



Нефть и газ

29 **Каких результатов достиг Пермский НПЗ ЛУКОЙЛа к своему 60-летию**

30 **О перспективах работы «Газпром нефти» на российском шельфе**

31 **Зачем ТМК третий научно-технический центр**



Президент Владимир Путин 28 ноября подписал закон о проведении аукционов, на которые будут выставлены спорные участки на арктическом шельфе, имеющие федеральное значение. Это может стать поводом для отмены моратория на выдачу лицензий на разработку арктических месторождений и появления более понятного механизма их распределения. Но все же активного роста добычи на арктическом шельфе в ближайшем будущем ждать не стоит.

Аукционы вместо споров

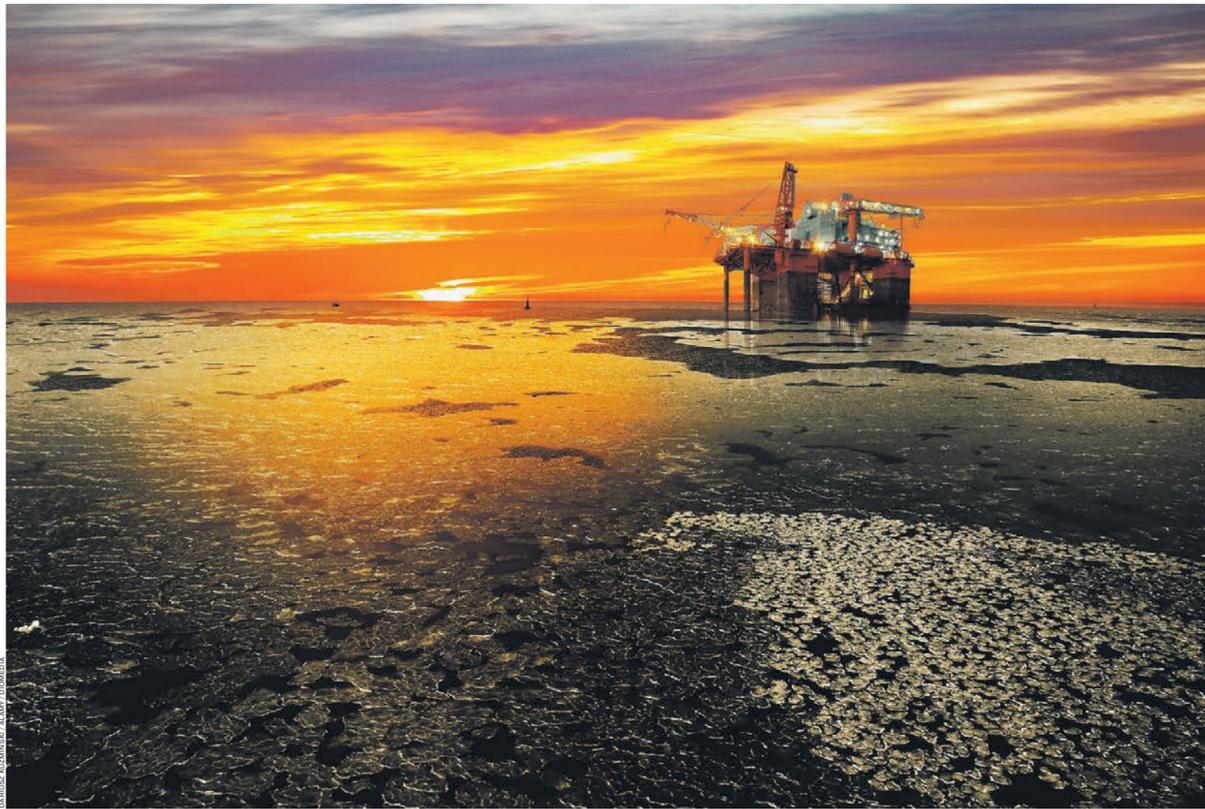
— перспективы —

Беспорный шельф

Изначально законом «О континентальном шельфе РФ» право пользования участками недр континентального шельфа было предусмотрено без проведения аукционов. Оно предоставлялось компаниям, которые более чем на 50% принадлежали государству и имели не менее чем пятилетний опыт освоения морских участков. Этим условиям соответствовали только «Газпром» и «Роснефть». При этом, так как шельфовые участки относятся к стратегическим запасам, их распределением занималось правительство. Но, как говорится в сопроводительной записке к новому закону, такая практика показала несовершенство процедуры предоставления шельфовых участков в современных экономических условиях.

Особенно с учетом того, что при распределении участков систематически возникали спорные ситуации, когда две госкомпании боролись за один и тот же участок. Например, в 2013 «Газпром» претендовал на Северо-Врангелевский участок в Восточно-Сибирском море, а «Роснефть» параллельно заявила права на участки Восточно-Сибирский-1 (прогнозные ресурсы — 1,1 млрд тонн нефти, 129 млн тонн конденсата, 608 млрд кубометров газа) и Восточно-Сибирский-2 (1,8 млрд тонн нефти, 211 млн тонн конденсата и 994 млрд кубометров газа), которые входят в Северо-Врангелевский участок.

Противостояние между компаниями длилось около полугода, «Газпром» даже заявлял о намерениях создать СП с «Роснефтью» для разработки участков арктического шельфа в Восточно-Сибирском море, но компании так и не договорились об этом. В итоге в правительстве решили Восточно-Сибирский-1 передать «Роснефти», а Восточно-Сибирский-2 — «Газпрому». «Газпрому» тогда достались еще семь участков в Карском море, заявки на которые одновременно подавали обе компа-



нии: Амдерминский, Невский, Обручевский, Западно-Шараповский, Шараповский, Северно-Харасавский и Ленинградский. Ряд вопросов по участкам в Карском и Баренцевом морях остался нерешенным.

Получив по несколько десятков участков, «Газпром» и «Роснефть» не торопились их разрабатывать. В связи с этим Минприроды в 2017 году ввело мораторий на выдачу новых лицензий на шельфе. Теперь, по мнению главы Роснедр Евгения Киселева, он может быть снят. Но роста спроса на арктические участки в Рос-

недрах не ожидают. Вероятнее всего, основное внимание компании-претенденты направят на шельфовые объекты, расположенные в Охотском секторе, и более южные сектора. «Себестоимость работ в южных секторах больше соответствует текущим экономическим реалиям, а влезать в восточные сектора — это глупость», — считает глава ведомства.

На право работать на арктическом шельфе потенциально могли бы претендовать и ЛУКОЙЛ, имеющий опыт реализации шельфовых проектов, и НОВАТЭК, и «Сургутне-

тегаз», полагает Алексей Калачев из «Финама». И возможности механизма аукционов еще пригодятся в дальнейшем, когда к проектам будут допущены и независимые нефтяники. Пока же, по его мнению, принятый закон лишь создает механизм урегулирования споров между «Газпромом» и «Роснефтью» на шельфе. После проведения аукционов компании смогут приступить к освоению месторождений, а правительство сможет отменить мораторий на выдачу новых лицензий на шельфе Арктики, установленный до начала фак-

тического выполнения обязательств по уже выданным лицензиям.

Недоразведанный соблазн

Несколько лет назад, когда цены на нефть превышали \$100 за баррель, арктический шельф считался главной кладовой мировой добычи углеводородного сырья. Это объяснялось истощением нефтяных месторождений на суше и колоссальными запасами шельфа Арктики.

По данным Геологической службы США, под арктическими льдами скрывается около 90 млрд баррелей

нефти (13% мировых неразведанных запасов), 48,3 трлн кубометров природного газа (30% мировых неразведанных запасов) и 44 млрд баррелей газового конденсата (20% мировых неразведанных запасов). Всего же запасы месторождений за Полярным кругом оцениваются в 412 млрд баррелей нефтяного эквивалента, или 22% мировых неразведанных запасов углеводородов. Большую часть этих ресурсов делят между собой Россия, США и Дания, которые в сумме принадлежат более 88% богатств региона. Львиная доля углеводородов в Арктике сосредоточена на территории российского шельфа — примерно 60% мировых арктических запасов. При этом по запасам газа РФ в несколько раз превосходит арктических соседей.

Такие прогнозы дают возможность с оптимизмом смотреть на перспективы нефтедобычи на арктическом шельфе. Заместитель главы Минэкономики Александр Цыбульский заявлял, что добыча нефти на арктическом шельфе России к 2030 году вырастет в разы. «По оценке иностранных экспертов, к 2030 году Россия будет получать 55% от всех добываемых в Арктике углеводородов. Добыча нефти на арктическом шельфе России возрастет в 3,6 раза, до 2,2 млн баррелей н.э. в сутки», — отмечал он.

Но планы правительства РФ по добыче в Арктике могут оказаться трудновыполнимыми. Добыча нефти на арктическом шельфе наращивалась за счет добычи нефти в Печорском море — на Приразломном месторождении — на 22,6%, до 2,64 млн тонн в год. Пока оно единственное запущенное в Арктике. При этом добыча на шельфе Охотского моря сократилась на 1,2% — до 17,21 млн тонн. Согласно расчетам Института проблем нефти и газа, добыча нефти в Охотском море до 2030 года вряд ли сможет превысить 18 млн тонн. На деле же она может оказаться ниже, и хорошо, если получится довести ее до 12–13 млн тонн в год, что эквивалентно всего 1,5% общероссийской годовой нефтедобычи.

