузооборот «Транснефти» по итогам 2020 года на 10%, а объем ее капвложений — на 20%. Государство, которое может получить существенно меньше дивидендов на фоне более слабых финансовых результатов, не намерено, однако, увеличивать выше уровня потребительской инфляции тарифы монополии, хотя они, по оценке KPMG, вдвое ниже, чем у других глобальных трубопроводных компаний.

— конъюнктура —

ГЛЕБ ЩЕЛКУНОВ

Как стало известно „Ъ“, «Транснефть» может подать в суд на нескольких потребителей ее услуг из-за невыполнения ими условий контрактов по объемам сдачи нефти в систему. Речь идет о нефтепроводах Заполярье—Пурпе (прогноз прокачки на 2020 год — 9,4 млн тонн нефти при мощности 16 млн тонн в год) и Куюмба—Тайшет (4,3 млн тонн, что вдвое ниже пропускной способности трубы), заполняемость которых оказалась под вопросом еще до завершения их строительства. Нефтепроводы строились для сдачи нефти с конкретных месторождений, и изначально нефтяники («Роснефть», «Газпром нефть» и ЛУКОЙЛ) заявляли более существенный объем, который постепенно корректировался в сторону снижения. Оба маршрута были запущены в 2017 году, но до сих пор не вышли на проектную мощность.

Текущее сокращение поставок в оба нефтепровода со стороны нефтяников связано со вступившими в действие с мая условиями сделки ОПЕК+ по балансировке нефтяного рынка. Оно предполагает рекордное в истории снижение добычи нефти на 9,7 млн баррелей в сутки на фоне резкого падения цен на сырье. При этом для России и Саудовской Аравии были приняты отдельные базы отсчета — 11 млн баррелей в сутки, в рамках которых каждая из стран потеряла около 2,4 млн баррелей в сутки национальной добычи. С августа сокращение составило 7,7 млн баррелей в сутки. С Нового года страны—участницы соглашения рассчитывают продолжить восстановление добычи, ежемесячно пересматривая квоты, но не более чем на 0,5 млн баррелей в сутки.

Подобные меры, по расчетам Минэнерго, приведут к падению добычи нефти в России на 8,4% в 2020 году, что означает и снижение прокачки «Транснефти» (прогноз — падение на 10% по итогам года). А по некоторым направлениям, например по нефтепроводу Куюмба—Тайшет, падение, по прогнозам компании, окажется еще сильнее — на 12%, до 4,3 млн тонн. За девять месяцев 2020 года транспортировка нефти по системе «Транснефти» упала на 7,5%, до 334,8 млн тонн.

Сокращение объемов нефти отразится и на финансовых результатах «Транснефти». По итогам января—сентября чистая прибыль компании по МСФО снизилась на 30,4%, до 109,7 млрд руб., выручка — на 9,6%, до 716,4 млрд руб., EBITDA — на 9,2%, до 341,9 млрд руб. Чистая прибыль, причитающаяся акционерам, сократилась за отчетный период на 2%, до 110 млрд руб. Как поясняла монополия в своем отчете, помимо ограничений, связанных с ОПЕК+, негативно на ее показатели повлияли «значительные потрясения на мировом рынке, вызванные вспышкой коронавируса».

Сложившаяся ситуация повлияла на котировки «Транснефти», которые в 2020 году снизились на середину декабря на 18,2%. В то же время такое падение оказалось значительно менее драматичным, чем у нефтегазового сектора в целом (индекс РТС нефти и газа сократился на 32,5%), акции другой российской монополии — «Газпрома» — с начала года снизились на 27,6%.

С учетом всех негативных факторов «Транснефть» вынуждена сокращать инвестиции — на 20% в 2020 году. Основная причина такого решения, как поясняют в компании, в том, что правительство, несмотря на падение прокачки и доходов, не согласилось на рассрочку выплаты дивидендов за 2019 год, как предлагала монополия. «Транснефть» хотела выплатить около половины сразу, а остальную часть — в течение трех лет. Но по решению правительства должна была единовременно заплатить 84,2 млрд руб. (около 53% от нормализованной чистой прибыли по МСФО за 2019 год). Основная часть вложений с учетом завершения крупнейших проектов должна была пойти на техническое перевооружение и реконструкцию (в целом — около 237 млрд руб.). Инвестпрограмма 2021 года будет сокращена на 12% (планировалось, что 2,5 млрд руб. будет направлено на новые проекты, а еще 235 млрд руб. — на модернизацию системы).

Несмотря на это, государство не собирается пересматривать тарифы «Транснефти». В начале ноября правление Федеральной антимонопольной службы утвердило их рост на уровне на 3,6%, что соответствует принятому принципу индексации «инфляция минус 0,1%». Хотя такой уровень, по оценке KPMG, существенно ниже, чем у аналогичных зарубежных компаний. Так, средневзвешенный тариф «Транснефти», рассчитанный на 100 ткм грузооборота нефти, по-прежнему остается одним из самых низких среди предприятий, занимающихся транспортировкой нефти по трубе. В 2018–2019 годах ставки на прокачку у российской монополии были более чем вдвое ниже, чем у сопоставимых компаний (в 2019 году — $0,87 на тонну на 100 км против медианы $2,13). Аналогичная ситуация складывается и сфере транспортировки нефтепродуктов ($2,12 против $3,16 на тонну на 100 км). Величина удельных операционных расходов «Транснефти» на транспортировку нефти в 2019 году была в 3,2 раза ниже медианного значения: $0,31 на тонну на 100 км против медианы $1,01, по нефтепродуктам — в два раза ниже: $0,81 против $1,61.

Показатель удельной аварийности при транспортировке по магистральным трубопроводам «Транснефти» в 2019 году был в 17 раз ниже медианного значения среди сопоставимых компаний (0,06 против 1,05). Значение показателя объема разлива к протяженности трубопроводов в несколько тысяч раз ниже (0,0003 против 5,43). При этом, отмечается в отчете, коэффициент износа основных фондов российской монополии в 2019 году (41%) находился ниже уровня медианного значения (46%). В KPMG поясняли, что, судя по небольшому росту показателя износа, «Транснефть» направляет на реконструкцию, а также новое строительство «необходимый объем средств».

Но, как отмечает один из собеседников „Ъ“ на рынке, запланированное сокращение инвестпрограммы монополии в 2020–2021 годах приведет к замедлению программы модернизации. Эксперты отмечают, что положение «Транснефти» остается стабильным, но из-за падения доходов объем ее дивидендов по итогам 2020 года окажется ниже, чем удалось получить за 2019-й. Они оптимистично оценивают перспективы 2021-го, отмечая, что повышение квот в рамках ОПЕК+ будет положительно сказываться и на результатах «Транснефти».

Ирина Салова

Газ не у дел

— прогнозы —

Остаются считаные дни до конца 2020-го, который можно назвать одним из самых сложных для газодобывающих компаний за последние годы. О том, как себя чувствовали основные газовые рынки в период пандемии коронавируса, и об основных событиях 2021 года, которые зададут дальнейший вектор развития газовой индустрии, рассказывает директор по исследованиям Vygon Consulting МАРИЯ БЕЛОВА.