Нефтяная лихорадка

— соглашение —

Участники соглашения по заморозке добычи нефти в рамках ОПЕК+ решили в очередной раз продлить его действие. В первом полугодии 2019 года страны сократят производство на 1,2 млн тонн. Это поддержит цену нефти, но будет на руку американским производителям сланцевых углеводородов, которые смогут выдать на рынок дополнительные объемы.

Страны ОПЕК+ в начале декабря достигли новых договоренностей, которые предусматривают сокращение добычи нефти странами-участницами в январе—июне 2019 года на 1,2 млн баррелей в сутки по сравнению с показателем октября 2018 года. Исключение сделано для Кувейта, пережившего в октябре наводнение: ориентиром для страны станет сентябрьский уровень добычи. По мнению экспертов датского Saxo Bank, эти решения, а также уход сырьевых иранских объемов и прогнозируемое замедление роста добычи в США вернут стоимость нефти на уровень \$70 за баррель.

Тесное сотрудничество России и Саудовской Аравии в рамках соглашения ОПЕК+, заключенного в 2016 году, оказалось действенным фактором регулирования ситуации на мировом нефтяном рынке. Но есть опасения, что в дальнейшем странам, участвующим в сделке, придется все больше сокращать добычу. «Как и при обрушении цен в 2014 году, на ОПЕК и Россию оказывает давление взрывной рост добычи в Соединенных Штатах. За последний год этот рост составил более 2 млн баррелей в сутки. В результате в первую неделю декабря США впервые за 75 лет стали чистым экспортером сырой нефти и нефтепродуктов. Это подчеркивает значение американской «сланцевой революции» для изменений, происходивших в мировой нефте-

газовой промышленности в последние десятилетия и все еще продолжающемся», — считает Оле Хансен, глава отдела стратегий Saxo Bank на товарно-сырьевом рынке.

В Rystad Energy полагают, что лишь сокращение добычи нефти ОПЕК на 1,5–2 млн баррелей в сутки может способствовать росту цен на нефть выше \$70 за баррель, поскольку американская нефтедобыча в 2019 году вырастет, по прогнозам аналитической компании, до 12,4–13,2 млн баррелей в сутки. Согласно официальным данным, к концу ноября 2018 года США вышли на уровень 11,7 млн баррелей в сутки, став мировым лидером нефтедобычи. Россия, по данным ОПЕК, установила в октябре постсоветский рекорд — 11,6 млн баррелей в сутки, но уже в ноябре начала сокращать объемы.

Падение цен на нефть на 30% в октябре и ноябре 2018 года, по данным Reuters, спровоцировало распродажу акций американских компаний, разрабатывающих сланцевые формации. Появились первые прогнозы о падении добычи в следующем году на крупнейших активах на 10–20%. Так что стабильные цены на нефть выше \$50 помогут не только участникам сделки ОПЕК+, но и разработчикам сланцевой нефти в Штатах. Цены ниже этого уровня не устраивают ни американские компании, ни их инвесторов и банкиров, активно выражающих недовольство очередными твитами президента Дональда Трампа, призывающего ОПЕК не сокращать добычу.

По данным Rystad Energy, разработчики сланцевой нефти в Западной Техасе научились эффективно разрабатывать участки при ценах на нефть в \$38 за баррель, тогда как еще в 2014 году этот показатель составлял \$71 за баррель. Но в других странах—производителях нефти, таких как Ирак и Саудовская Аравия, он не превышает \$11 и \$17 за баррель соответственно. Но в то

же время госбюджеты крупнейших нефтяных держав напрямую зависят от экспорта нефти, поэтому страны ОПЕК+ так заинтересованы в высоких ценах на нефть.

А у США нет такой зависимости: страна лишь в последние годы начала бурно развивать экспорт нефти. Всего за три года он достиг 3,2 млн баррелей в сутки (данные конца ноября 2018 года). И это меняет мировую сырьевую рынок. В преддверии введения в 2020 году жестких экологических требований к составу судового топлива со стороны Международной морской организации американская легкая нефть осваивает европейские рынки. По данным S&P Global, поставки в Европу из США превысили в первой половине 2018 года 500 тыс. баррелей в сутки и в дальнейшем будут расти, конкурируя с российскими нефтяным экспортом. Американскую нефть покупают уже 37 стран, среди крупнейших потребителей — Великобритания, Нидерланды и Китай. Торговые войны между США и КНР могут помешать росту поставок на китайский рынок, но эксперты единодушны в оценке огромных перспектив американского нефтяного экспорта в этом направлении. Саудовская Аравия, борясь за рынки, уже объявила о готовности снижать цены на поставки нефти в азиатские страны в 2019 году.

Конец текущего года принес известие о пополнении запасов на двух крупных сланцевых формациях в США. Геологическая служба США сообщила о том, что в формациях Вулфкэмп и Бон-Спринг в штатах Техас и Нью-Мексико находится 46,3 млрд баррелей нефти и 281 трлн куб. ф. газа (7,95 трлн куб. м). По словам министра внутренних дел США Райана Зинке, прокомментировавшего рост американских запасов нефти и газа, в текущем году Рождество пришло в США на несколько недель раньше.

Мария Кутузова

Россия нажала на газ

— экспорт —

Российские производители газа «Газпром» и НОВАТЭК торопятся завершить свои крупнейшие экспортные проекты. Но пока монополия достроила морскую часть «Турецкого потока», частная компания успела с опережением на год запустить три очереди завода по сжижению «Ямал СПГ» мощностью 16,5 млн тонн в год. Теперь то, какие поставки газа будут эффективнее, решит рынок.

Россия в нынешнем году продвинулась с реализацией сразу двух крупных экспортных проектов. «Газпром» завершил строительство морской части газопровода по дну Черного моря «Турецкий поток» (включает две нитки по 15,75 млрд кубометров). Первая ветка обеспечит газом потребителей Турции, а вторая — стран Южной и Юго-Восточной Европы. Запустить газопровод монополия рассчитывает до конца 2019 года. Другой производитель — НОВАТЭК — запустил с большим опережением графику вторую и третью очереди завода по сжижению газа «Ямал СПГ» на базе Южно-Тамбейского месторождения. Их общая мощность — 16,5 млн тонн. Компании осталось построить еще одну линию на 1 млн тонн (должна быть запущена в конце 2019 года). Но уже сейчас СПГ НОВАТЭКа может составить конкуренцию трубопроводному газу «Газпрома» в Европе.

По мнению экспертов, ничего плохого в этом нет. «Будет лучше для страны, если соревнование между СПГ и сетевым газом на европейском рынке будет идти не между США и Россией, а между двумя российскими национальными чемпионами. Даже если сжиженный природный газ проекта «Ямал СПГ» на некоторых рынках в Европе будет конкурировать с поставками «Газпрома», эта конкуренция в условиях существующего сейчас «рынка

продавца» не так страшна», — считает Виталий Ермаков, руководитель Центра изучения энергетической политики Национального исследовательского университета Высшей школы экономики.

Но, отмечает он, хоть «Ямал СПГ» и окажет значительное влияние на рынок СПГ, мощности завода не так велики в сравнении с будущими поставками «Газпрома», который строит сразу три газопровода: «Турецкий поток», «Северный поток-2» в Европу и «Силу Сибири» в Китай, наращивая добычу на Бованенково. С ним согласна директор по исследованию VYGON Consulting Мария Белова. «Было бы неправильно сравнивать два эти проекта в лоб. Они разные по своей сути и призваны решать разные задачи», — говорит она.

Так, «Турецкий поток» призван прежде всего минимизировать объемы транзита через Украину. «Возникший на базе застрявшего «Южного потока», он ушел все имеющиеся риски газового законодательства ЕС — российское участие в сооружаемой трубопроводной системе ограничит территорию Турции, ее европейская продолжение будет сооружаться системными газовыми операторами стран ЕС. Первая нитка газопровода будет сдана в эксплуатацию еще до конца действующего контракта на поставки газа по ГТС Украины.

Тогда как «Ямал СПГ» — это редкий для глобальной СПГ-индустрии пример, когда проект был реализован в рамках бюджета и раньше изначально установленных сроков», — подчеркивает госпожа Белова. Она отмечает, что дальнейшая реализация масштабных СПГ-проектов, поданных «Ямал СПГ», за счет все более активного вовлечения отечественной промышленности даст мультипликативный эффект и послужит драйвером роста экономики России. При этом получателями СПГ НОВАТЭКа станут не только европейские потребители, но и страны АТР. В ре-

зультате, имея достаточно диверсифицированный портфель контрактов, компания, по мнению Марии Беловой, значительно минимизировала бытовые риски.

Что же касается «Турецкого потока», то первые поставки по нему, в конце 2019 года, будут предназначены только турецким покупателям, напоминает Екатерина Орлова, заведующая сектором «Газовые рынки» Института энергетики и финансов. Строительство газопровода-интерконнектора в Европу Eastring мощностью 20 млрд кубометров в год (с возможностью реверсивных поставок и расширения до 40 млрд кубометров в год) начнется лишь в 2022 году. А до тех пор российский газ сможет поставляться на соседние с Турцией рынки по действующей газопроводной системе.

«В настоящее время проект «Ямал СПГ», теперь мощностью до 16,5 млн тонн сжиженного природного газа в год, видится более эффективным. Почти все мощности контрактованы на долгосрочной основе азиатскими и европейскими покупателями. Основной путь поставки ямалского СПГ лежит через Еврозуюз — терминал «Зеебрюгге» в Бельгии. Но недавно была успешно опробована поставка партии по Северному морскому пути в Китай — на один из крупнейших рынков потребления газа в АТР», — считает госпожа Орлова.