Могло быть и хуже

Европа, крупнейший потребитель российского газа, пострадала от пандемии сильнее других регионов. По оценкам Vygon Consulting, в 2020 году спрос на сырье там упадет почти на 6%, с 560 млрд кубометров до 529 млрд кубометров. Причем, если бы не низкие цены, благодаря которым газ вытеснял из европейской генерации уголь и обеспечивал лишние 40 млрд кубометров спроса, а также запретительная политика некоторых стран в отношении атомной энергетики, которая добавила 25 млрд кубометров к потреблению газа, влияние коронавируса могло быть еще более значительным и спрос вслед за ВВП должен был упасть на 52 млрд кубометров. Против газа в уходящем году также играли теплая зима, которая снизила спрос на 3 млрд кубометра, и развитие возобновляемой энергетики, из-за которой спрос упал на 40 млрд кубометров.

Это не могло не отразиться на объемах поставок трубопроводного газа из России: согласно нашему прогнозу, в 2020 году экспорт «Газпрома» в Европу упадет на 14,5–15,5%, до 168–170 млрд кубометров (диапазон обусловлен нехваткой оперативной статистики по поставкам в Турцию), доля же компании в общеевропейском спросе снизится с 34% до 31–32%. Еще два месяца назад оценки были более скромными и составляли 165 млрд кубометров — оптимизма добавили холодная погода и значительный сезонный рост спотовых газовых котировок при одновременном снижении цен долгосрочных контрактов с нефтяной привязкой, упрочивший конкурентные позиции «Газпрома».

Что касается российского сжиженного природного газа, то его поставки в 2020 году в Европу также упадут, хотя не столь значительно: с 15,4 млн тонн до 14,2 млн тонн (снижение на 7,8%). Основная доля экспорта нашего СПГ в этом направлении обеспечивается заводом «Ямал СПГ», который по итогам года не снизил общие объемы производства, а перенаправил их на рынки АТР.

Несмотря на сокращение присутствия СПГ НОВАТЭКа на Западе, в последние месяцы значительно повысился градус дискуссии по поводу вытеснения российским СПГ трубопроводного газа «Газпрома» с европейского рынка. Конкурентные позиции российской монополии помимо перечисленных выше обстоятельств были ухудшены контрактными механизмами ценообразования, в результате чего ее место в 2020 году активно занималось СПГ из США. Его поставки в Европу по итогам первых 11 месяцев даже с учетом того, что в период с апреля по август покупатели отказались от порядка 110 партий СПГ, выросли с 12 млн до 17,1 млн тонн. И их увеличение было бы еще более значительным, если бы не российский СПГ, спрос на который поддерживался по причине того, что часть его продавалась по ценам европейских газовых хабов.

Заканчивает же 2020 год «Газпром» на мажорной ноте: поставки газа в Европу растут, заключен новый долгосрочный контракт с австрийской OMV, а утвержденные Конгрессом США санкции против новых российских экспортных трубопроводов имеют не максимально жесткие формулировки.

Небольшой, но все же рост

В целом СПГ окажется тем редким углеводородом, глобальный спрос на который в 2020 году не упадет, а только замедлятся темпы его роста. По нашим оценкам, вместо ожидаемых дополнительных 28 млн тонн мировое потребление СПГ увеличится на 8–10 млн тонн. Производственные мощности заводов при этом вырастут на 21 млн тонн, причем 93% из них будут иметь американскую прописку. К сожалению, не попадет в эту статистику четвертая технологическая линия «Ямал СПГ» — российский «арктический каскад», запуск которой сдвинули на 2021 год.

Запомнится игрокам газового рынка уходящий год еще и тем, что за это время будет принято только одно окончательное инвестиционное решение (FID) по новым производственным мощностям — по крайней мере по состоянию на сегодня таким проектом является Energia Costa Azul LNG американской компании Sempra Energy в Мексике мощностью 3 млн тонн. Хотя изначально в 2020 году должны были бы авторизованы стройки 107 млн тонн новых СПГ-производств. Примечательно, что компании-операторы взяли тайм-аут более чем на год: по нашим оценкам, если на конец 2019-го FID в 2021 году ожидало 30 млн тонн новых производств, сейчас мощности, ожидающие принятия FID, увеличились только до 50 млн тонн, что говорит об очень осторожной оценке инвесторов краткосрочных перспектив развития рынка СПГ.

Довольно скромными будут и вводы новых СПГ-проектов в 2021 году: помимо четвертой техлинии «Ямал СПГ» мы ожидаем запуска российского завода СПГ на КС «Портовая», а также очередной линии американского Corpus Christi LNG и двух проектов в АТР (Sengkang LNG и Tangguh LNG) суммарной производительностью 8–12 млн тонн. Что будет хорошей новостью для поставщиков трубопроводного газа в случае быстрого восстановления спроса на газ в Европе после пандемии.

Равнение на Китай

Многие действующие и будущие экспортеры газа, особенно СПГ, строят свои планы в надежде на Китай. Дело в том, что газовый рынок этой страны находится на старте своего формирования, доля голубого топлива в топливно-энергетическом балансе составляет всего 8%. А начиная с низкой базы, темпы роста спроса зачастую являются двузначными, особенно с учетом реализуемого Китаем плана blue sky, подразумевающего ускоренное замещение угля, текущая доля которого в ТЭБе близка к 60%.

В текущем году Поднебесная, похоже, окажется одной из немногих стран, где будет наблюдаться положительная газовая динамика: спрос на голубое топливо вырастет на 4% и достигнет 320 млрд кубометров. Увеличится и импорт российского газа: с 1,9 млн тонн в 2019 году до 3,2 млн тонн вырастут поставки СПГ с проекта «Сахалин-2», с 2,3 млн до 3 млн тонн — с «Ямал СПГ». И, конечно же, возрастут начатые чуть более года назад поставки по трубопроводу «Сила Сибири» (0,3 млрд кубометров в 2019 году). Правда, по итогам 2020-го их объем может оказаться ниже предусмотренных контрактом 5 млрд кубометров.

В последнее время «Газпром» активизировал свои действия на восточном направлении. И это не только обсуждаемое с китайской стороной увеличение экспорта газа на 6 млрд кубометров по «Силе Сибири», но и организация трубопроводных поставок с Дальнего Востока, строительство «Силы Сибири-2» и так называемый западный маршрут. Реализация всех этих проектов может привести к увеличению трубопроводных мощностей по экспорту газа в Китай до 130 млрд кубометров. С учетом происходящего сейчас в КНР разворота в сторону достижения углеродной нейтральности к 2060 году эта активность выглядит достаточно разумно, однако не стоит забывать и о других вариантах. Так, будущий газ «Газпрома» на Сахалине (речь прежде всего о подсанкционном Южно-Киринском месторождении) имело бы смысл направлять не в Китай по газопроводу Сахалин—Хабаровск—Владивосток (с его предусмотренным продлением), а на СПГ завод проекта «Сахалин-2», загрузка которого начнет серьезно снижаться после 2030 года в связи с падением добычи газа на Лунском месторождении. При этом заключение предварительных соглашений или обязывающих контрактов по другим направлениям поставок российского газа в 2021 году в Поднебесную стало бы хорошей новостью.