Сейчас Россия ведет активные переговоры по продолжению второй нитки газопровода «Турецкий поток» по территории европейских стран. В середине ноября Греция выступила за продолжение строительства трубопровода через греко-турецкую границу и далее через территорию страны в другие европейские государства. В октябре стало известно, что российские и итальянские власти изучают возможность поставок газа по «Турецкому потоку» в Италию.

нефть и газ

Нептун и Тритон сформируют нефтяной кластер на Сахалине



ФОТО: ГАЗПРОМ НЕФТЬ

— открытие —

Шельф Сахалина становится одним из стратегических центров шельфовой добычи «Газпром нефти». С прошлого года компания открыла в регионе два месторождения — Нептун и Тритон.

В ноябре текущего года компания сообщила об открытии нового месторождения на шельфе Охотского моря.

Оно было обнаружено по итогам бурения и испытания поисково-оценочной скважины на Баутинской структуре Аляшского лицензионного участка. Геологические запасы нового месторождения, которое получило название Тритон в честь античного морского бога, оцениваются более чем в 137 млн тонн нефтяного эквивалента.

Первое месторождение на Аляшском участке — Нептун, которое стало одним из крупнейших активов ком-

пании по объему ресурсов. «Газпром нефть» открыла в 2017 году. Компания защитила в ГКЗ геологические запасы в 415 млн тонн нефти по С1+С2, что в 1,6 раза превышает первоначальную оценку. «Это позволяет говорить о формировании нефтедобывающего кластера на шельфе Сахалина и делает Дальний Восток новым стратегическим регионом на карте активов «Газпром нефти», — отметил председатель правления «Газпром неф-

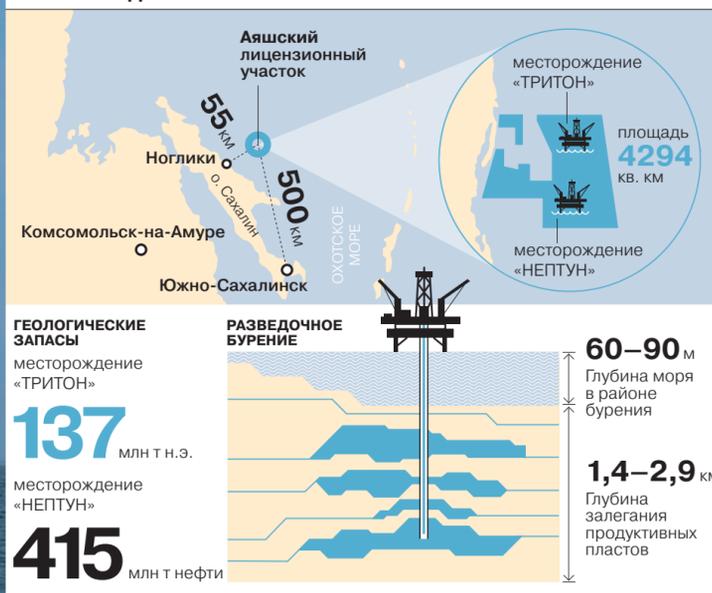
ти» Александр Дюков. По его словам, компания продолжает изучение и освоение всех шельфовых лицензионных участков, которые находятся в ее портфеле.

В 2019–2020 годах «Газпром нефть» планирует пробурить еще три скважины на месторождении Нептун. Добыча, по прогнозам «Газпром нефти», может начаться в 2025–2027 годах.

Ирина Салова

МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ТРИТОН» И «НЕПТУН»

ИСТОЧНИК: ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»



Справедливый налог

— закон —

Летом 2018 года президентом РФ был подписан закон, который с 2019 года вводит принципиально новый для российской нефтедобывающей отрасли налог — налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД). Условия введения и принципы исчисления данного налога активно обсуждались на протяжении последних трех лет, хотя сама идея подобного налога была впервые высказана еще в 1990-е годы при разработке Налогового кодекса.

Действующая система налогообложения на базе НДС была введена в начале 2000-х и изначально рассматривалась как временная. На тот период у госорганов не было опыта администрирования налогообложения добычи природных ресурсов и стояла необходимость в простом механизме изъятия доходов от добычи. Впоследствии предполагалось ввести налогообложение финансового результата. Но, поскольку формула НДС напрямую завязана на цены на нефть и в связи с их ростом, такая замена считалась неактуальной как с точки зрения бюджета, так и добывающих компаний.

К обсуждению этого налога не возвращались до тех пор, пока не стали очевидными проблемы истощаемости легкодоступных запасов нефти и увеличения доли месторождений на поздней стадии выработки, а также месторождений с нетрадиционными запасами углеводородного сырья, таких как ТРИЗ (трудно извлекаемые запасы), разработка которых при действующей системе законодательства является нерентабельной.

НДД призван стать более экономически справедливым и универсальным налогом. Базой для его расчета является расчетная прибыль от добычи углеводородного сырья. Соответственно, сумма уплачиваемого налога может существенно снижаться в зависимости от объема затрат, связанных с добычей, в том числе размера инвестиций в создание дорогостоящей инфраструктуры месторождений и приобретение основных средств производства.

В 2018 году было принято решение об апробации НДД на некоторых месторождениях («пилотный периметр НДД»). Такой периметр формировался с учетом необходимости защиты бюджетных интересов и возможных выпадов бюджетных доходов, связанных с изменением системы налогообложения, и в кон-

тексте того, что для развития отрасли следует ввести дополнительные меры налогового стимулирования, которые позволят увеличить объем добычи нефти в Западной Сибири. Введение НДД продемонстрировало готовность государства использовать более прогрессивные и сложные для контроля виды налогов.

Как есть сейчас

В действующей системе ставка НДС является твердой и взимается с каждой тонны углеводородов, добытой на конкретном лицензионном участке. В таких условиях компании вынуждены перенаправлять средства на уплату налогов до того, как окупятся затраты на разработку месторождения. И хотя в целом последние несколько лет добыча нефти в России растет, объемы производства в ключевом для отрасли регионе — Западной Сибири, где сосредоточено более 60% запасов нефти, снижаются. Кроме того, существует ряд других специфических проблем, влияющих на экономику отдельных проектов, как, например, проблемы разработки баженовской и тюменской свит. При текущем налоговом режиме стимулирование таких проектов осуществлялось путем предоставления адресных льгот по НДС.

По данным Министерства финансов РФ, сейчас льготится добыча более 50% запасов нефти в стране. Но механизм предоставления таких льгот не до конца прозрачен и сложен в администрировании, так как предполагает использование множества различных коэффициентов, рассчитанных на основании специфических геологических данных. Так что практически единственным преимуществом действующего режима — простота администрирования — нивелируется сложной системой льгот.

Как должно быть

Исправить это должен НДД, сделав более привлекательной разработку ранее невыгодных проектов, а также упростить и сделать более универсальным для государства механизм взимания налога как при низкой, так и при высокой рентабельности добычи, отказавшись от адресных льгот. Сама идея обложения налогом полученной от добычи прибыли вместо объекта добычи позволяет отложить нагрузку на компании до момента получения ими реальной добычи, отказавшись от адресных льгот. Сама идея обложения налогом полученной от добычи прибыли вместо объекта добычи позволяет отложить нагрузку на компании до момента получения ими реальной добычи, отказавшись от адресных льгот. Сама идея обложения налогом полученной от добычи прибыли вместо объекта добычи позволяет отложить нагрузку на компании до момента получения ими реальной добычи, отказавшись от адресных льгот.

НДД, оставаясь отраслевым налогом, дает право компаниям учитывать в налоговой базе операционные убытки, возникшие до момента получения первой тонны нефти.

Снижение на первый взгляд бремени для нефтяных компаний не должно уменьшить поступления в бюджет РФ, поскольку нацелено на рост объемов извлечения нефти и газового конденсата в стране. По мнению Минфина, при увеличении добычи на пилотных проектах НДД более чем на 3 млн тонн в год введение нового налога будет приносить бюджету дополнительные по сравнению с НДС доходы. Учитывая то, что новый налог должен простимулировать введение в разработку новых месторождений, достижение такого параметра только на пилотном периметре НДД представляется реальным. Рост добычи до введения НДД по всей отрасли составлял порядка 5 млн тонн в год.

Но для того чтобы оценить влияние нового налогового режима на доходы государства, потребуется не один год. При этом для пилотного периметра НДД не перестает исчисляться и НДС, но по более низкой ставке, что также позволяет обеспечить стабильность бюджетных поступлений. Хотя в рамках некото-

рых месторождений преимущества НДД очевидны. Например, разработка участков Оурынского месторождения в ХМАО — Югре является погранично эффективной при действующей налоговой системе, но становится рентабельной при введении новой налоговой системы. Перечень месторождений, для которых целесообразен переход на НДД, не ограничивается пилотным проектом. Для государства же это означает наличие резерва для увеличения объемов добычи на ранее неразрабатываемых участках.

Пока не ясно, когда будут подведены итоги пилотного проекта НДД и распространится ли налог на всю отрасль. Не до конца сформулированы критерии оценки его эффективности, так что судьбу новой системы предсказать сложно. Но то, что перечень пилотных проектов расширяется по сравнению с первоначальной редакцией закона, говорит как о готовности отрасли к переменам, так и о необходимости дополнительной настройки параметров налога.

Виктория Тургенева, партнер, руководитель группы по оказанию налоговых услуг компаниям нефтегазового сектора КИПМГ в России и СНГ

Россия нажала на газ

— экспорт —

Комментируя дальнейшие перспективы газопровода, российский МИД заявил о возможном его продолжении до территории Болгарии, Сербии, Венгрии с выходом на газораспределительный центр в австрийском Баумгартене, сомкнув два направления российских поставок газа — по «Турецкому потоку», «Северному потоку-1» и «Северному потоку-2». Bloomberg отмечает, что Россия за счет реализации новых газопроводных проектов нарастит влияние в Европе, и называет трубопроводы памятником растущей энергетической зависимости европейских стран от РФ.

С точки зрения акционеров «Газпрома» неэффективен ни один из мегапроектов, считает гендиректор East European Gas Analysis Михаил Корчменкин. По его мнению, акционеры вкладывают более \$40 млрд в соединение Бованенковского месторождения с Германией для того, чтобы перевести уже законченные объемы газа с маршрута через Украину и Словакию. «Для прежней транзитной схемы было бы достаточно построить короткую перемычку Бованенково—Ямбург и воспользоваться «колоссальными», а по словам главы «Газпрома» Алексея Миллера, резервами пропускной способности на центральном газопроводном коридоре. Бывший «Южный», а ныне «Турецкий поток» уже съел более \$30 млрд ради того, чтобы сократить украинский транзит на 11–13 млрд кубометров в год, сейчас поставляемых на границу Болгарии и Турции. К сожалению, у проектов нет даже



К концу 2019 года «Газпром» должен запустить первую нитку «Турецкого потока» на 15,75 млрд кубометров, а НОВАТЭК — ввести последнюю линию завода «Ямал СПГ» на 1 млн тонн

тех плюсов, которые есть у подавляющего большинства новых газопроводов, открывающих новые возможности как для поставщиков, так и для потребителей газа. «Газпром» сочетает строительство новых газопроводов с ликвидацией старых. Увы, если расширить одну дверь, а вторую замуравить, то возможности не увеличатся, а сократятся», — считает он.

Тогда как «Ямал СПГ», по мнению эксперта, хороший и своевременный проект, который может помочь ликви-

дировать растущий дефицит пикового газа в Северо-Западной Европе. «Сократилась добыча основного регулятора сезонной неравномерности потребления газа — голландского месторождения Гронинген. После закрытия крупнейшего британского подземного хранилища газа Rough снизились объемы суточного отбора газа из подземных хранилищ, «Северный поток-2» предназначен для равномерных суточных поставок газа вне зависимости даже от сезонного спроса потребителей. В этих условиях «Ямал СПГ» может покрыть часть пикового спроса в береговой зоне северо-запада Европы», — утверждает эксперт.

Мария Кутузова

Аукционы вместо споров

— перспективы —

В последние годы ряд проектов, на которые правительство делало ставку, был свернут или отложен. К таким проектам можно отнести отсрочку разработки «Газпром нефть» Долгинского месторождения в Печорском море до 2031 года из-за неоправданно высокой цены на дополнительные сейсмические работы относительно объемов нефти на месторождении: ввод каждой новой разведочной скважины обошелся бы компании примерно в 500 млн руб. «Роснефть» также приостановила бурение в Карском море на скважине «Университетская-1»: проект пришлось отложить из-за ввода западных санкций, запрещающих поставлять компании оборудование, необходимое для освоения арктического шельфа.

Нетепличные условия

Несмотря на то что новый закон создаст более прозрачный и понятный механизм распределения лицензионных участков на шельфе Арктики, говорить о скором развитии добычи углеводородов в этом регионе вряд ли стоит. Сдерживать его будут несколько факторов, с которыми российскому правительству придется считаться.

Одними из них остаются цена нефти и сложные климатические условия, что подразумевает применение современных технологий, которыми российские компании сейчас не владеют или владеют не в полной мере. В условиях, когда акватории освобождаются от льда на два месяца в году, по оцен-

кам российских экспертов, в мире работает всего девять месторождений на шельфе Аляски. Но они расположены на мелководье, а в российской зоне Арктики преобладают глубоководные проекты. Поэтому, если учесть отсутствие инфраструктуры, сложности транспортировки углеводородов, то работы на многих участках не будут оправданы при сегодняшней — около \$60 за баррель — цене на нефть.

«Добыча на арктическом шельфе пока нерентабельна и вряд ли в ближайшее время будет рентабельна при цене на нефть ниже \$80 за баррель», — полагает аналитик «Финам» Алексей Калачев. Но, по его мнению, это не мешает вести на участках шельфа геологоразведку и ставить на баланс открытые запасы для улучшения фундаментальной оценки компаний.

Серьезным фактором, тормозящим развитие арктической добычи, стали также западные санкции. Они распространяются на оборудование, которое работает на глубине более 500 футов, добычи углеводородов, разработки арктического шельфа, сланцевого запаса нефти, а также газа. В частности, оказались под запретом поставки бурового оборудования, деталей для горизонтального бурения, а также оборудования для окончания скважины; морского оборудования, которое необходимо для добычи ресурсов в Арктике; оборудования, необходимого для сейсморазведки; подводных аппаратов, управляемых дистанционно. Кроме того, под запрет попали поставки российских компаниям труб разного размера для

нефтяных и газовых газопроводов. Многие из этого оборудования не производится в России, не имеется его аналогов и в странах, которые не ввели санкций против нее.

Рентабельность нефтедобычи на арктическом шельфе также зависит от налогообложения, что особенно чувствительно в период не самых высоких нефтяных цен и заставляет компании откладывать активную работу в Арктике, несмотря на то что правительство объявляет освоение континентального шельфа стратегической задачей.

По словам главного экономиста VYGON Consulting Сергея Ежова, в последние годы на участках шельфа, на которые выданы лицензии, открыты крупные месторождения: Победа, Центрально-Ольгинское, Нептун, Тритон. Но ввод их в разработку в нынешних условиях не является экономически привлекательным, несмотря на предоставляемые льготы. «В ближайшие десять лет добыча нефти на шельфе в основном будет осуществляться на уже введенных месторождениях, а ввод новых крупных месторождений не планируется», — говорит Сергей Ежов. — Если государство хочет, чтобы были новые вводы, требуется улучшение налоговых условий и другие меры стимулирования. Что касается новых лицензий, то это вопрос более отдаленного будущего: добычу на новых открытиях можно ожидать не ранее 2030 года. Причем только в том случае, если будут созданы приемлемые условия для разработки уже открытых месторождений.

Константин Анохин

нефть и газ

Глубже, чем 99%

Завод «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» отметил 60-летие. Возраст не помеха совершенствованию: предприятие непрерывно развивается.



— производство —

Шестьдесят лет назад был запущен Пермский нефтеперерабатывающий завод — одно из самых высокотехнологичных предприятий в Европе. НПЗ был построен практически в чистом поле на южной окраине города и, как отметил губернатор Пермского края Максим Решетников, «дал жизнь индустриальному району Перми». «Пермнефтеоргсинтез» — крупнейшее предприятие края, вошедшее в состав ЛУКОЙЛа с момента его основания в 1991 году. Сегодня НПЗ вполне заслуживает определения «локомотив экономики Пермского края».

Рекордная эффективность Первым на торжественном собрании, посвященном 60-летию предприятия, выступил представитель президента РФ в Приволжском федеральном округе Игорь Комаров. Он отметил умение менеджмента компании сочетать социальную ответственность с эффективностью ведения бизнеса, характерное для всей Группы «ЛУКОЙЛ».

Эффективность завода действительно рекордная: глубина переработки нефти превышает 99%, это существенно выше среднероссийского уровня в 81%. И, можно сказать, даже выше: мощности оборудования по глубокой переработке нефти позволяют превращать в полезные продукты мазут с других заводов.

«Пермнефтеоргсинтез» производит 60 видов нефтепродуктов — это прежде всего автомобильный бензин и дизельное топливо, топливо для авиационных реактивных двигателей, нефтяной кокс, бензол и толуол, используемые в качестве сырья для органического синтеза. Даже то, что извлекают из будущего топлива при его очистке, — сера, содержание которой жестко ограничено для современных топлив экологического класса 5, тоже является продукцией завода и идет на продажу. Завод выпускает компоненты масел, которые отправляются на расположенное рядом производство еще одной компании Группы «ЛУКОЙЛ» — «ЛЛК-Интернешнл». На этом предприятии ведется смешение базовых масел и присадок. Здесь же фасуют готовые продукты: моторные, трансмиссионные и различные промышленные масла. Их качество признано многими всемирно известными производителями автомобильной и промышленной техники. Более 1,2 тыс. официальных одобрений на смазочные материалы компании позволяют использовать масла ЛУКОЙЛ во всех видах современной импортной техники и оборудования. В общей сложности более 40% продукции «Пермнефтеоргсинтез» отправляется на экспорт.

Одно из следствий борьбы за эффективность — снижение потерь. За расходом энергии на заводе следят постоянно. Новые технологии визуализации позволяют увидеть расход на всех технологических

участках и его отклонение от плановых показателей. Все установки оснащены системами распределенного управления, что позволяет постоянно получать информацию об их работе. На заводе внедряются системы Advanced Process Control, то есть автоматическое управление технологическим объектом и его оптимизации в режиме реального времени. Это дает возможность автоматизировать процесс управления и постоянно держать все под контролем.

Расход энергии отслеживают ежедневно в режиме реального времени. «Когда люди видят свои результаты и их отличие от плановых, им хочется сократить разрыв. Такой вот нематериальный стимул», — поясняет Александр Стариков, начальник отдела оптимизации бизнеса. И это работает: за девять месяцев 2018 года благодаря мониторингу и проектам по оптимизации

Эффективность завода действительно рекордная: глубина переработки нефти здесь превышает 99% — это существенно выше среднероссийского уровня в 81%

технологических процессов завод в общей сложности сэкономил около 270 млн руб.