Надейся на лучшее, готовься к худшему

Массовая вакцинация в начале 2021 года дает нам надежду на восстановление экономической активности и рост спроса на газ в регионах, показавших в 2020 году отрицательные значения, прежде всего в Европе.

Объемы экспорта «Газпрома» в этом направлении в следующем году окажутся выше уровня 2020 года на 10–15 млрд кубометров, в том числе потому, что планируемые к запуску мощности СПГ будут либо несколько ниже, либо сопоставимы с прогнозируемым на 2021 год приростом глобального спроса на него, а с учетом отсутствия второй волны пандемии в АТР эти рынки перетянут на себя все дополнительные объемы сжиженного газа.

Ложкой дегтя здесь является предусмотренное контрактом снижение объема транзита российского газа через Украину с 65 млрд до 40 млрд кубометров в 2021 году. Задержка реализации проекта «Северный поток-2» приводит к необходимости бронировать дополнительные мощности украинской ГТС для выполнения всех контрактных обязательств. И здесь надо аккуратно просчитать, на какой объем газа и период будет востребована транзитная система, ведь чем на более длительный срок осуществляется бронь, тем ниже повышающий коэффициент в формуле расчета стоимости услуги по перекачке дополнительных объемов газа. Факторами неопределенности здесь являются намеченное на 2021 год завершение строительства европейского продолжения газопроводов «Турецкий поток-2» и «Северный поток-2».

Заглядывая в 2021 год, нельзя игнорировать происходящее на протяжении всего 2020 года усиление региональных политик декарбонизации. Наиболее сильно этот тренд проявился в ЕС: за принятием «зеленой сделки» в марте последовали водородная и метановые стратегии. 2021 год будет посвящен внутренним консультациям союза по вопросу трансграничных механизмов углеродного регулирования (само введение углеродного сбора произойдет не ранее 2023 года). В ноябре состоится перенесенный из-за пандемии на год Всемирный климатический форум (COP26) — самые важные после подписания Парижского соглашения в 2015 году климатические переговоры, результаты которых будут иметь значительные последствия для газовых рынков — правда, в среднесрочной перспективе. Но уже сегодня традиционные покупатели газа задумываются об углеродном следе потребляемого ими энергоресурса, и высок запрос на минимально «следящий» СПГ.

Неудачи 2020-го можно смело списать на пандемию. И 2021 год по всем показателям должен оказаться лучше своего високосного предшественника, однако традиционным корпоративным стратегиям газовых экспортеров потребуется адаптация к новым экологическим реалиям. В противном случае для оправдания новых антирекордов на фоне усиления тренда на снижение углеродного следа придется придумать следующий коронавирус.

нефть и газ

К юбилею возможностей

В 2021 год — год своего 30-летия — ЛУКОЙЛ вступает в отличной форме: развивая высокомаржинальные добычные проекты и зеленую энергетику, а также создавая продукты глубокой переработки. Качественная ресурсная база и внедрение передовых технологий позволяют компании оставаться одним из лидеров мирового энергетического рынка.

— достижения —

ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

Месторождения Большехетской впадины — основа добычи газа ЛУКОЙЛа в России

У истоков нефти

История крупнейшей независимой нефтегазовой компании России началась в ноябре 1991 года с постановления правительства РСФСР о создании предприятия ЛАНГЕПАСУРАЙКОГАЛЫМНЕФТЬ. Оно объединило несколько нефтеперерабатывающих заводов, включая Пермский и Волгоградский, а также три нефтедобывающих предприятия — из Когалыма, Лангепаса и Урая. Из начальных букв названий этих городов родилось новое название компании — ЛУКОЙЛ.

Сразу после своего формирования в крупную частную нефтяную компанию ЛУКОЙЛ начал расширение ресурсной базы.

Компания сконцентрировалась в четырех нефтяных провинциях — Западной Сибири, Поволжье, Предуралье и Тимано-Печоре.

Важный западно-сибирский актив ЛУКОЙЛа — введенное в эксплуатацию в 2014 году Имилорское месторождение в Ханты-Мансийском автономном округе. Его структура отличается сложностью коллекторов, и добыча ведется из низкопроницаемых трудноизвлекаемых запасов. Месторождение имеет значительный геологический потенциал, а наличие в непосредственной близости развитой инфраструктуры позволило подготовить его к промышленной эксплуатации в максимально сжатые сроки.

Западносибирские месторождения Большехетской впадины с текущими извлекаемыми запасами газа и конденсата всех категорий 735,3 млрд куб. м и 39,6 млн тонн — основа добычи газа ЛУКОЙЛа в России. Крупнейшее из месторождений — Находкинское — введено в эксплуатацию в 2005 году. Вторым в пределах Большехетской впадины было запущено Пякяхинское месторождение. Среднесуточный дебит одной газовой скважины на месторождении составляет более 300 тыс. куб. м, нефтяной — более 50 тонн, что практически в два раза превышает средний дебит новых скважин по компании.

Провинция роста

Важнейший стратегический регион для ЛУКОЙЛа — акватория Каспия, где компания с 1995 года открыла 10 месторождений (с учетом СП) с суммарными извлекаемыми запасами углеводородов 7 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Привлекательность региона — в высоком качестве нефти и коротком транспортном плече: сырье идет на экспорт по системе Каспийского трубопроводного консорциума.

Открытие ЛУКОЙЛом новой масштабной провинции стало сенсацией в нефтегазовом секторе и позволило компании существенно нарастить свои компетенции в области шельфовой добычи.

Несмотря на влияние пандемии COVID-19 и ситуацию на рынке углеводородов, ЛУКОЙЛ продолжает активное обустройство каспийских месторождений

Запуск месторождений, несмотря на небольшую глубину моря, связан с серьезными трудностями с учетом мощных газовых шапок, высокой неоднородности, низкой проникаемости и развитой разломной тектоники. Но современные технологии, а также накопленный опыт работы на шельфе позволяют компании справиться с этими вызовами и даже ставить рекорды, в том числе по протяженности горизонтальных участков скважин.

Месторождение имени Владимира Филановского — крупнейшее в российском секторе Каспийского моря с начальными извлекаемыми запасами нефти 129 млн тонн и 26 млрд кубометров газа. Его разработка ведется в три очереди. Первая очередь обустройства месторождения введена в эксплуатацию в 2016 году, через год была запущена вторая очередь, а в 2019 году — третья, благодаря чему добыча нефти ЛУКОЙЛа на проекте выросла в прошлом году на 5,2%, до 6,4 млн тонн.

Несмотря на влияние пандемии COVID-19 и ситуацию на рынке углеводородов, компания продолжает активное обустройство каспийских месторождений. В октябре ЛУКОЙЛ приступил ко второму этапу эксплуатационного бурения на второй очереди месторождения имени Филановского. Эти мероприятия направлены на поддержание проектного уровня добычи в 6 млн тонн нефти в год.

Каспийских проектов ЛУКОЙЛа не коснулись сокращения добычи в рамках соглашения ОПЕК+. Как пояснял глава компании Вагит Алекперов, в основном ограничениям подверглись проекты, которые находятся на низких уровнях экономической эффективности и из-за дальности коммуникаций. «По эффективности каспийские проекты работают в полном объеме, и на них не сказываются ограничения ОПЕК+»,— добавил он.