Например, ввод новых конденсатных станций сократил расход воды, которую для восполнения потерь пара, уходящего в атмосферу, надо брать из Камы, а затем очищать. «Пар при охлаждении разделяется на пар и воду, и по пути своего следования через оборудование его часть уходит в воздух», — объяс-

няет главный энергетик Павел Ручкин. Новые конденсатные станции позволили «поймать» дорогостоящий ресурс не менее 5 тонн пара в час. Это значительная экономия для завода — в год примерно 30 тыс. гигакалорий. В ближайшие два года будут заменены еще две конденсатные станции.

Для снижения расхода электроэнергии ведется постепенная замена электроприводов различных агрегатов и ламп освещения на более экономичные. Переход на светодиодные лампы быстро окупается благодаря не только снижению потребления электричества, но и более длительному сроку службы. Не говоря о том, что замена ламп на мачтах освещения — непростая и недешевая операция.

Завод получает электроэнергию и пар от собственного энергоблока мощностью 200 МВт, запущенного в 2015 году. На нем работают восемь

газотурбинных установок, созданных соседями — пермским заводом «Авиадвигатель» на основе реактивных двигателей ПС-90А. Они не только вращают электрогенераторы, но и нагревают воду для получения пара. При этом работают они на переработанном попутном газе — еще одна возможность повысить эффективность использования сырья.

Собственные генерирующие мощности дают заводу не только не-

зависимость от внешних поставщиков электроэнергии, но и возможность оперативно реагировать на потребности: в отличие других типов электростанций, газотурбинная может быстро менять режим, сокращая потребление топлива, если снижается потребность в энергии.

На природоохранные мероприятия в последние десять лет потрачено 11 млрд руб.

О важности теории В рамках празднования 60-летия завода гости — представитель президента РФ в ПФО Игорь Комаров, губернатор края Максим Решетников и, конечно, президент ПАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов — посетили не только производство, но и другие объекты, непосредственно связанные с ним.

Научно-образовательный центр «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета (НОЦ ПНИПУ) расположен в лесистом стужоруде. Он функционирует при поддержке ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», и одна из основных его задач — подготовка специалистов для предприятий ЛУКОЙЛа. Для выполнения этой задачи НОЦ разрабатывает специальные программы и оборудовал учебные кабинеты, имитирующие реальные рабочие места инженерно-технологических служб ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Так что студенты обучаются в условиях, близких к реальным. Поэтому после окончания университета им не нужна адаптация: они готовы приступить к работе буквально с первого дня.

Неслучайно первое слово в названии НОЦ — «научный». Центр

выполняет научно-исследовательские работы по заказам ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Сейчас один из главных проектов — «Интеллектуальное месторождение». В его рамках создан инженерный симулятор технологических процессов. На основе собранных данных о разных этапах разработки месторождения, добыче, сборе и транспортировке нефти строится динамическая модель процесса — это единственная российская система, которая позволяет это делать. Таким образом, можно проанализировать

«Нефть — для людей» Глава компании «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов, поздравляя коллектив завода, напомнил, что через проходную предприятия за эти годы прошли 60 тыс. человек. «Они не только поднимали страну из разлуки, но и создали сложное производство», — сказал он. Помня о том, что нефть важна не сама по себе, а как источник энергии и ценное сырье, нельзя не согласиться с девизом «Нефть — для людей». В Пермском крае ЛУКОЙЛ — крупнейший работодатель и налогоплательщик.

На заводе внедряются системы Advanced Process Control, то есть автоматическое управление технологическим объектом и его оптимизацией в режиме реального времени

происходящие события и спрогнозировать их дальнейший ход.

Следующим пунктом маршрута гостей стало новое здание «ПермНИ-Пинефти» — одного из трех филиалов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», единого научно-проектного комплекса бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» ПАО «ЛУКОЙЛ». Основная задача филиала — обеспечение эффективной разработки месторождений компании в Пермском крае, Республике Коми и Ямало-Ненецком автономном округе. Современный объект хорошо вписан в исторический центр города. Для оперативной работы оборудованы центр коллективного ситуационного анализа и зал видеоконференций. В них установлено самое современное мультимедийное оборудование — на 70% уникальное и не имеющее аналогов в России.

При этом компания известна своей социальной и благотворительной деятельностью. Протокол о взаимодействии с регионом и ПАО «ЛУКОЙЛ» на 2019 год был подписан Вагитом Алекперовым и губернатором края Максимом Решетниковым в присутствии представителя президента РФ в ПФО Игоря Комарова. Документ предусматривает поддержку компанией «ЛУКОЙЛ» строительства и реконструкции социально значимых объектов, в том числе инфраструктурных. Так, будет профинансирована модернизация Куединских теплосетей, запланирован капитальный ремонт моста через реку Яйва, строительство нескольких сельских домов культуры в Добрянском, Кунгурском и Пермском районах края. В селе Суда (Уинский район) закончится реконструкция памятника архитектуры — здания реального училища, в котором разместится ДК. Статус памятника при этом будет сохранен, все работы согласованы с Краевым центром охраны памятников. Не забыто и образование — будут введены в эксплуатацию две школы в Бардымском и Октябрьском районах, еще пять будут отремонтированы, запланировано строительство четырех стадионов. Продолжится реализация проекта «Комфортная сельская и городская среда», в будущем году предусмотрено благоустройство десяти точек.

И, конечно, в ходе празднования не остались без внимания сотрудники предприятия. В этот день руководители ЛУКОЙЛа и самого завода встретились с представителями трудовых династий — на НПЗ немало людей, которые пришли сюда, как в свое время их родители, дедушки и бабушки. А во время торжественного собрания после каждого выступления следовало награждение. Вагит Алекперов вручил нефтепереработчикам высшие награды компании, Игорь Комаров — государственные награды, Максим Решетников отметил благодарственными письмами от имени края как работников, так и весь коллектив завода.

Валерий Чусов



Review



Стремимся
к большему!

«Опыт освоения шельфа, который мы наработали, уникален»

Мировая добыча постепенно смещается в сторону морских месторождений. Россия также успешно наращивает запасы и добычу на шельфе, наиболее перспективной неизведанной частью которого является Арктика. Первой среди российских компаний пять лет назад добычу там начала «Газпром нефть» на Приразломном месторождении. О ходе реализации проекта, новых открытиях и планах развития «Б» рассказал заместитель гендиректора по развитию шельфовых проектов «Газпром нефти» **Андрей Патрушев**.

— мнение —

— Сегодня шельфовая добыча растет во всем мире. Эксперты говорят, что благодаря современным технологиям шельфовые проекты могут быть рентабельны даже при текущей цене на нефть. Как вы оцениваете возможности России по наращиванию добычи на шельфе, не снизились ли активность работы там из-за падения мировых цен на нефть?

— По данным международных организаций, мировая шельфовая добыча сейчас составляет около 30% от общего производства углеводородов. Еще недавно на фоне падения цен на нефть компании откладывали принятие инвестиционных решений по шельфовым проектам, но сегодня мы видим, что производители нефти и газа снова готовы вводить их в эксплуатацию. Если посмотреть на динамику принятия инвестиционных решений в мировой добыче углеводородов после стабилизации рыночной конъюнктуры, то 70% пришлось на морские проекты.

Мы также видим, что растут объемы поисково-разведочного бурения на шельфе. Это привело к выравниванию количества открытий на суше и на шельфе в 2017–2018 годах. При этом если раньше шельфовую добычу тормозила высокая стоимость капитальных затрат, то в последнее время разница между затратами на разработку месторождений на суше и на шельфе сокращается и суммы соответствующих инвестиций вполне сопоставимы.

Достигается это в основном за счет того, что размер приза на шельфе может быть значительно больше. Кроме того, технологии постоянно развиваются, что приводит к их постепенному удешевлению и повышает экономическую эффективность шельфовых проектов в целом. Если говорить о возможностях и перспективах роста добычи в обозримом будущем для «Газпром нефти», то шельфовые открытия нашей компании второй год подряд входят в топ-10 крупнейших нефтяных и нефтегазовых открытий в мире. Так, открытое в 2017 году в границах Аляшского лицензионного участка месторождение Нептун стало четвертым в мире среди крупнейших нефтяных и нефтегазовых открытий года. А с учетом открытого на том же участке второго месторождения — Тритон, вошедшего в двадцатку самых ожидаемых открытий 2018 года, мы прирастили запасы компании за счет этих двух шельфовых открытий более чем на 500 млн тонн.

— В каких регионах России, по вашим прогнозам, будут находиться ключевые точки роста шельфовой нефтедобычи для «Газпром нефти»?

— С учетом открытия Нептуна и Тритона, безусловно, новой точкой роста шельфовой добычи станет Сахалин, где компания будет формировать новый центр добычи. Российские нефтяники уже имеют опыт работы на шельфе Сахалина, что является неоспоримым преимуществом региона за счет наличия развитой инфраструктуры, доступности подрядчиков и услуг, а также наличия квалифицированного персонала.

В конце ноября мы выиграли аукцион на право разработки недр Южно-Обского участка, геологические запасы которого предварительно оценены специалистами компании в 400 млн тонн нефти. Данный участок находится в непосредственной близости от Новопортовского месторождения (разрабатывает «Газпром нефть-Ямал» — «Б»). Очевидная синергия проектов способна стать дополнительным драйвером развития как шельфовых проектов компании, так и ее добычного кластера в Новом порту.

— Кто может стать партнером «Газпром нефти» по разработке Аляшского участка и других новых месторождений?

— В ближайшие три года мы продолжим геологоразведочные работы на Сахалине. По результатам разведки и оценки предполагаемой добычи будет определен объем необходимого финансирования. Мировая практика показывает, что только 10% шельфовых проектов разрабатываются компаниями самостоятельно. Мы ищем пути для создания взаимовыгодных долгосрочных отношений как с российскими, так и с зарубежными компаниями. При этом, конечно, будем руководствоваться экономической целесообразностью условий, предложенных потенциальными партнерами. Если эти условия окажутся менее привлекательными, чем самостоятельная работа, мы сможем реализовать проект собственными силами. К примеру, в Арктике мы продолжаем геологоразведку за счет собственных средств.

— Помогает ли отечественная наука в исследованиях и оценке шельфа в условиях санкционных ограничений доступа к технологиям?

— Поскольку российский континентальный шельф, площадь которого составляет около 5 млн кв. км, отличается пока невысокой степенью изученности, особую ценность имеют технологии, связанные с разведкой запасов. Действительно, есть определенные ограничения по привлечению иностранных технологий и оборудования для производства сейсморазведочных работ. В связи с этим мы проводим системную работу по импортозамещению в этой отрасли. Компания в сотрудничестве с нашими партнерами при поддержке правительства Российской Федерации уже реализовала несколько подобных проектов. Идут промышленные испытания нового отечественного оборудования, призванного заменить иностранные технологии. В первую очередь это геленаполненная сейсмочка российского производства, донные станции для проведения сейсморазведки, фонтанная арматура в морском исполнении, УЭЦН (электроцентробежный насос — «Б»). Фонтанная арматура и насосы уже сейчас работают на МЛСП «Приразломная», по качеству и производительности не уступая иностранным аналогам. К этому необходимо добавить различные виды масел и смазок, производимых «Газпром нефтью» и используемых на платформе взамен импортных.

— Принципиально ли полностью заменить все оборудование российским? Не дешевле ли зачастую купить готовые решения?

— С одной стороны, в России сейчас на государственном уровне проводится работа по импортозамещению, но при этом наша компания не стремится все разрабатывать самостоятельно: мы приобретаем услуги на рынке, где поставщики конкурируют между собой. И, безусловно, если мы видим, что в конкурсе на наш контракт участвует российский подрядчик, мы обращаем на это внимание. В то же время национальная принадлежность не является стопроцентной гарантией того, что будет выбрана именно компания, предложившая российский контент. При прочих равных условиях мы, несомненно, сделаем выбор в пользу отечественного подрядчика, но его предложение должно быть конкурентоспособным.

— Ровно пять лет назад началась промышленная добыча на месторождении Приразломное в Печорском море. Как в компании оценивают итоги реализации проекта?

— Да, действительно, 20 декабря 2013 года началась добыча на «При-



ЛИЧНОЕ ДЕЛО

Патрушев Андрей Николаевич — член правления, заместитель генерального директора по развитию шельфовых проектов ПАО «Газпром нефть». Родился 26 октября 1981 года в Ленинграде.

В 2008 году окончил Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина по специальности «нефтегазовое дело». Ранее, в 2003 году, окончил Академию ФСБ по специальности «юриспруденция» и в 2006 году — Дипломатическую академию Министерства иностранных дел РФ по специальности «мировая экономика».

С 2006 по 2009 год занимал должность советника председателя совета директоров ОАО «НК «Роснефть», а с 2009 по 2011 год был заместителем генерального директора по развитию бизнеса ООО «РН-Сервис».

С 2011 по 2013 год в должности первого заместителя генерального директора «Вьетсовпетро» и заместителя генерального директора «Зарубежнефти» занимался организацией деятельности российско-вьетнамского СП «Вьетсовпетро» по разработке месторождений на шельфе Вьетнама. С 2013 по 2015 год был заместителем генерального директора по капитальному строительству ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск». С 2015 года — член правления, заместитель генерального директора по развитию шельфовых проектов ПАО «Газпром нефть».

разломной». Сегодня развитие проекта продолжается. Разработку Приразломного месторождения мы оцениваем как безусловно успешный проект. Он стал первым запущенным на российском арктическом шельфе. Накопленная добыча на Приразломном к текущему моменту составила уже более 9 млн тонн нефти. В эксплуатацию введено уже 16 скважин из запланированных 32. Отгрузка нефти с платформы осуществляется круглосуточно, в том числе в зимний период по льдам. Нефть с Приразломного месторождения сорта Argo пользуется высоким спросом, поскольку ее уникальные свойства и состав идеально подходят для глубокой переработки на нефтеперерабатывающих заводах Европы. Кроме того, эффективная организация логистики нефти не приводит к ее удорожанию.

— Корректировался ли как-то проект по мере реализации?

— Основные параметры проекта не меняются. Но с учетом развития современных технологий мы, например, занимаемся цифровизацией платформы и реализуем проект «Посейдон». Этот проект предусматривает создание цифровой модели платформы и месторождения. С помощью такой интегрированной модели можно будет оптимизировать работу оборудования и управление платформой. В совокупности это позволит предлагать наилучшие решения, что приведет к реализации добычи, капитальных и операционных затрат.

— Можно ли перенести полученный на Приразломном опыт на перспективные проекты?

— На «Приразломной» мы постоянно развиваем наши компетенции. Опыт эксплуатации, который мы здесь получаем, уникален. Мы совершенствуем технологии безопасности, методы управления платформой, добычей, ледовой обстановкой.

К примеру, весной этого года в районе «Приразломной» сложилась самая сложная ледовая обстановка за всю историю отгрузок. Для обеспечения бесперебойной и безопасной работы членочных танкеров мы впервые привлекли мощный линейный ледокол «Владивосток». С его помощью «Газпром нефть» начала практическую отработку методов воздействия на ледовые образования в районе платформы «Приразломная». Результаты станут частью создаваемой системы управления ледовой обстановкой «Газпром нефти», которая обеспечит безопасную и эффективную реализацию проектов компании в замерзающих морях. Эти и другие наиболее эффективные практики мы будем использовать в дальнейшем при реализации наших шельфовых проектов. Отдельно отмечу, что «Газпром нефть», наверное, единственная компания, которая сейчас имеет довольно серьезный

опыт по геологоразведке, обустройству и эксплуатации добывающих объектов на арктическом шельфе в замерзающей акватории.

— Вы руководите блоком развития шельфовых проектов с момента его создания. Какие задачи стоят перед блоком в ближайшем будущем?

— Во-первых, ключевая задача — дальнейшее развитие проекта «Приразломное», подготовка и выход на проектную мощность. Во-вторых, это продолжение геологического изучения имеющихся у компании шельфовых участков, количество которых с момента создания блока существенно увеличилось. Мы получили Аляшский лицензионный участок и выиграли аукцион на разработку недр Южно-Обского лицензионного участка. На Аляшском лицензионном участке мы пробурили в 2017–2018 годах две скважины, открыв месторождения Нептун и Тритон. Как ответственный недропользователь, продолжаем планомерное изучение наших арктических участков. На Северо-Западном лицензионном участке объем проведенной нами полевой сейсмики 3D составил в 2017–2018 годах 5125 кв. км. На Северо-Врангелевском лицензионном участке объем выполненной в 2018 году полевой сейсмики 2D составил 5123 погонных километра. Полученные данные позволят в будущем принимать взвешенные инвестиционные решения. Это с точки зрения производственной программы.

С организационной точки зрения в компании принято решение о трансформации шельфового блока, которая должна быть завершена до середины следующего года. Трансформация призвана оптимизировать систему управления, позволит сократить бюрократическую составляющую и количество уровней управления. На базе «Газпром нефть шельфа» будет создана управляющая компания, которая станет точкой принятия решений и стратегическим центром управления и реализации шельфовых проектов. В обновленной структуре будут специализированные компании по эксплуатации морских нефтегазовых объектов, проведение геологоразведочных работ, центр шельфовых компетенций. Это нужно потому, что в каждом направлении есть своя специфика.

— Насколько сильно изменились требования, предъявляемые к компетенциям специалистов, которые работают в компании или планируют начать работу? Что является главным для современной нефтяной отрасли: технологии или люди, которые умеют с этими технологиями работать?

— Реализация технически сложных шельфовых проектов требует уникальных компетенций и экспертизы за пределами стандартных образовательных программ. Мы налаживаем партнерские отношения с российскими и зарубежными профильными вузами, поддерживаем совместную международную магистерскую программу РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина и норвежского Университета Ставангера по освоению морских нефтегазовых месторождений. Недавно мы запустили совместную образовательную программу с Мурманским государственным техническим университетом «Закупки и логистика шельфовых проектов в нефтегазовой отрасли». Для развития кадрового потенциала мы внедряем и собственные программы обучения и повышения квалификации сотрудников. В Корпоративном университете «Газпром нефть» реализуется программа развития компетенций «Операционная деятельность и инфраструктура на шельфе». Кроме того, мы ежегодно набираем сотрудников для обучения по программе «Шельфпроджект», которая базируется на российском и иностранном опыте освоения шельфовых месторождений. Эти и другие инициативы направлены на развитие кадров и дают возможность изучать все самое современное, чтобы мы постоянно были на пике развития, поскольку освоение российского шельфа является для нас важным стратегическим направлением. Мы уверены, что роль шельфа в деятельности компании будет расти. В современных условиях профессиональные таланты становятся все более ценным ресурсом, и развитие человеческого капитала является для нас первоочередной задачей. Ведь любые технологии обретают смысл только благодаря людям.