Современные технологии, а также накопленный опыт работы на шельфе позволяют ЛУКОЙЛу справиться с вызовами и даже ставить рекорды

Помимо этого в начале лета ЛУКОЙЛ начал бурение на Северо-Ракушечной перспективной структуре, расположенной к северу от месторождения имени В. И. Грайфера. Именно в пределах этой структурно-тектонической зоны открыты месторождения имени Ю. Корчагина, имени В. И. Грайфера и имени В. Филановского. Также компания продолжает геологоразведочные работы в пределах структур Хазри и Титонская, расположенных в Центральной части Каспия.

Растущая Тимано-Печора

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обладает высоким потенциалом роста добычи высоковязкой нефти. Основная часть трудноизвлекаемых запасов приходится на Усинское месторождение и Ярегское — единственное в России, где промышленная добыча ведется в том числе шахтным методом. Благодаря вводу новых энергогенерирующих объектов, парогенераторных установок и бурению скважин наблюдается стабильный рост добычи на месторождениях. Так, применение ЛУКОЙЛом современных технологий позволило нарастить добычу высоковязкой нефти в 2019 году почти до 5 млн тонн — на 15% по сравнению с 2018 годом.

Летом 2020 года ЛУКОЙЛ запустил проект полной реконструкции добывающей и транспортной инфраструктуры Ярегского месторождения. Модернизация затронет все три нефтешахты месторождения, как поверхностную, так и подземную инфраструктуру. Частью программы станет и реконструкция трубопровода УПН «Ярега»—ПСП «Ухта», по которому добываемое на месторождении углеводородное сырье попадает в трубопроводную систему «Транснефти» и на Ухтинский НПЗ.

Зарубежная экспансия

ЛУКОЙЛ наращивает добычу и запасы углеводородов не только в России, но и за рубежом — работа в международных консорциумах позволяет наращивать компетенции и внедрять лучший мировой опыт.

ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

Открытие ЛУКОЙЛом новой масштабной провинции на Северном Каспии стало сенсацией в нефтегазовом секторе

ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

Ярегское месторождение — единственное в России, где промышленная добыча нефти ведется шахтным методом

нефть и газ

Компания — крупнейший российский инвестор в Республике Казахстан: накопленные инвестиции в экономику страны составляют около $7 млрд.

В 1997 году ЛУКОЙЛ приобрел 15% участия в проекте по разработке Карачаганакского месторождения газа и газового конденсата (текущая доля участия — 13,5%) и 5% в проекте «Тенгиз». Крупнейшим инвестором ЛУКОЙЛ является и в Республике Узбекистан, где ведет деятельность с 2004 года. Основным проектом Компании в Узбекистане является «Кандым-Хаузак-Шады» (КХШ), который реализуется на основании Соглашения о разделе продукции (СРП).

Важной вехой расширения зарубежных активов стал подписанный в 1997 году контракт на разработку крупнейшего в мире нефтяного месторождения Западная Курна-2 в Ираке, начальные извлекаемые запасы которого составляют около 10 млрд баррелей.

ЛУКОЙЛ увеличивает добычу и запасы углеводородов не только в России, но и за рубежом — работа в международных консорциумах позволяет наращивать компетенции и внедрять лучший мировой опыт

Второй перспективный актив ЛУКОЙЛа в Ираке — Блок 10. В 2017 году после проведенной разведки впервые за последние 20 лет в Ираке ЛУКОЙЛ совместно с партнером открыл месторождение Эриду — одно из крупнейших в мире нефтяных месторождений в XXI веке. Начальные извлекаемые запасы месторождения составляют около 3,5 млрд баррелей нефти.

Глубокая переработка

На момент создания ЛУКОЙЛа в его состав входили всего два нефтеперерабатывающих завода (НПЗ). Сегодня компания владеет четырьмя НПЗ в России (в Перми, Волгограде, Нижнем Новгороде и Ухте), двумя нефтехимическими и одним газоперерабатывающим заводами, а также тремя собственными зарубежными НПЗ (в Болгарии, Румынии и Италии) и долей в совместном предприятии с компанией Total в Нидерландах. Суммарная мощность активов составляет 80 млн тонн в год по переработке нефти, 4,1 млрд куб. м по переработке газа и 1,2 млн тонн в год по выпуску нефтехимической продукции.

В 2006–2016 годах ЛУКОЙЛ одним из первых в отрасли реализовал масштабную программу модернизации перерабатывающих предприятий. В развитие мощностей вложено $12 млрд, введено 12 объектов общей мощностью 30 млн тонн в год: два комплекса каталитического крекинга на НПЗ в Нижнем Новгороде, комплекс переработки нефтяных остатков с установкой замедленного коксования на Пермском НПЗ, установка гидрокрекинга тяжелых остатков H-Oil на НПЗ в Бургасе, комплекс гидрокрекинга вакуумного газойля на НПЗ в Волгограде, а также установка переработки газа ГПУ-1 на «Ставролене».

Ввод новых перерабатывающих установок, оптимизация загрузки вторичных процессов и расширение сырьевой корзины позволили компании значительно улучшить структуру выпускаемой продукции и снизить долю мазута и вакуумного газойля в пользу увеличения выработки светлых нефтепродуктов. По итогам 2019 года показатель глубины переработки на НПЗ ЛУКОЙЛа составил 89%, а выход светлых — около 73%.

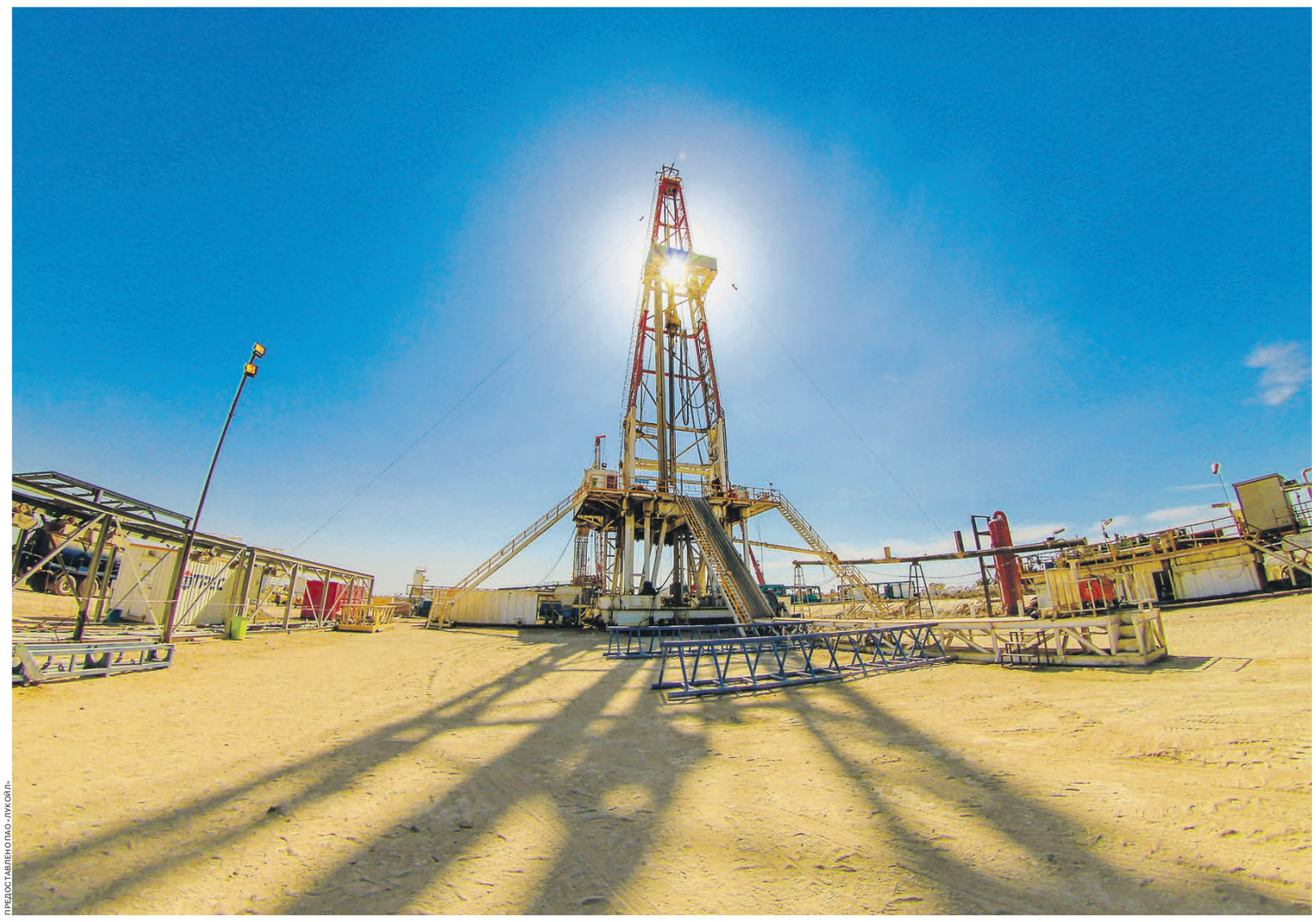
Интенсивная программа развития позволила ЛУКОЙЛу в 2017 году начать производство бензина с октановым числом 100 (ЭКТО 100) — раньше его на российском рынке не было.

На Нижегородском заводе завершается строительство установки изомеризации, ввод которой позволит увеличить объемы производства востребованных на рынке высокооктановых бензинов. С пуском этой установки компания полностью и в срок выполнит обязательства по четырехстороннему соглашению, заключенному с ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом. Сегодня заводы ЛУКОЙЛа не только лидеры в российской перерабатывающей отрасли (доля компании в ней около 15%), но и одни из наиболее технологически продвинутых производств в мире.

В защиту климата

Один из важнейших трендов для ЛУКОЙЛа — развитие генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Основные активы — четыре гидроэлектростанции (ГЭС), расположенные в России, суммарной мощностью 291 МВт, ветроэлектростанция Land Power в Румынии мощностью 84 МВт и солнечные электростанции в Волгограде, Румынии и Болгарии суммарной мощностью свыше 20 МВт.

В прошлом году доля генерирующих объектов ВИЭ составили 6% от общей мощности генерации компании. Эти объемы позволяют предотвращать выбросы парниковых газов более чем на 500 тыс. тонн CO2-эквивалента в год.



ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

Важной вехой расширения зарубежных активов стал подписанный в 1997 году контракт на разработку крупнейшего в мире нефтяного месторождения Западная Курна-2 в Ираке

ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

НПЗ ЛУКОЙЛа не только лидеры в российской перерабатывающей отрасли, но и одни из наиболее технологически продвинутых производств в мире

ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

На всех своих морских проектах ЛУКОЙЛ применяет систему нулевого сброса. В ее рамках все производственные отходы, образующиеся на буровой платформе, отправляются на береговые базы, где обрабатываются и утилизируются. Это полностью исключает загрязнение морской среды

ПРЕДОСТАВЛЕНО ПАО «ЛУКОЙЛ»

Один из важнейших трендов для ЛУКОЙЛа – развитие генерации на основе возобновляемых источников энергии

Два года назад ЛУКОЙЛ первым в России построил солнечную электростанцию на территории Волгоградского НПЗ. Запуск этого проекта позволил обеспечить выработку 12 млн кВт•ч электроэнергии и сократить выбросы CO2 на 10 тыс. тонн ежегодно. В октябре текущего года ЛУКОЙЛ приступил к строительству второй очереди СЭС, мощность объекта, реализуемого в рамках ДПМ ВИЭ, составит 20 МВт, что позволит увеличить суммарную мощность СЭС в 1,5 раза. Реализация проекта позволит дополнительно вырабатывать более 24 млн кВт•ч зеленой электроэнергии в год (эквивалентно сокращению выбросов CO2 до 12 тыс. тонн в год).

ЛУКОЙЛ рассчитывает и далее строить новые солнечные электростанции на неиспользуемых площадках компании.

Еще один проект «зеленой» генерации ЛУКОЙЛа — реконструкция крупнейшей в Краснодарском крае Белореченской ГЭС, проведенная в период 2017–2020 годов. Замена двух гидроагрегатов с увеличением мощности каждого с 16 до 24 МВт позволила увеличить располагаемую мощность ГЭС. Это приведет к существенному росту полезного отпуска экологически чистой электроэнергии более чем на 80%.

Также в начале октября ЛУКОЙЛ завершил модернизацию малой ГЭС мощностью 1,5 МВт на реке Бешенка в Краснодарском крае. На станции, построенной в 2004 году и входящей в гидроэнергетический комплекс Краснополянской ГЭС, полностью заменена система оперативно-диспетчерского управления, что позволит в будущем эксплуатировать ГЭС без присутствия персонала.

ЛУКОЙЛ придерживается принципов применения наилучших доступных технологий и экологичности своего производства. Чтобы не допустить негативного влияния на природу, компания реализует долгосрочные природоохранные проекты с применением передовых технологий.

Так, на всех своих морских проектах компания применяет систему нулевого сброса. В ее рамках все производственные отходы, образующиеся на буровой платформе, отправляются на береговые базы, где обрабатываются и утилизируются. Это полностью исключает загрязнение морской среды.

Еще одним важным компонентом природоохранной системы ЛУКОЙЛа является мониторинг состояния окружающей среды в районах производственной деятельности.

Цифровизация

ЛУКОЙЛ повышает уровень цифровизации бизнес-процессов на своих активах в рамках информационной стратегии. Частью этого направления является внедряемая ЛУКОЙЛом концепция интеллектуального месторождения (LIFE-Field), суть которой в интеграции процессов управления месторождением на основе автоматизированных алгоритмов и высокотехнологичных систем сбора данных. Концепция покрывает полный производственный цикл реализации проекта — от стадии поиска и разведки до завершения разработки — и включает такие блоки, как интегрированное моделирование, интегрированное планирование, центр интегрированных операций и др. Наиболее полно технологии интеллектуального месторождения внедрены на крупнейших зарубежных проектах в Узбекистане и Ираке. В России такие технологии компания активно применяет на Каспии и в Предуралье.

Ольга Матвеева

нефть и газ

Водородный триколор

Водородная энергетика стала в 2020 году одной из самых обсуждаемых тем в области декарбонизации. Заниматься ею готовы и российские компании, которые до сих пор не видят серьезного будущего альтернативной генерации, но признают перспективы водорода как части энергобаланса в будущем. «Газпром» и НОВАТЭК уже подтвердили свои планы по развитию этой сферы, но, несмотря на оптимизм, главными проблемами водородной энергетики остаются ее дороговизна и отсутствие рынка.

— технологии —

В начале декабря стало известно, что «Газпром» создал специализированную дочернюю компанию «Газпром водород» для реализации проектов в этой области. Как пояснял начальник управления энергосбережения и экологии газовой монополии Александр Ишков, компания будет заниматься реализацией инновационных пилотных проектов, созданием технологий низкоуглеродного хранения, транспортировки и применения метановодородных смесей и водорода. Одним из первых предложений новой структуры стало строительство крупного завода по производству H_2 из метана в Германии около выхода на берег ниток магистрали «Северный поток-1» и второй очереди этого газопровода. По словам Александра Ишкова, для производства на германском активе может использоваться и электроэнергия, полученная из возобновляемых источников (ВИЭ).

Кроме того, у «Газпрома» есть идея поставлять водород по трубопроводам из России в Европу с реверсными поставками из ЕС в Россию углекислого газа для использования или захоронения. «Этот проект до конца не просчитан, но предварительно говорит, что он может давать более дешевый низкоуглеродный водород для Европейского союза без строительства огромной инфраструктуры, скажем, для электролиза и для возобновляемых источников»,— говорил Александр Ишков. На данный момент «Газпром» производит 360 тыс. тонн водорода в год (в целом в России объем выпуска — около 5 млн тонн, мировое потребление — 72 млн тонн), из которых до 10 тыс. тонн монополия могла бы поставлять потенциальным потребителям со следующего года. Но главным условием для этого является наличие у потребителя технологий транспортировки водорода, поскольку этой инфраструктуры ни в жидком, ни в баллонном либо сорбированном виде пока нет. Сложность перевозки или прокачки водорода являются основной причиной медленного развития этого сектора.

След в природе

Большое будущее водороду обусловлено тем, что это самый распространенный элемент на Земле и даже в космосе, а продуктом его сгорания в кислороде является вода, которая может снова запускаться в оборот производства. Но главным плюсом для нефтегазовых компаний, которые хотят войти в эту сферу, является то, что им не придется отказываться от производства традиционных углеводородов, а можно просто вписать водород в свою действующую бизнес-модель. Сейчас более 90% водорода в мире производится из метана (метод парового риформинга метана, SMR), для чего водяной пар при большой температуре смешивается с метаном под давлением с катализатором. Себестоимость такого процесса — около $2–5 за 1 кг водорода. Также водород можно делать с помощью энергии атома, угля, воды и биомассы. В зависимости от технологии производства водород различают по цвету. Так, продукт SRM в этой классификации называется «серым», аналогичный метод, но с улавливанием CO_2 — «голубым», а водород из воды с использованием ВИЭ — «зеленым».

В «Газпроме» подобное разделение сравнивают с дискриминацией различных национальностей по цвету кожи. По словам Александра Ишкова, главное в водороде — сколько было выброшено или нет парниковых газов при его производстве, то есть классифицировать сырье нужно по углеродному следу. «Поскольку есть масса перспективных технологий, и если каждую технологию по цвету делать, я думаю, что не хватит цветов радуги»,— отметил он. Аналогичного мнения придерживаются и в НОВАТЭКе. Глава компании Леонид Михельсон отмечал, что экономика «зеленого» водорода очень сложна и дорога, и, наверное, начинать надо с более доступных цен.

Европа не ищет легких путей

У самой ЕС, принявшей в июле 2020-го стратегию развития водородной энергетики до 2050 года, приоритетом является выпуск именно «зеленого» водорода с использованием энергии ветра и солнца. К 2030 году, согласно документу, мощности электролизеров будут увеличены до 40 ГВатт, а производство водорода — до 10 млн тонн в год. При этом, как пояснял в конце октября в ходе XIII Евразийского экономического форума глава Total Патрик Пуяннэ, водород может стать частью энергобаланса в будущем, но для начала нужно создать рынок. Сама Total предполагает строить завод по производству «зеленого» водорода во Франции и «голубого» — в Нидерландах. По словам главы Total, сейчас стоимость производства «голубого» водорода составляет около €3 за 1 кг, а «зеленого» — около €10 за 1 кг. К 2050 году этот показатель предполагается снизить до $1 за 1 кг. Но основные траты компаний придутся на создание системы транспортировки.

По мнению президента «Российского газового общества» Павла Завального, для прокачки водорода можно использовать современные газовые магистрали с полимерным внутренним гладкостным покрытием (железные трубы под воздействием водорода становятся хрупкими). Подходящие современные трубы проложены от месторождений Ямала и в Балтийском море. Господин Завальный пояснил, что на первом этапе будет приниматься решение об использовании метано-водородной смеси с содержанием водорода не менее 5%. Повышение этого показателя до 10% снижает выбросы CO_2 в два раза. Но, предупредил эксперт, развитие водородной энергетики — это задача, сложность которой нельзя недооценивать.

Первый шаг

Учитывая это, в России стараются не отставать от Запада, так что власти в октябре утвердили план мероприятий по развитию водородной энергетики до 2024 года, который, правда, пока ограничивается общими формулировками. Как отмечал вице-премьер Александр Новак в конце декабря, водородная энергетика — это действительно перспективный вид энергии, который будет играть большую роль в снижении углеродного следа, и «Россия здесь может быть одним из лидеров на мировых рынках, и не только с точки зрения поставок водорода, но и с точки зрения самих технологий».

Воплощать проекты в области водорода уже начала компания НОВАТЭК, которая 10 декабря заключила соглашение с «Сименс энергетикой» по декарбонизации производства сжиженного природного газа (СПГ), и это соглашение включает сотрудничество в сфере водородной энергетики. В его рамках стороны договорились заместить топливный газ, используемый при производстве электроэнергии и СПГ, углеродно нейтральным водородом. Так, НОВАТЭК для сокращения выбросов CO_2 модернизирует под водород одну из восьми газовых турбин SGT-800 производства Siemens на электростанции, снабжающей завод по сжижению газа «Ямал СПГ». В перспективе компания рассчитывает также на производство и экспорт «голубого» и «зеленого» водорода. Для выпуска углеродно нейтрального сырья НОВАТЭК планирует строить ветропарки на Ямале, Гыдане, а также, возможно, в Мурманской области и на Камчатке.

В то же время никто в России не собирается отказываться от традиционных углеводородов. Как подчеркивали в Минэнерго, процесс развития водородной энергетики не должен носить дискриминационный характер по отношению к традиционным источникам, которые, по мнению властей, тоже могут быть «вполне экологически чистыми».

Ольга Матвеева

Углеводородам не нашлось места

— конъюнктура —

В условиях энергетического перехода перед странами-экспортерами стоят две плохо совместимые друг с другом задачи: выжать максимум доходов из тех запасов углеводородов, которые еще смогут быть востребованы на внешних рынках, и повысить конкурентоспособность национальных нефтедобывающих компаний на новых «зеленых» рынках. При этом пока решающим фактором на глобальном энергетическом рынке остается пандемия коронавируса.

Декабрьская встреча ОПЕК+, тяжелые переговоры между нефтедобывающими странами, потерявшими в течение 2020 года существенную часть бюджетных доходов из-за падения спроса на энергоресурсы на фоне пандемии коронавируса, показали, насколько трудным станет достижение консенсуса конкурентов за сужающуюся нишу на мировых нефтяных рынках. При этом очевидно, что отсутствие регулирования в условиях ограниченного спроса приведет лишь к новой нефтяной войне без правил и очередному падению цен на углеводородное сырье.

Пока страны—участницы ОПЕК+ согласились увеличить производство нефти на 500 тыс. баррелей в сутки начиная с января 2021-го. Запланированы ежемесячные встречи в течение первого квартала следующего года для координации усилий по поддержанию стабильности на мировом нефтяном рынке.

В вопросе роста спроса на нефть оптимизма участникам сделки добавляет появление эффективных вакцин против коронавируса, что позволит прирастить хотя бы часть упавшего нефтяного спроса, а также прогноз погоды, обещающий холодную и снежную погоду. На фоне этого некоторые ближневосточные государства уже готовятся к существенному приросту поставок нефти на международные рынки.

Так, иранские власти поручили нефтяному министерству страны увеличить производственные и экспортные мощности в надежде на отмену санкций против Ирана со стороны США с приходом Джо Байдена на пост президента. Сейчас иранские поставки нефти на мировой экспорт оцениваются в 300 тыс. баррелей в сутки, тогда как на пике, в 2018-м, они достигали 2,8 млн баррелей в сутки. Объединенные Арабские Эмираты, ранее поддерживавшие в ОПЕК курс Саудовской Аравии, в ходе декабрьской встречи оказались в числе противников дальнейшего сокращения добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+. Кроме того, ОАЭ не так давно заявили о планах потратить $122 млрд на увеличение нефтяных производственных мощностей.

От ограничений добычи нефти со следующего года собирается отказаться и Норвегия. А Соединенные Штаты существенно нарастили производство нефти в течение последних месяцев уходящего года. Однако перспективы нефтяной отрасли в США выглядят далеко не радужными, прежде всего из-за позиции инвесторов, предпочитающих другие направления для капиталовложений. Главной жертвой, принесенной в 2020 году, стали арктические проекты. Все крупнейшие американские банки выступили с публичными заявлениями об отказе от финансирования бурения в рамках новых нефтяных и газовых разработок в Арктике.

Еще одним фактором, который может вывести на рынок дополнительные объемы, является намерение некоторых нефтегазовых компаний, взявших курс на декарбонизацию, побыстрее монетизировать оставшиеся запасы традиционного сырья. Например, международная корпорация BP в текущем году громко анонсировала переход к «чистой» энергетике и при этом заявила о масштабных инвестициях в ближневосточные нефтяные и газовые проекты в течение 2021 года. То есть производитель намерен интенсифицировать разработку дешевых и простых с геологической точки зрения запасов нефти. Конкурировать с ними российским компаниям будет очень трудно, так как в РФ большая часть оставшейся нефти трудна для разработки и находится в районах, удаленных от уже существующей инфраструктуры.

Против роста спроса на традиционные углеводороды будет работать экологическая повестка, которую пока ослабил коронавирус, но усиление которой со временем неизбежно. Продолжение и дальнейший переход на удаленную работу и учебу населения, сокращение поездок останутся главными факторами, отрицательно влияющими на увеличение потребления нефти. Кроме того, на спрос будут давить планы полного перехода в ряде стран на электромобили к 2030–2035 годам.

По информации Wood Mackenzie, около трети существующих пакетов мер по восстановлению мировой экономики в течение следующих полутора лет отводится «экологичному восстановлению экономики». Национальные правительства обязались направить около $4 трлн в этом направлении, что составит треть от всех объемов вложений в «глобальное восстановление» ($12 трлн в течение следующих 18 месяцев). Частные инвестиции в «зеленое восстановление» составят примерно $8–12 трлн. Таким образом, в течение полутора-двух лет вложения в энергопереход со стороны национальных государств и частных инвесторов могут достичь $12–16 трлн.

Часть инвестиций из частного сектора придет от европейских нефтегазодобывающих компаний, реализующих собственные программы перехода к новым технологиям в энергетике. Именно они рассчитывают получить выгоды от занятия конкурентных позиций в новом сегменте экономики. Тогда как нефтяные проекты все больше связывают с трендами технологического отставания — отсутствия программ полноценного перехода на электротранспорт, электрификации отраслей национальной экономики и развития возобновляемой энергетики.

Еще одной проблемой для добывающих компаний в условиях энергетического перехода становится переоценка роли природного газа. Европейские компании «заливали» в последние годы газовую отрасль инвестициями. Утверждали, что текущее столетие станет «золотым веком газа». Но он не продлился и 20 лет, а в перспективе климатическое регулирование неизбежно приведет к сворачиванию любых инвестиций в проекты разработки углеводородного сырья.

«Запасным аэродромом» для нефтяников и газовиков, которые больше не смогут наращивать добычу, могла бы стать водородная энергетика, но технологии в этой области остаются слишком дорогими по сравнению с нефтегазовыми проектами и возобновляемой энергетикой.

Однако непривлекательность «грязных вложений» в разработку нефти и газа может послужить и росту котировок на углеводородное сырье с 2022 года и далее. По информации датского Saxo Bank, крупные нефтедобывающие компании сократили в текущем году долгосрочные капитальные затраты более чем на $80 млрд. Но главным фактором, который определит движение нефтяных котировок в наступающем году, станет то, насколько быстро европейские страны и Соединенные Штаты справятся с пандемией коронавируса.

Мария Кутузова

Экосистемы как единственное будущее

— перспективы —

Текущая ситуация в мировой экономике особенно остро чувствуется в России из-за падения спроса и цен на нефть. 2020 год со всеми своими «черными лебедями» обнажил давно копившиеся проблемы в нефтегазовой отрасли, связанные как с внешними вызовами, так и с внутренними ограничениями. Традиционно компании нефтегазового сектора искали ответы в оптимизации расходов, сокращении персонала, усилении контрольных процессов, создавая имидж последней крепости, стоящей на страже получаемых из недр благ.

Сложившаяся в 2020 году конъюнктура, масштабы и сложность задач показали, что их решение требует смены подхода. Теперь отвечать на вызовы вместе с компаниями-мейджорами должно все множество и разнообразие менее крупных технологически ориентированных, обладающих специализированными знаниями компаний, готовых разделять риски и выгоды от реализации долгосрочных и амбициозных задач. В том числе компаний из других индустрий, новых для нефтегазового сектора, путем развития коллабораций в виде центров инноваций и технологических партнерств. Тренд на развитие экосистем — новая норма в отрасли.

Появление таких экосистем, как «Сбер», «Яндекс», Google или Philips, в международном масштабе является ярким маркером таких трендов, где компании выходят за рамки традиционного бизнеса. Так, например, Philips десять лет назад, столкнувшись с потерей традиционных рынков потребительской электроники, полностью переосмыслил свою стратегию, сняв «колючую проволоку» со своего R&D-центра и создав вокруг себя экосистему разработки передовых технологий в области медицины и наук о жизни. Сегодня компания является мировым лидером не только в части поставок оборудования, но и сопутствующих сервисов, инноваций, организации и управления здравоохранением, а вокруг ее научного центра в Эйндховене сформировался один из крупнейших европейских инновационных кластеров.

Важно отметить, что операционализация стратегий компаний в части создания и развития экосистем — это сложный трансформационный процесс, связанный прежде всего с глубинным изменением корпоративной культуры. Цель его — привитие организации принципов доверия, основанных на разделении общих ценностей каждым из сотрудников. Причем компания—драйвер этих изменений ответственна за распространение их на всех участников формируемой экосистемы. Можно вспомнить нашумевшую в нулевые книгу Джима Коллинза «От хорошего к великому», где автор выделил десяток «великих» компаний, переживших своих создателей и преуспевших в борьбе с многочисленными конкурентами. Подробный разбор причин успеха таких компаний позволяет выделить один из важнейших факторов — устойчивое стремление строить бизнес на доверии и партнерстве.

Что такое доверие и как его оценить на уровне экономики? Один из критериев — объем инвестиций. Так, по данным обзоров рынка прямых и венчурных инвестиций РАВИ за 2016–2019 годы, объем инвестиций на российском венчурном рынке составляет около $200 млн в год. Это меньше, чем совокупные расходы на технологии и ИТ любой крупной нефтегазовой компании. То есть ключевые заказчики технологий в России предпочитают создавать их сами, а не заказывать на рынке. Это первый индикатор уровня доверия.

Что же теряют нефтяные компании, отказываясь снимать колючую проволоку между собой и рынком? Прежде всего скорость, гибкость, вовлеченность и мотивацию, которые являются ключевыми качествами небольших инновационных компаний и предпринимателей. Исходя из проведенного компанией BRIGHT анализа более 200 технологических и цифровых проектов в российской нефтегазовой индустрии за последние пять лет, становится ясно, что внутренняя разработка в сравнении с венчурным рынком обходится в среднем в 2–2,5 раза дороже и тормозит процесс вывода продукта на рынок на два-три года. Более того, самые серьезные дисбалансы наблюдаются на ранних стадиях проектов, когда идея только формируется и проходит первые тесты. Это приводит к тому, что компании имеют слишком узкую воронку проектов развития на входе, что вкупе с ориентацией исключительно на внутренние знания и компетенции существенно снижает потенциал внедрения.

Мировые гиганты-мейджоры уже несколько десятилетий 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. Тут и снижение воздействия на окружающую среду, и новые виды генерации энергии, и новые модели доставки и использования этой энергии.

Построение подобной культуры не может происходить без участия акционеров, поскольку ими изначально задается вектор управления и формируется баланс между творчеством и контрольными механизмами. Делегирование полномочий топ-менеджменту и далее вниз, до условного мастера, определяет размер свободы действий в каждой ячейке организационной структуры любой компании. Нарушение баланса может привести к фатальным последствиям. Ограничения в свободе принятия решений нивелируют ценность кадрового потенциала, снижают эффективность, часто становятся демотивирующим фактором для развития и могут превратить компанию из динамично развивающейся в необратимо стагнирующую. С другой стороны, отсутствие разумного уровня контроля может привести к хаосу и коррупции.

Так что же делать, где ключ к решению и достижению приемлемого уровня баланса? Очевидно, что здесь каждая компания должна пройти этот путь сама, каждый такой путь будет уникален, и шаблонных решений здесь быть не может. Но начать нужно хотя бы с того, чтобы осознать исключительную стратегическую важность этого вопроса на уровне акционеров и менеджмента. Уже само приложение усилий в этом направлении, которое, безусловно, должно делаться открыто, создаст предпосылки для развития внутрикорпоративного климата, основанного на доверии. И если компания справится с вызовами, которые перед ней будут стоять, научится принимать сбалансированные решения, основанные на оценке рисков от делегирования большей свободы, то планомерное движение в этом направлении обязательно даст результат. И что важно, результат на годы, а возможно, и десятилетия вперед.

Приоритеты долгосрочных технологических стратегий крупнейших международных нефтегазовых компаний (ExxonMobil, Shell, Total, Repsol, Chevron, Equinor, BP и Saudi Aramco) постепенно смещаются в сторону более экологичных видов топлива, а также диверсификации за счет изменения бизнес-моделей и коммерциализации отдельных внутренних компетенций, свидетельствует анализ BRIGHT. То есть нефтегазовые компании диверсифицируются и учатся по-новому работать с рынками, клиентами и партнерами, используя свои ресурсы и масштабы деятельности для тиражирования новых подходов и технологий, зачастую не являясь абсолютными владельцами или лидерами в этих направлениях. Именно ориентация на принципы доверия, прозрачности и взаимовыгодного партнерства позволяет им сегодня быть лучшими в своем классе.

Обеспечивает это комплекс инструментов открытых инноваций, внедряемых не «для галочки», а с осознанием ценности, создаваемой открытым рынком. К таким инструментам относятся венчурные фонды, акселераторы, инкубаторы, венчур-билдеры, а также различные формы партнерств и ассоциаций. Для обеспечения связанности этих инструментов многие компании используют программный подход: объединяют различные инструменты в программы, что позволяет снимать внутренние ограничения и барьеры на системном уровне, а не вручную для каждой инициативы. Обычно на эти цели тратится от 15% до 25% совокупного бюджета на исследования и разработки компаний ТЭКа, но эффекты от этих расходов на порядок выше: до 80% успешных инициатив рождаются именно в этих инновационных программах.

Если завтра российская нефтяная промышленность в лице трех-четырех крупнейших компаний выделит примерно 20% своих расходов на НИОКР и цифровизацию для финансирования внешних команд, это позволит как минимум удвоить объем венчурных инвестиций в стране. Однако ключевым драйвером будет даже не объем доступных инвестиций, а качественное изменение: на рынке появится четкий заказчик технологий, готовый строить доверительные отношения со своими поставщиками и партнерами. Так может появиться доверие, которое обеспечит мультипликативный эффект на инвестиции, что в долгосрочной перспективе обеспечит развитие и устойчивость не только компаний сектора, но и экономики страны в целом.

Денис Абакумов,
управляющий партнер консалтинговой группы BRIGHT;
Александр Ракша,
партнер консалтинговой группы BRIGHT

Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ» («Нефть и газ»). Учредитель: АО «Коммерсантъ». Адрес: 127006, г. Москва, Оружейный пер., д. 41. | **Владимир Желонкин** — генеральный директор АО «Коммерсантъ», главный редактор | **Сергей Вишневский** — руководитель фотослужбы | **Рекламная служба:** Тел. (495) 797-6996, (495) 926-5262 | **Владимир Лавицкий** — директор «Издательского синдиката» | **Ольга Мордюшенко** — выпускающий редактор | **Ольга Еременко** — редактор | **Сергей Цомык** — главный художник | **Екатерина Липатова, Ольга Голикова** — фоторедакторы | **Екатерина Бородулина** — корректор | **Адрес редакции:** 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 10, блок С. Тел. (495) 797-6970, (495) 926-3301 | Ограничение: 16+