Интервью взяла
Ольга Матвеева

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

«Газпром нефть» — вертикально интегрированная нефтяная компания. Основные виды деятельности — разведка и разработка месторождений нефти и газа, нефтепереработка, производство и сбыт нефтепродуктов. В структуру «Газпром нефти» входит более 70 нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и сбытовых предприятий в России, странах ближнего и дальнего зарубежья.

По объему доказанных и вероятных запасов углеводородов — 2,78 млрд тонн нефтяного эквивалента по международным стандартам SPE-PRMS — «Газпром нефть» входит в число 20 крупнейших нефтегазовых компаний мира. По объему добычи и переработки нефти «Газпром нефть» входит в тройку крупнейших компаний России. В 2017 году компания добыла 89,8 млн тонн н.э., объем переработки составил 40,1 млн тонн.

Продукция «Газпром нефти» экспортируется более чем в 50 стран мира и реализуется на всей территории РФ и за рубежом. Сеть АЗС компании насчитывает более 1850 станций в России, странах СНГ и Европы.

Review



«В Сколково мы будем координировать работу трех научно-технических площадок, сохраняя их уникальную специализацию»

Научно-технические разработки становятся в условиях современной экономики залогом конкурентоспособности промышленных производителей. ТМК, развивая это направление, в ближайшее время откроет новый центр в Сколково, который станет для компании уже третьей точкой развития НИОКР. О том, какие запросы получает трубная отрасль от потребителей, как создается инновационная продукция и за чем компании собственный университет, «Ъ» рассказал генеральный директор ОАО «РосНИТИ» **Игорь Пышминцев**.

— технологии —

— Научно-техническая деятельность является для компании одним из основных направлений. Как вы видите его развитие?

— Мы всегда стремились к разработке и внедрению новых технологий. С 2007 года основным научно-техническим центром для компании стал вошедший в ее контур Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности (РосНИТИ). Это был первый шаг. Следующим этапом после появления американского подразделения ТМК в 2008 году стало создание с нуля в Хьюстоне научно-исследовательского центра, который был пущен в эксплуатацию в 2012 году.

И сейчас мы выходим на новый уровень, реализуя соглашение о сотрудничестве, которое в 2013 году подписали основной акционер ТМК Дмитрий Пумпянский и президент фонда «Сколково» Виктор Вексельберг. Оно предполагает строительство центра НИОКР компании площадью почти 16 тыс. кв. м на территории иннограда. Сейчас центр уже построен, с лета идет монтаж уникального исследовательского оборудования, аналогов которому нет в России. Оно позволяет моделировать образ реального объекта и продукта, имитировать его поведение в скважине с учетом множества факторов, таких как внешнее и внутреннее давление, температура, изгиб, растяжение, сжатие. Такие исследования должны подтвердить, что соединение не теряет своих свойств в результате циклов нагружений с очень высокими проектными напряжениями.

Сейчас добыча смещается на шельф, нефтегазовые компании разрабатывают нетрадиционные запасы, и потребители нашей продукции предъявляют новые требования к трубам, оборудованию и соединениям. И мы стараемся предложить

товар, надежность которого подтверждена в соответствии с международными стандартами.

При этом прямому физическому эксперименту предшествует компьютерное исследование соединения. Фактически мы создали собственную методологию, с помощью которой появилась широчайшая линейка резьбовых соединений, которая нашла своего потребителя во всем мире.

В целом благодаря реализации программы инвестиций за последние десять лет мы вышли на совершенно новый уровень технологического производства, в частности бесшовных труб. Значительно повысили уровень качественных показателей продукции и увеличили производительность. Ведь основное требование к металлургии в целом в том, чтобы обеспечить высокое качество продукции в условиях массового производства. Для того чтобы получить высококачественные стали, мы полностью реконструировали мощностную часть выплавки стали и разливки высококачественной заготовки непрерывным способом, что позволяет достигать уникальных свойств, высокой прочности одновременно со всем комплексом свойств материала, которыми он должен обладать. Мы всегда стремимся повышать комбинацию прочности и вязкости, пластичности, а также стойкости к воздействию специальных характеристик для условий эксплуатации сред, в частности сероводорода. В этом направлении удалось достичь существенного прогресса, и сегодня Россия стала импортнезависимой и в этом направлении.

Еще одним серьезным направлением нашей деятельности в Сколково будет создание методов эффективной коррозионной защиты труб. Для разработки наилучших решений мы взаимодействуем с российскими и зарубежными производителями материалов, всесторонне исследуем их, чтобы иметь представление о том, какими свойствами обладает тот или иной материал, насколько он технологичен, как ведет себя в различных условиях эксплуатации. Сейчас эта работа ведется в лабораториях РосНИТИ.

Также мы серьезно работаем над повышением энергоэффективности, уменьшая воздействие на окружающую среду. Это тоже важный аспект научной деятельности, которым мы будем заниматься в новом центре. Кроме того, в Сколково мы будем заниматься вопросами цифровизации.

— Почему для создания одного из научных центров были выбраны США?

— У ТМК там крупный дивизион, работающий под задачи местного рынка сбыта, который предъявляет специфические требования, для удовлетворения которых необходимы отдельные разработки. Но именно в Сколково мы будем, с одной стороны, аккумулировать знания, с другой — проводить собственные исследования и, с третьей, координировать работу трех площадок, которые будут сохранять свою уникальную специализацию.

При этом важна не только генерация знаний, но и их эффективный трансфер. Этому будет способствовать размещение на площадке в Сколково нашего корпоративного университета ТМК2U, который уже сегодня полностью функционирует. И значительная часть нашего здания в Сколково создана под нужды корпоративного университета, чтобы можно было пройти практические части курсов прямо тут, в лабораториях.

— Ваш центр в Сколково будет предоставлять услуги и другим компаниям. Что вы им можете предложить?

— Во-первых, наши разработки в области материаловедения. Они носят как локальный характер — применительно к трубной промышлен-



ности, так и достаточно универсальной. Например, наша испытательная лаборатория в РосНИТИ оказывает услуги широчайшему кругу потребителей.

Мы уверены, что наши лаборатории в Сколково тоже будут востребованы, потому что концентрация научных организаций на небольшой территории предполагает тесное взаимодействие и ведение совместных разработок. В значительной степени эти задачи решает работающий в Сколково Технопарк, однако он ориентирован в большей степени на задачи стартапов, а маленьким предприятиям зачастую надо офис или лабораторию арендовать не на три года, а буквально на 12 часов. В нашем центре также можно будет заказать целый ряд работ и исследований в рамках специализации.

— Российские трубки почти полностью заменили импорт. Остались неосвоенные позиции? Или в полном импортозамещении нет смысла?

— У нас есть технические возможности для производства практически любой продукции. Но есть большой круг потребителей, которому требуются малые партии каких-то эксклюзивных продуктов, для производства которых, например, надо создавать отдельные мощности. А вложить в эти мощности неадекватно высокие. Этот спрос должен удовлетворяться специальными предприятиями. Но все, что касается больших объемов и задач, мы полностью покрываем либо ставим в план освоения. Так что если по каким-то позициям импортозамещение пока не со-

стоялось, то не по техническим причинам, а по коммерческим.

— Сколько компания тратит ежегодно на научно-техническую деятельность?

— Это сложный вопрос, потому что ответ зависит от правил подсчета. Например, инвестиции в создание нового научно-исследовательского центра стоимостью несколько миллиардов рублей напрямую не считаются затратами на НИОКР. Хотя это большое вложение. Так же, как и создание научно-исследовательского центра в США, и возрождение нашего института в Челябинске и его вывод на лидирующие позиции. И это только создание научной инфраструктуры. А еще есть затраты на сами разработки, производство опытных партий, создание новых материалов, нового технологического инструмента. И не факт, что это все будет немедленно использоваться для серийного производства.

— Какие последние технические разработки компании были внедрены?

— Если говорить о бесшовных трубах, то большим результатом нашей работы я считаю трубы для добычи в специальных условиях. В Советском Союзе все трубы для добычи на месторождениях с высокой концентрацией сероводорода покупали за рубежом. Шаг за шагом мы сначала достигли стандартного мирового уровня по техническим характеристикам этой продукции, а теперь идем к более высоким специальным требованиям. Сегодня создана сквозная технология для выпуска продукции, устойчивой к работе в северных регионах со специфическими условиями. Условия добычи все время усложняются, потребители внедряют новые технологии добычи, разрабатывают сложные залежи. Это предполагает обязательное использование высокопрочных, хладостойких и сероводородостойких труб со специальными соединениями. Большое значение в этой области имеет программа научно-технического сотрудничества с «Газпромом», который на протяжении ряда лет является потребителем номер один этого вида продукции.

Мы можем производить такую продукцию в огромных объемах. И мы совершенствуем технологию. Например, для труб, работающих при условиях углекислотной коррозии, мы стали выпускать уникальные виды из высоколегированных

марок стали собственной разработки на основе составов с 13% хрома. У нас появились в линейке специальные никелевые сплавы для добычи нефти и газа в особо сложных с точки зрения коррозионной активности условиях. Создана и продолжает расширяться линейка специальных труб, которые, по сути, являются сложными машиностроительными изделиями, предполагающими большой объем разнообразных технологических операций. При этом нельзя говорить, что мы работаем только в интересах нефтегазового сектора. Для нас важны все отрасли, где востребованы трубы: атомная промышленность, энергетика, машиностроение, строительство. Но именно нефтегазовая сфера всегда была драйвером развития трубной промышленности.

— А какие вызовы перед вами стоят сейчас?

— ТМК наряду с другими производителями труб большого диаметра участвует в программе разработки продукции еще более высокой прочности К80 (Х100). Во всем мире на протяжении нескольких десятилетий ведутся исследования возможности и целесообразности применения этого класса для строительства трубопроводов. Этот продукт — задел на будущее. Если он будет востребован, Россия сможет его предложить. Также есть идеи по «умной» трубе, которая имеет специальную систему датчиков и может сама себя диагностировать в составе трубопровода. Эта разработка на ранней стадии, но есть дорожная карта по развитию такого направления.

— Насколько новые технологии повышают стоимость продукции?

— Залог конкурентоспособности для любого производителя — это возможность предложить больше за меньшие деньги. Но если кто-то инвестировал в новые технологии, если выросли материальные затраты, то и продукция будет дороже. Но раз она находит спрос, то очевидно, что выгоды от применения продукта с новыми характеристиками превосходят удорожание. Хотя, конечно, цена — это предмет постоянных споров производителя и потребителя. Но другое дело, что, находясь в конкурентной среде, любая компания работает над тем, чтобы производить продукцию с адекватным качеством и наименьшими затратами.

Интервью взяла Ирина Салова

нефть и газ

Разность потенциалов

— тенденции —

Нефтехимическая промышленность растет темпами, значительно превышающими динамику роста мирового ВВП. К 2030 году нефтехимия может стать ключевым драйвером спроса на жидкие углеводороды в мире. Сможет ли Россия стать одним из лидеров этого перспективного рынка?

Основной фактор стремительного развития нефтехимии — замещение традиционных материалов (бумага, стекло, металл) во всех отраслях экономики. Этому способствовали увеличение технологических свойств продукции из пластика, снижение ее стоимости, а также потребности в сокращении массы товаров. Так, использование пластика в пищевой упаковке может сократить ее вес до 70%. В автомобиле за последние десятилетия доля пластика доведена до 20% от общей массы авто. Дополнительным фактором является рост благосостояния населения в развивающихся странах и, следовательно, снижение ее стоимости. Также потребности в сокращении массы товаров. Так, использование пластика в пищевой упаковке может сократить ее вес до 70%. В автомобиле за последние десятилетия доля пластика доведена до 20% от общей массы авто. Дополнительным фактором является рост благосостояния населения в развивающихся странах и, следовательно, снижение ее стоимости. Также потребности в сокращении массы товаров.

При этом в ближайшие 10–15 лет для традиционной нефтехимии нет угроз со стороны новых технологий. Перспективы вторичных полимеров из пластиковых отходов и инновационных материалов серьезно ограничены относительно низкими ценами на нефть, что делает разработку новых технологий нерентабельной, а затраты на сбор, сортировку и переработку пластиковых отходов значительно дороже производства первичных полимеров. Также вторичные полимеры уступают традиционным по технологическим свойствам, что сильно ограничивает области их применения. Массовых альтер-



нативных пластиком не просматривается, и, значит, нефтехимия с ее высокой добавленной стоимостью будет только наращивать производственные мощности.

При этом для покрытия спроса только на этилен, ключевой продукт нефтехимии, необходимо ежегодно вводить 5–6 млн тонн новых объемов. Заявленные на данный момент проекты не способны справиться с этой задачей — к 2030 году потребуются еще порядка 30 млн тонн мощностей. Основные драйверы нового предложения — монетизация дешевого сырья (прежде всего на Ближнем Востоке и в США), а также строительство мощностей в основных регионах спроса (Китай, Юго-Восточная Азия, Индия).

Выигрыш в «большой нефтехимической игре» останется за теми, кто реализует свои конкурентные преимущества — доступ к дешевому сырью и технологиям, а также

эффективность реализации инвестиционных проектов, затраты на которые в нефтехимии исчисляются миллиардами долларов. Неслучайно производители углеводородов наращивают долю в совокупных мощностях по производству полиолефинов с 15% до 34%, выйдя на первое место по этому показателю. Не отстают от них и международные нефтегазовые гиганты, на чью долю приходится 22% мощностей. Нефтегазохимия приносит им до 12% от совокупной выручки.

Нефтегазовые компании рассматривают нефтехимию как вариант повышения устойчивости и диверсификации бизнеса, синергию с перерабатывающими активами, а также как способ монетизации низкомаржинальных потоков добычи и переработки. 90% нефтехимических мощностей ExxonMobil интегрированы с НПЗ или газоперерабатывающими заводами компании. Уровень интеграции с нефтехимией на заводах Total, BP и Shell в Европе превышает 40%. В период с 2005 по 2015 год нефтегазовые компании ввели в эксплуатацию 35% всех мировых мощностей по этилену и не планируют на этом останавливаться. Ожидается, что до 2025 года эта доля вырастет до 45% в том числе за счет проектов на базе дешевого сырья.

Преимущества и их реализация

Наглядный пример важности допущения в США. Технологичность, наличие инфраструктуры и конкурентной среды, а также инвестиционная при-

влекательность привели к снижению цены как на природный газ, так и на этан, «жирный» компонент природного газа и один из ключевых видов сырья для нефтехимии. До 2009–2010 годов цена на этан в США определялась с привязкой к нефти, как альтернативному сырью пиролиза. В результате «сланцевая революция» предложение этана значительно превысило спрос, что привело к изменению механизма его ценообразования до уровня теплотворной способности при сжигании вместе с природным газом, то есть в 2,5–4 раза ниже по сравнению с прежним уровнем. Это позволило американским компаниям снизить себестоимость этилена до уровня ближневосточных производителей, что привело к значительному вводу в США новых мощностей в нефтехимию. Рост производства этилена в 2014–2020 годах ожидается на уровне 10 млн тонн, что в три раза больше всех существующих на данный момент пиролизных в РФ.

В свою очередь, на Ближнем Востоке доступ к дешевому сырью вместе с последовательной политикой государств по привлечению иностранных инвестиций, диверсификации экономики и увеличению занятости позволили региону за 20 лет войти в мировые лидеры по производству нефтехимии. Другая ситуация в Китае, который не обладает собственной дешевой сырьевой базой, необходимой для удовлетворения быстрорастущего внутреннего спроса. Достаточно сказать, что даже при низких ценах на нефть средняя себестоимость производства этилена в 1,5–2 раза выше, чем на Ближнем Востоке и в США. Но последовательная политика государства по улучше-

нию инвестклимата и привлечению зарубежных компаний вкупе с наличием дешевой рабочей силы, развитием собственной технологической базы и эффективной реализацией крупных инвестиционных проектов позволили КНР обеспечивать себя по ключевой нефтехимической продукции на 70–85%, а по ряду продуктов привели к существенному профициту внутреннего рынка. Дальнейшие перспективы развития мощностей в Китае будут определяться конкурентоспособностью различных технологий производства этилена в зависимости от цены на нефть, а также регуляторной политики государства, в последние несколько лет значительно ужесточившего порядок получения разрешения на строительство и экологические требования.

Россия, вперед!

В глобальном контексте позиции России, имеющей доступ к дешевому нефтехимическому сырью, очень перспективны. Сейчас страна производит более 45 млн тонн нефтехимического сырья (более 60% экспортируется). Ожидается, что нынешний экспорт нефти и СУГ, достаточных для производства 9–10 млн тонн этилена, в будущем увеличится еще на 6 млн тонн за счет разработки новых более глубоких залежей природного «жирного» газа, а также роста уровня утилизации попутного нефтяного газа. Не стоит забывать и про огромный потенциал этана, содержание которого в природном газе в России уже превышает 10–13 млн тонн, а к 2030 году вырастет до 20–25 млн тонн (около 60% от текущего предложения этана в США). Однако использование сырьевого преимущества России для создания действительно мощной и

современной нефтехимии пока ограничивается рядом факторов.

Один из них — высокая стоимость строительства. Так, установка пиролиза мощностью 500 тыс. тонн в России будет на 60–80% дороже, чем в США и Китае. Причины — жесткие строительные нормативы, суровые климатические условия, недостаточное развитый рынок подрядных организаций. Еще одна проблема, влияющая на себестоимость, — высокая доля импортного оборудования в проектах, превышающая 80% для ряда реакторов, колонн и емкостного оборудования.

Также российский производством мешает удаленность от основных экспортных рынков. Стоимость транспортировки готовой химической продукции в Европу из Поволжья и Западной Сибири превышает \$80 на тонну, что в 1,5–2 раза дороже, чем доставка по морю из стран Ближнего Востока. Разница в логистических затратах до рынка Китая отличается почти на порядок. Усугубляет ситуацию и то, что сырьевые мощности и производство значительно удалены друг от друга, что мешает строительству заводов мирового уровня в 1–1,5 млн тонн по этилену.

Сможет ли Россия выйти в лидеры мировой нефтехимии? Сегодня это вопрос национального масштаба с учетом того, что нефтехимия обладает большим мультипликативным эффектом на все смежные отрасли, что делает ее основополагающей для развития экономики РФ. Ответ на этот вопрос зависит от решения стоящих перед отраслью разнородных проблем при активном содействии государства.

Вадим Дружина, партнер McKinsey & Company

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Каждую вахту я чувствую себя покорителем Арктики. Но покорение — это не только преодоление экстремальных погодных условий, но и колоссальная ответственность за сохранение уникального животного мира региона. И я горжусь тем, что мы ведем добычу нефти в Арктике в полной гармонии с природой.



Реклама



Стремимся
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU