



14 | Почему «Роснефть» отказалась от своего нефтехимического мегапроекта

15 | Какие технологии позволяют ЛУКОЙЛу добывать на четверть больше нефти

16 | Как нефтегазовые компании сокращают до минимума влияние на экологию

Нефть преткновения

Инцидент с попаданием в российскую экспортную нефть хлоридов может повлечь не только материальные убытки для оператора российских трубопроводов «Транснефти», но и привести к обострению политических отношений между Москвой и пострадавшими странами. Уже сейчас понятно, что оценка размера компенсации у России, Белоруссии и Польши различается в разы. И если уже в ближайшее время прокачка в Европу по нефтепроводу «Дружба» будет полностью восстановлена, то переговоры между странами могут не только затянуться, но и перейти в судебную плоскость.

— происшествие —

Экспорт российской нефти по системе «Транснефти» с 1 по 26 мая снизился на 6% к среднему уровню апреля, сообщило Reuters со ссылкой на источники. При этом добыча в РФ, по данным агентства, упала с 11,24 млн до 11,12 млн баррелей в сутки. Одной из главных причин такой динамики стала остановка прокачки по нефтепроводу «Дружба» (идет из России через территорию Белоруссии и Украины в направлении Польши, Германии, Словакии и Венгрии), где 19 апреля было обнаружено повышенное содержание хлорорганических соединений (дихлорэтана) в сырье. Основная опасность таких веществ (используются как растворитель парафинов) в том, что при нагревании они обладают активными коррозирующими свойствами и могут при попадании повредить оборудование нефтеперерабатывающих заводов. Настолько серьезный инцидент случается на системе «Транснефти» впервые.

Загрязнение около 3 млн тонн экспортной нефти, принадлежащей основным российским нефтекомпаниям, привело к полномасштабному кризису в системе поставок по «Дружке». Опасаясь аварий, от приема российской нефти отказались все потребители, что фактически блокировало работу маршрута. На то, чтобы согласовать мероприятия по ликвидации последствий загрязнения, Москве и основным странам-потребителям потребовался месяц. И если поставки чистой нефти восстановлены в направлении Белоруссии и Украины, то возобновить прокачку в Польшу Россия сможет не раньше 9–10 июня.

Кто виноват и что делать?

Как сообщила «Транснефть», источником загрязнения стал частный пункт приема нефти на участке Самара—



Унеча. Причем, по данным компании, загрязнение нефти было намеренным действием. По этому факту возбуждено уголовное дело. И хотя в Следственном комитете РФ заявили, что хлориды были загружены в нефтепровод для сокрытия хищений сырья, на рынке уверены, что речь шла о полноценной диверсии.

Ситуация с вбросом хлорорганики вскрыла сразу несколько системных проблем: начиная от уязвимости системы контроля за качеством нефти и заканчивая слабой возможностью отслеживания конкретных поставленных объемов. К тому же подобный коллапс грозит не только потерями для «Транснефти», на которую легла ответственность за остановку прокачки, но и переходом коммерческих споров о компенсации потребителям за поставки некондиционной нефти в политическое русло. Источник „Ъ“, знакомый с хо-

дом переговоров, отмечает, что по меньшей мере Белоруссия и Польша пытаются использовать ситуацию на «Дружке» как рычаг давления в переговорах по многим старым вопросам.

Но если материальные расходы (например, на закупку чистой нефти, которая либо напрямую замещает загрязненную нефть, либо подмешивается в нее, чтобы добиться приемлемой концентрации хлорорганики) не станут, по мнению экспертов, проблемой для «Транснефти», то урегулировать перешедшие на государствен- ный уровень споры будет сложнее. Ситуацию усугубило обещание вице-премьера Дмитрия Козака выплатить компенсацию «всем, кто докажет, что у него есть реальные убытки». «Теперь потребители нам стараются предъявить такие суммы, за которые можно купить целиком их НПЗ»,— отмечает собеседник „Ъ“.

В Минске уже неоднократно заявляли, что намерены добиваться компенсации не только прямого ущерба, но и косвенных потерь, связанных с недополученной выручкой от переработки нефти и ее транзита. Глава Белоруссии Александр Лукашенко оценивал их в «сотни миллионов долларов», хотя, по словам главы Минэнерго РФ Александра Новака, они не превысят \$100 млн. По данным источников „Ъ“, около \$400–600 млн требует от России Польша. При этом оценки объемов поставленной туда нефти у Москвы и Варшавы различаются в пять раз. И если полностью избавиться от загрязненной нефти «Транснефть» планирует за шесть-восемь месяцев, то, очевидно, переговоры о том, сколько компания должна своим потребителям, затянутся на гораздо больший срок. И, говорят собеседники „Ъ“, скорее всего, доведут стороны до судов.

Андрей Орехов

ОПЕК+ встал на паузу

— производство —

Добывающие страны, входящие в периметр сделки по заморозке производства нефти, не смогли договориться о перспективах дальнейшей кооперации. Если обычно на совещаниях ОПЕК+ стороны приходили к согласию, то на этот раз мнения о дальнейших действиях разошлись. Так, Саудовская Аравия настаивает на дальнейшем снижении добычи, в то время как Россия, которая в мае впервые за год выполнила свою квоту, готова смягчать условия соглашения. Новая встреча ОПЕК+ назначена на конец июня, но, по слухам, она может быть снова отложена.

Глобальные горизонты

Министерский мониторинговый комитет ОПЕК+, очередное заседание которого прошло 19 мая в саудовской Джидде, впервые не дал конкретных рекомендаций по перспективам сделки о сокращении добычи нефти. Хотя явных разногласий у участников встречи не было, они решили продолжить мониторинг рынка и еще раз обсудить предложения сторон. «В июне будем обсуждать уже более детально конкретные предложения по рекомендациям на второе полугодие с учетом того, что сейчас много неопределенностей и надо еще более точно прогнозировать, что будет во втором полугодии»,— сказал по итогам встречи глава Минэнерго Александр Новак.

● В 2016 году ряд стран ОПЕК и 11 стран, не входящих в картель, договорились об ограничении добычи нефти на 1,8 млн баррелей в сутки с уровня октября 2016 года для поддержания мировых цен. Но в июне 2018 года на фоне резкого роста цен в оксидации санкций США против Ирана производство было решено

фактически нарастить на 1 млн баррелей в сутки. Но так как риски дефицита нефти оказались не такими серьезными, в начале декабря 2018 года стороны договорились о сокращении уровня добычи нефти с 1 января 2019 года на 1,2 млн баррелей в сутки к уровню октября 2018 года.

В последнее время цены на нефть активно росли на новостях из США: о послаблениях в отношении импорта иранской нефти, планах повышения пошлин на импорт китайских товаров, а также рекордах добычи нефти в стране до 12,3 млн барр./с и росте коммерческих запасов до максимального уровня с сентября 2017 года. При этом, по данным Международного энергетического агентства, экспорт США в конце апреля составлял 2,6 млн барр./с. Пока дальнейший рост поставок ограничен мощностью транспортной инфраструктуры, но в ближайшее время страна готовится запустить новые нефтепроводы. Это позволит США во второй половине 2019 года нарастить добычу нефти и свои экспортные возможности, что будет давить на уровень мировых цен.

Бремя санкций

Неопределенность на рынке, которая помешала странам ОПЕК+ принять конкретные решения, создают сразу несколько факторов. Прежде всего это американские санкции в отношении Ирана, экспорт нефти которого по планам Вашингтона должен сократиться до «нулевой отметки», и Венесуэлы. Несмотря на заявления Ирана о том, что страна намерена продолжать экспортировать нефть, в том числе используя серые каналы, обеспокоенность потребителей растет. По неофициальным данным, ряд крупных потребителей, в числе которых Индия, Китай, Турция, Южная Корея и Япония, уже

полностью прекратил закупки нефти у Ирана после угроз Белого дома ввести санкции против стран, ведущих торговлю с Тегераном.

Сам Иран еще в ноябре прошлого года прекратил предоставлять официальные данные об объемах добываемой и экспортируемой из страны нефти. Поэтому сейчас их уровень трудно оценить. По данным рыночных аналитиков, в апреле иранский экспорт был на уровне 1 млн барр./с (против 2,5 млн барр./с годом ранее), в мае эти цифры продолжали уменьшаться и сейчас составляют в среднем 500 тыс. барр./с. Впрочем, на рынке мало кто верит в то, что уровень экспорта иранской нефти опустится до нулевых значений.

«Америка не сможет довести экспорт нефти из Ирана до нуля, а соседние Исламской Республики преувеличивают заявления о своих мощностях по добыче нефти, которые могут компенсировать любой дефицит»,— заявил министр нефти Ирана Бижан Намдар Зангане. По его словам, которые приводит Агентство новостей Исламской Республики (IRNA), Иран изучает новые способы продажи своей нефти. Тем не менее эта ситуация будет в ближайшее время наверняка станет причиной повышенной волатильности на глобальном нефтяном рынке.

Еще одним поводом для беспокойства в секторе стало сокращение экспорта из Венесуэлы после введения санкций США в поддержку лидера оппозиции Хуана Гуайдо. По данным Управления энергетической информации США, в апреле США экспортировали из Венесуэлы всего около 150 тыс. барр./с, что почти в четыре раза меньше, чем в январе. Можно предположить, что объемы поставок продолжат снижаться, так как в конце апреля все договоренности американских компаний с венесуэльской PDVSA подошли к завер-

шению, в то же время будут действовать американские санкции в отношении американских финансовых организаций и брокеров, задействованных в любых сделках с PDVSA.

В связи с этим большинство участников ОПЕК+ склоняются к тому, чтобы продлить соглашение по заморозке добычи. Так, представитель Саудовской Аравии глава Минэнерго королевства Халид аль-Фалих на министерской встрече выступил за «плавное снижение мировых запасов нефти». «Мы должны продолжать путь, начатый два с половиной года назад»,— сказал Халид аль-Фалих, добавив, что запасы нефти в хранилищах США и стран ОЭСР снова растут и это «критический фактор для рынка». Кроме того, по его мнению, Иран продает больше нефти, чем покрывает официальная статистика. «Все это указывает на деликатную ситуацию, в которой оказались мировой рынок»,— добавил он. Такая позиция одного из ключевых членов ОПЕК+ разогнала котировки до многодневных максимумов: стоимость нефти марки Brent 20 мая выросла на 1,23%, до \$73,10 за баррель, а WTI— на 1,12%, до \$63,46 за баррель.

Российские реалии

Несколько иное мнение на этот раз есть у Москвы. По мнению министра энергетики РФ Александра Новака, на фоне сезонного повышения спроса не исключено возникновение дефицита нефти летом. Поэтому Россия выступает за смягчение квот на добычу. «В летний период, на мой взгляд, запасы должны падать, и, наоборот, на рынке возникает дефицит, который требует обеспечения предложения. Поэтому Россия в данном случае имеет возможности для потребителей в случае необходимости увеличить объемы поставок, и мы такую опцию рассматриваем»,— заявил министр.

Прогнозы Минэнерго подтверждают расчеты ОПЕК. Там ожидают, что в третьем квартале спрос на нефть может вырасти до 31,2 млн барр./с, что на 700 тыс. баррелей выше текущей добычи. Но в четвертом квартале в ОПЕК ожидают снижения до 29,74 млн барр./с. «В целом рынок находится в сложной ситуации»,— сказал Халид аль-Фалих журналистам после заседания комитета.— Хотя существует обеспокоенность по поводу перебоев с поставками, запасы растут, и рынок должен увидеть комфортную ситуацию с поставками в ближайшие недели и месяцы». Желание России несколько смягчить квоты по добыче, по мнению эксперта Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» Екатерины Грушевенко, продиктовано сегодняшней нестабильностью и непредсказуемостью глобального нефтяного рынка, особенно после новостей об угрозах конфликта с Ближнего Востока. Кроме того, на решение российской стороны мог повлиять и конфликт вокруг нефтепровода «Дружба», который привел к снижению экспорта российской нефти.

Как считает директор по госрегулированию ТЭКа VYGON Consulting Дарья Козлова, сокращение добычи в рамках сделки выгодно для России, так как выпадающие объемы компенсируются приростом цен на нефть: с начала действия соглашения в 2015 году дополнительные поступления в бюджет и ФНБ за счет превышения цены отсечения по бюджетному правилу (\$40 за баррель + инфляция) только от нефтедобычи превысили 5 трлн руб. Тем не менее, по ее мнению, надо иметь в виду, что сейчас российским компаниям приходится откладывать реализацию части проектов бурения и ввода новых месторождений, что несет для них определенные риски. «С

2015 года в России идет волна ввода крупных greenfield (проектов с нуля), добыча на которых должна превысить 60 млн тонн к 2020 году. Также необходимо поддерживать прирост бурения в таких регионах, как Западная Сибирь, чтобы не допустить ускорения падения показателей»,— поясняет эксперт.— Поэтому крайне важно при принятии решений о заморозке соблюдать баланс между сохранением высоких цен на нефть и возможностью для российских компаний по монетизации своих запасов».

Кроме того, по мнению Дарьи Козловой, сейчас сложились все предпосылки для пересмотра квот соглашения. С одной стороны, из-за выпадающих объемов поставок Ирана и Венесуэлы возникает риск дефицита на рынке. С другой— с начала 2019 года объемы ввода скважин в ХМАО по-прежнему находятся в районе рекордных значений. С учетом того что в регионе зимний сезон традиционно является активным периодом разбуривания, во второй половине года дальнейшую заморозку добычи будет сложно поддерживать. Для этого необходимо пересматривать бизнес-планы компаний. «Поэтому в июне идеальный форматом был бы подход, реализованный в прошлом году: сохранение соглашения для возможности влияния на баланс спроса и предложений на рынке. Но при этом нужен пересмотр квот в сторону снижения»,— добавляет эксперт VYGON Consulting.

Пока неизвестно, в какую сторону изменится ситуация до следующего заседания мониторингового комитета ОПЕК+, которое должно состояться в Вене 25–26 июня. Но, по неофициальным данным, пауза, взятая участниками соглашения, может затянуться, так как обсуждается перенос встречи на июль.

Константин Анохин

нефть и газ

ВНХК не выдержал маневров

На нефтегазовом рынке есть примета: если проект не реализуется в первые пять лет после объявления о нем, с каждым годом остается все меньше шансов на то, что он будет запущен. Так случилось с Восточным нефтехимическим комплексом — долгостроям «Роснефти», который компания долго откладывала и от реализации которого в итоге отказалась. И хотя производитель уверяет, что причина этого в налоговом маневре, на рынке убеждены, что проект был обречен с самого начала.

— **налогообложение** —

Невезучий проект

«Роснефть» исключила проект строительства Восточного нефтехимического комплекса (ВНХК) на Дальнем Востоке из инвестиционных планов. Как сообщил 13 мая на телефонной конференции первый вице-президент «Роснефти» Павел Федоров, налоговый маневр в нефтяной отрасли сделал проект нерентабельным. Планирование завода, который должен был стать одним из крупнейших в России, велось с 2009 года. В последнем варианте он включал две очереди — нефтепереработка мощностью 12 млн тонн в год и нефтехимия на 3,4 млн тонн в год. Инвестиции оценивались в 800 млрд руб.

Такое решение компании не стало сюрпризом для рынка. С самого начала было ясно, что ориентированный на экспорт проект будет вынужден конкурировать с субсидируемой переработкой и нефтехимией в Китае или чрезвычайно эффективными НПЗ в Японии и Южной Корее. А о том, что налоговый маневр может отразиться на реализации ряда крупных проектов, в том числе ВНХК, президент «Роснефти» Игорь Сечин говорил еще в 2014 году, когда обсуждались параметры новой налоговой системы. Она предполагала резкое снижение пошлин, акцизов и одновременное повышение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), и компания до последнего боролась за отказ от этой идеи, но проиграла. Таким образом, проект лишился своего основного преимущества, которое давала старая система налогообложения: с экспорта нефтепродуктов платится гораздо меньше налогов, чем с экспорта нефти.

Но государству было важнее избавиться от потерь в несколько миллиардов долларов, которые возникали из-за беспошлинной продажи нефти и нефтепродуктов в страны Евразийского экономического союза, так что налоговый маневр был утвержден, хоть и в скорректированном виде. И в следующие три года (в 2015–2017 годах) пошлина в РФ была снижена с 55% до нынешних 30% при одновременном росте НДПИ. Это привело к сокращению маржи переработки нефти в РФ. Большой налоговый маневр, который является продолжением этой политики и заработал с текущего года, предполагает, что к 2024 году экспортная пошлина будет полностью обнулена.

Как все начиналось

Идея строительства НПЗ вблизи Находки родилась еще в начале 1970-х, и первый проект был утвержден Советом министров РСФСР в 1974 году. Но реализации помешали последствия мирового нефтяного кризиса 1973 года, когда ряд арабских производителей, Египет и Сирия прервали поставки сырья странам, поддержавшим Израиль в его конфликте с Сирией и Египтом (Великобритания, Канада, Нидерланды, США, Япония). Повторно к рассмотрению варианта строительства НПЗ вернулась уже «Роснефть»: в 2007 году компания сообщила о намерении построить комплекс в конечной точке трубопровода Восточная Сибирь—Тихий океан (ВСТО). В 2009 году «Роснефть» создала в Находке оператора для реализации проекта ООО «РН-Приморский НПЗ».

За десять лет со времени начала планирования до отказа от проекта его конфигурация несколько раз серьезно менялась. Вначале «Роснефть» намеревалась построить комплекс по переработке 10 млн тонн нефти, но в 2013 году совет директо-



Михаил Козлов

ров компании утвердил увеличение его мощности втрое и изменил место, где должен был находиться завод. В строительство трех очередей предполагалось вложить 1,3 трлн руб. Первую очередь собирались запустить в 2020 году (объем нефтепереработки — 12 млн тонн, производство 7,5 млн тонн моторных топлив). Вторая должна была заработать в 2022 году — здесь планировалось выпустить 3,4 млн тонн нефтехимической продукции (900 тыс. тонн полиэтилена, 700 тыс. тонн полипропилена и 700 тыс. тонн сырья для производства каучука — моноэтиленгликоля). Запуск третьей линии на 12 млн тонн нефти и удвоение выпуска нефтехимии были намечены на 2028 год.

Муки выбора

Но затем реализация проекта забуксовала, и под вопросом оказалось сооружение не только третьей линии, но и всего комплекса. «Роснефть» не могла выбрать план строительства, финансовую модель производства и партнеров для его реализации. В 2015 году «Роснефть» обсуждала с итальянским производителем шин Pirelli и польской химической компанией Synthos возможность производства синтетического каучука в порту Находки на базе сырья с ВНХК. Переговоры о создании СП шли на фоне затянувшегося спада на рынке синтетических каучуков. Снижение спроса и цен довольно сильно отразилось на крупнейших производителях, так что даже лидеру нефтехимического сектора германской Lanxess пришлось продать половину своего бизнеса по производству синтетических каучуков арабской Saudi Arabian Oil Company (Aramco). Так что новое производство имело смысл только при низких издержках, несмотря на хорошую логистику за счет близости порта. Но дальнейшие переговоры дело не пошло.

Чтобы сдвинуть ВНХК с мертвой точки, в 2015 году «Роснефть» подписала меморандум о передаче контроля в ней китайскому госконцерну ChemChina. В обмен российская компания должна была получить 30% в дочерней структуре про-

изводителя, занимающегося нефтехимией, ChemChina Petrochemical. В 2016 году стороны подписали соглашение о совместном ТЭО и вхождении китайской компании в проект с долей 40% с пропорциональным финансированием. В сентябре партнеры утвердили этапы реализации ВНХК. Эта сделка также не была закрыта.

В 2017 году первый вице-президент компании Павел Федоров говорил, что «Роснефть» ведет переговоры с рядом партнеров и определится с выбором в ближайшие год-два. Топ-менеджер объяснял, что перед компанией стоит много вопросов, ответов на которые пока нет. Например, проблема газоснабжения. Первоначально «Роснефть» оценивала потребности завода в 4,5 млрд куб. м в год и планировала обеспечивать завод газом самостоятельно. Но затем решила направлять собственное сырье на сжижение и последующий экспорт, так что запросила необходимые объемы у «Газпрома». На такой вариант монополия не согласилась и в поставках отказала, даже когда «Роснефть» снизила свою оценку до 2,3 млрд кубометров газа в год. Спор вышел на высший государственный уровень, но президент Владимир Путин предложил компаниям решить вопрос самостоятельно, руководствуясь рыночными принципами. В итоге это стало темой для бесконечных переговоров. Проект тормозило и то, что «Роснефти» приходилось вкладывать деньги в модернизацию действующих НПЗ, а также кризис в нефтяной сфере и введение санкций против российского ТЭКа.

Нефтяники не сдаются

Несмотря на это, в начале 2017 года «Роснефть» активизировала реализацию проекта ВНХК. В феврале компания добила создания ТОР в Приморье, а весной представила в правительство финансово-экономическую модель и план развития производства, которое включало уже две очереди. В «Роснефти» тогда говорили, что дальнейшее увеличение мощности будет зависеть от рыночной конъюнктуры. Спустя еще год компания решила

пересмотреть конфигурацию завода и собиралась сделать это к осени. Новую концепцию «Роснефть» так и не представила, но по неофициальным данным, мощность ВНХК по нефти и нефтехимии предполагалось снизить до 5,2 млн тонн в год. Спустя еще несколько месяцев компания отказалась от реализации проекта.

При этом в Минфине уверены, что налоговый маневр в нефтяной отрасли не мог стать препятствием для строительства комплекса на Дальнем Востоке. В министерстве напомнили, что после запуска первой очереди проекта на ВНХК не планировалось производить темные нефтепродукты, а выпуск светлых нефтепродуктов составил бы примерно 90%. При таких условиях и цене на нефть \$60 за баррель по завершении налогового маневра в 2024 году ВНХК получил бы от государства в виде отрицательного акциза около \$71 за тонну переработанной нефти. А в 2013 году, когда предельная ставка экспортной пошлины составляла 60%, проект мог рассчитывать на отрицательные разницы между вывозными ставками на нефтепродукты и пошлиной на нефть только в \$65 за тонну. «То есть реализация налогового маневра при прочих равных условиях привела к увеличению поддержки проекта на \$6 на тонну перерабатываемой нефти», — подсчитали в Минфине. Таким образом, говорят там, реализация проекта ВНХК в условиях налогового маневра означала рост операционной эффективности его первой очереди более чем на 30% по сравнению с фискальными условиями 2013 года.

В ответ в «Роснефти» заявили, что готовы вернуться к идее строительства ВНХК при наличии привлекательных и гарантированно стабильных фискальных и регуляторных условий, а также будут пытаться найти эффективную экономическую модель проекта. Но, как считают источники, «Ъ» на рынке, такой вариант исключен прежде всего потому, что не решены те проблемы, которые мешали реализации ВНХК в предыдущие десять лет.

Ирина Салова

Торговая война США и Китая: вести с газовых полей

— **мнение** —

Директор по исследованиям VYGON Consulting
МАРИЯ БЕЛОВА



Очередной жертвой торговой войны США и КНР стал СПГ: с 1 июня Китай повышает импортные пошлины на американский газ с 10% до 25%. Пока рынку удастся безболезненно перераспределить ранее предназначенные для КНР объемы газа. Затяжные военные действия могут привести к демпингу в европейском сегменте СПГ, что отразится на положении российских поставщиков газа в этот регион.

Китайские пошлины на СПГ из США в размере 10% были введены в сентябре 2018 года, что привело к увеличению стоимости американского газа на рынке КНР. В результате за первые четыре месяца 2019 года из США в Китай было экспортировано всего 0,3 млн тонн СПГ (или 1% от общего китайского импорта сжиженного природного газа). Для сравнения: поставки американского газа за аналогичный период прошлого года составили 1,4 млн тонн СПГ (или 6% китайского импорта СПГ).

Введение заградительных пошлин происходило на фоне падения цен на газ в Азии (как спотовых, так и по долгосрочным контрактам), которое также негативно повлияло на конкурентоспособность американского СПГ на китайском рынке. При этом КНР продолжала наращивать закупки сжиженного газа: с января по апрель 2019 года было импортировано на 3,5 млн тонн СПГ больше, чем за аналогичный период 2018 года. Лидером роста по объемам поставок в Китай стала Австралия, увеличив их на 2,8 млн тонн, далее следуют Папуа—Новая Гвинея (+0,8 млн тонн) и Малайзия (+0,5 млн тонн). Экспорт российского СПГ в КНР остался неизменным — 0,6 млн тонн. Однако с началом сезонной навигации по СМП можно ожидать увеличения поставок газа «Амал СПГ» на восток.

Потеряв Китай, американский СПГ устремился на другие рынки. Увеличились поставки в соседние страны АТР: Японию, Сингапур, Индию и Южную Корею (суммарно на 1,1 млн тонн), и в десять раз увеличился экспорт в Европу (с 0,4 млн до 4,1 млн тонн). Наиболее впечатляющие показатели в регионе только у России, объемы поставок амальского СПГ которой выросли с 1 млн до 5,6 млн тонн.

Поэтому предстоящее повышение пошлины на американский газ в Китае до 25% в краткосрочной перспективе не повлияет на глобальный рынок СПГ: все объемы газа из США, которые планировалось поставить в КНР, уже размещаются на других рынках.

Если же говорить о среднесрочной перспективе, то прежде всего необходимо проанализировать взаимные обязательства воюющих сторон в газовой сфере. По странному стечению обстоятельств два из трех действующих долгосрочных соглашений на поставку СПГ из США в КНР (включая Тайвань) были подписаны только в начале прошлого года. Традиционно осторожные китайские компании переждали и контрактный ажиотаж 2011–2013 годов, когда было совершено максимальное число газовых сделок, и разочарование покупателей после начала экспорта американского СПГ в 2016 году — все для того, чтобы взять на себя долгосрочные обязательства прямо накануне торговой войны. Кроме того, в 2018 году было подписано два предварительных соглашения, которые в ближайшее время вряд ли станут обязывающими контрактами. Но не стоит списывать все на несвоевременность или неудачную судьбу китайских компаний — возможно, они предпринимали попытки укрепить давящий трещину фундамент китайско-американских отношений.

Итак, в рамках долгосрочных договоренностей поставки американского газа в Китай в прошлом году должны были составить примерно 1,5 млн тонн, фактически же импорт достиг 2,6 млн тонн. То есть около 40% грузов пришлось на спотовые партии некихитайских компаний. Как правило, это и неамериканские предприятия, к которым право собственности на газ переходит в порту отгрузки СПГ. Рост пошлин до 25% в текущей рыночной конъюнктуре приведет к удорожанию поставок американского газа в КНР до \$8,8 за MTBU (млн британских тепловых единиц). Спотовая цена на газ в Китае составляет примерно \$5,5 за MTBU, что будет означать прямые убытки для спотовых поставщиков американского СПГ, а значит, с уверенностью можно говорить, что в текущем году их доля в китайском импорте будет близка к нулю.

Экспорт в рамках долгосрочных обязательств в 2019 году совпадает с показателями прошлого года, однако опять-таки не очевидно, что именно 1,5 млн тонн американского СПГ попадут в Китай: половина этого объема отгружается с завода Corpus Christi на условия FOB, а значит, его владелец компания PetroChina вправе везти этот газ на любой рынок. Минимальный объем импорта СПГ из США в Китай в 2019 году составит 1 млн тонн, или всего около 2% ожидаемого американского экспорта.

Ситуация, когда один из крупнейших потребителей СПГ оказывается закрыт для поставщика, у которого в течение ближайшего года произойдет удвоение производственных мощностей, вызывает беспокойство. Китайский рынок становится привлекательным для спотовых поставщиков американского газа при цене не ниже \$10/МБТЕ, и то только при условии сохранения цен на газ Henry Hub и фрэктовых ставок на текущем уровне. И мы пока не видим предпосылок для столь существенного роста спотовых цен на газ в стране.

Владельцы непристроенного американского газа, объемы которого станут расти по мере ввода новых мощностей, будут готовы идти на ценовые уступки вплоть до продажи в убыток, и вероятно, это будет происходить на европейском рынке. Демпинг в СПГ на фоне растущих цен на газ в долгосрочных контрактах на трубопроводный газ (по причине недавнего увеличения цен на нефть) может снизить привлекательность российских поставок. Но это не обязательно приведет к сокращению суммарного экспорта газа из РФ: СПГ может быть направлен на другие рынки, а в конце года произойдет запуск газопровода «Сила Сибири».

В дальнейшем многое для рынка СПГ будет зависеть от того, насколько затяжной окажется эта торговая война. Пока же гораздо большие потери от нее понесут сторонние игроки, нежели враждующие стороны.

На радость акционерам

— **стратегия** —

Сразу несколько крупнейших компаний российского нефтегазового сектора по итогам 2018 года могут начислить акционерам рекордные дивиденды. Повышать выплаты им позволяют укрепление мировых цен на углеводороды и наращивание поставок за рубеж. Но, предупреждают эксперты, уже во втором полугодии стоимость нефти может пойти вниз под влиянием масштабного экспорта из США.

«Газпром», не планировавший увеличивать размер дивидендов в течение двух лет на фоне инвестиционного пика, неожиданно пересмотрел это решение. Совет директоров компании рекомендовал увеличить выплаты вдвое, до 16,61 руб. за акцию. Это самый высокий уровень за всю историю компании. В апреле менеджмент предлагал выплатить 10,43 руб. на акцию. Это решение совет директоров изменил на фоне максимальных показателей чистой прибыли. В 2018 году компания увеличила ее вдвое, до 1,46 трлн руб., за счет рекордного экспорта (свыше 200 млрд куб. м) и повышения цен на газ вслед за котировками нефти.

Повышения выплат от «Газпрома» давно добивался Минфин, требуя довести их до уровня 50% от чистой прибыли по МСФО. Так как компания на это не соглашалась, министерство компенсировало недополученные от монополии дивиденды, ежегодно повышая НДПИ во втором полугодии. В прошлом году «Газпром» пересчитал в бюджет дополнительное 72 млрд руб. Выполнять требование Минфина «Газпром» обещает после 2020 года, когда будут построены новые экспортные маршруты («Северный поток-2», «Турецкий поток» и «Сила Сибири»). Но, считают эксперты, размер дивидендов монополии будет во многом зависеть от успешности его экспортных поставок, а на их маржинальность в ближайшей перспективе продолжит давить конкуренция со сжиженным газом в Европе. Запуск все новых экспортных СПГ-проектов в Соединенных Штатах ведет к падению стоимости природного газа на мировых газовых рынках. Но объемы этих поставок в ЕС пока незначительны в сравнении с поставками трубопроводного газа из России, поэтому в 2019–2020 годах акционеры «Газпрома» могут рассчитывать на высокие дивиденды.

Хорошая рыночная конъюнктура, а также перенаправление поставок из АТР в Европу позволили начислить рекордные дивиденды и НОВАТЭКу, который в конце 2018 года досрочно запустил на полную

мощность завод по сжижению газа «Амал СПГ». Акционеры компании (основные — Леонид Михельсон с 24,76% акций, Геннадий Тимченко с 23,49%, а также Total — 19,4% и «Газпром» — 9,99%) получат 79 млрд руб., или около 34% прибыли по МСФО, против 45,4 млрд руб. в прошлом году. Глава компании Леонид Михельсон заявил, что компания пересмотрит нижнюю планку дивидендов в 2020 году, когда будут понятны детали финансирования ее второго проекта «Арктик СПГ-2». В настоящее время НОВАТЭК платит как минимум 30% от нормализованной прибыли по МСФО.

Не отстанут от газовых и нефтяные компании. По итогам 2018 года «Роснефть» с учетом уже начисленных за первое полугодие дивидендов увеличит финальные выплаты в 2,5 раза, до 25,91 руб. за акцию. По данным компании, у нее один из самых высоких уровней выплат акционерам — 50% от прибыли по МСФО. По итогам 2018 года на дивиденды будет направлено 274,6 млрд руб.

Нарастить дивиденды вдвое планирует и «Газпром нефть». Совет директоров компании рекомендовал в апреле направить на это по итогам 2018 года 30 руб. на акцию (в целом 142,2 млрд руб., или 37,8% чистой прибыли по МСФО, достигшей в прошлом году 376,7 млрд руб.). Компания уже четвертый год подряд обновляет дивидендные рекорды.

Не так бурно растут выплаты акционерам ЛУКОЙЛа. Их суммарный размер по итогам 2018 года ожидается на уровне 250 руб. на акцию, что на 16% выше, чем в прошлом году. А «Сургутнефтегаз», чистая прибыль которого по МСФО выросла в 4,4 раза, до 850 млрд руб., увеличит выплаты на привилегированные акции в 5,5 раза (до 7,62 руб. на акцию) и оставит их на том же уровне в отношении обыкновенных акций (0,65 руб.). При этом компания продолжает увеличивать объем средств на банковских депозитах. По итогам 2018 года он вырос еще на треть, до 3,1 трлн руб.

Однако, несмотря на впечатляющие результаты российских нефтегазовых компаний в первом квартале 2019 года, в дальнейшем на них, а следовательно, и на дивидендах может отразиться замедление мировой экономики, считают эксперты. Также на уровень нефтяных цен во втором полугодии 2019 года может негативно повлиять прогнозируемое резкое увеличение добычи и экспорта из США. В Rystad Energy считают, что на фоне этого России и другим членам ОПЕК+ стоит поддерживать своих обязательств по сокращению добычи нефти для поддержания ее цены и регулировать мировой нефтяной рынок как минимум до конца текущего года.

Мария Кутузова

нефть и газ

На пороге технологического прорыва

С истощением запасов углеводородов в традиционных регионах добычи применение новых технологий стало главным залогом развития нефтегазовых компаний в России и мире. Своевременные инвестиции в научную базу и развитие практических работ стали основой технологического лидерства ЛУКОЙЛа. Применение передовых методик позволило компании не только существенно сократить падение добычи, но и повысить производство трудноизвлекаемых залежей.

— инновации —

До последней капли

Основой стратегии развития ЛУКОЙЛа является постоянное повышение эффективности производства с сокращением затрат, а также применение новых технологий, что обеспечивает устойчивый органический рост добычи. В развитии компании одну из ключевых ролей играет направление R&D (Research & Development), то есть научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки. Тиражирование инновационных подходов, отдельный подход к каждому месторождению, локальная адаптация лучших мировых практик и постоянный обмен опытом с передовыми глобальными производителями углеводородов позволяет ЛУКОЙЛу наращивать объемы добычи как традиционной нефти, так и трудноизвлекаемых запасов.

Уже несколько лет технологии повышения отдачи пластов позволяют ЛУКОЙЛу существенно наращивать производство. Так, в прошлом году дополнительная добыча в РФ составила 21,7 млн тонн нефти, что составляет 26,4% от общей добычи нефти компании по России. Одним из методов интенсификации нефтеотдачи является бурение боковых стволов. Компания начала применять эту систему на своих месторождениях в Пермском крае в 2008 году. Так, по данным «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», если в 2017 году нефтекомпания получила 480 тыс. тонн нефти из боковых стволов, то в 2018 году добыча была на уровне уже 600 тыс. тонн. Наиболее широко эта технология подходит для условий Западной Сибири и Пермского края, где есть большой фонд скважин и достаточные запасы.

● ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» — единый научно-проектный комплекс компаний бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» ЛУКОЙЛа с 3,2 тыс. сотрудников, основная задача которого повысить эффективность геологоразведки и добычи нефти и газа за счет использования передовых технологий и инновационных разработок. Предприятие зарегистрировало 146 патентов на изобретения, 10 патентов на полезные модели и 21 ноу-хау. По итогам 2018 года компания испытала 128 технологий, в этом году планирует отработать 167 технологий. Около четверти из них переходит в промышленную эксплуатацию.

Западная Сибирь остается основным регионом добычи ЛУКОЙЛа. С момента, когда производство там начало падать, наработан определенный опыт, который позволяет не только снизить темпы снижения добычи, но и максимизировать выгоду за счет снижения затрат. Сейчас в регионе успешно применяются разработанные компанией технологии, которые уменьшают объемы добычи воды, обеспечивая дополнительные притоки нефти.

Среди основных — многозонные гидро разрывы, различные модификации изоляционных работ, многостовбное и горизонтальное бурение. Как пояснил генераль-



ный директор «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Вадим Воеводкин, именно применение горизонтальных эксплуатационных скважин с горизонтальными нагнетательными скважинами на ряде месторождений с трудноизвлекаемыми запасами дает более высокие результаты, чем применение обычных вертикальных с наклонными нагнетательными. По его словам, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» с 2013 года проводил тестовые работы по эксплуатации подобной системы в Западной Сибири и получил хорошие результаты. Например, в 2016 году она тестировалась на Пякяхинском нефтегазоконденсатном месторождении со сложным геологическим строением с газовыми шапками и нефтяными оторочками. А в 2019 году ее планируется внедрить на Сыморяхском месторождении.

Увеличить эффективность добычи на низкодебитных месторождениях ЛУКОЙЛу помогает строительство скважин с малым диаметром. «Если мы понимаем, что на этой скважине больше 5–10 тонн нефти в сутки не получим, зачем нам строить скважину по обычной конструкции? Мы строим скважину с малым диаметром, при этом на 25%-30% снижаем стоимость», — пояснил Вадим Воеводкин.

В комплексе эти методы позволили снизить темпы падения добычи в Западной Сибири на обводненном фонде с 9% до 2016 года до 5,8% в 2017 году и 3,7% в 2018 году.

Помимо этого компания применяет подход «Интеллектуальное месторождение», актуальный в первую очередь на тех проектах, которые будут обеспечивать капитализацию ЛУКОЙЛа в среднесрочной и долгосрочной перспективах. Такой метод используется на 20% от общего количества месторождений, но при этом они будут обеспечивать свыше 80% общей добычи компании. «Внедря подход интеллектуализации скважин с увязкой с инструментами моделирования, мы получаем синергетический эффект в виде планирования добычи с учетом реального потенциала каждой скважины, снижения простоев скважин, за счет мгновенного реагирования на их остановку. И в большинстве случаев мы заранее знаем, когда скважина остановится, заблаговременно готовим мероприятия по предотвращению остановок, тем самым влияем на повышение эффективности процесса добычи нефти. Конечно, умная скважина требует больших затрат, но все

они с лихвой окупаются за счет качественно выстроенного процесса управления добычей в онлайн-режиме с учетом реального потенциала каждой конкретной скважины», — считают в ЛУКОЙЛе.

По месторождениям, на которых внедрен комплексный подход на базе интегрированного моделирования, фиксируется снижение операционных затрат в среднем на 10% на скважину. Это снижение происходит наряду с ростом добычи в среднем более чем на 2%, которая достигается за счет сокращения простоев скважин и более тщательного подбора оптимизационных мероприятий. Эффект от применения «умных» технологий является комплексным. Так, применение инструментов моделирования влияет на рост наработки на отказ глубинно-насосного оборудования и увеличение межремонтного периода скважин, что приводит к уменьшению задействованных бригад текущего ремонта скважин. А это одна из составляющих себестоимости добычаемой продукции.

Вклад в науку

Отдельным направлением работы для ЛУКОЙЛа является добыча трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). За последние пять лет на научные изыскания в этой области компания выделила более 1 млрд руб. В части ТРИЗ «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» работает совместно с другой структурой компании — РИТЭК, а также сотрудничает со Сколковским институтом науки и технологий (Сколтех) и использует опыт других компаний. «На сегодняшний день у нас есть определенные успехи. Пробурен ряд скважин и получен дебит на трудноизвлекаемые запасы более 100 тонн в сутки», — сообщил Вадим Воеводкин. Он отметил, что эволюция процесса по таким сложным вопросам нелинейна и долгое время тратится на изучение, а затем на подготовку вопроса перед тем, как случается определенный прорыв. По словам главы «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», компания сейчас как раз находится «на пути к этому прорыву». «Надеюсь, что в ближайшее время он произойдет», — сказал он.

Как отмечают в ЛУКОЙЛе, на данный момент построены детальные геолого-гидродинамические модели сложных объектов, которые позволяют прогнозировать так называемые sweet-spots (наиболее оптимальные точки). «Мы стали понимать, как и куда бурить, подтвердив модельные расчеты фак-

тически полученными результатами бурения горизонтальных скважин с МГРП. В настоящее время как раз осуществляется переход от стадии опытно-промышленных работ к стадии полноценного промышленного освоения ТРИЗ благодаря новым технологиям. Это важнейшая часть стратегии компании в сегменте upstream (добычи)», — отмечает Владимир Воеводкин.

Наглядный пример применения современных технологий по повышению нефтеотдачи пластов — разработка Ярегского месторождения тяжелых высоковязких нефтей в Республике Коми. Там за счет применения термогравитационных методов дренирования ЛУКОЙЛ в прошлом году перешагнул рубеж производства в 1,6 млн тонн нефти в год. В целом термические методы разработки Ярегского месторождения и пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (Коми) позволили нарастить добычу высоковязкой нефти в 2018 году до 4,3 млн тонн (рост на 25% по сравнению с 2017 годом).

Морские возможности

Как пояснил Вадим Воеводкин, совершенно другие подходы требуются при шельфовой добыче, например на месторождениях Северного Каспия с повышенным газовым фактором. «Мы применяем различные технологии в зависимости от конкретно поставленных задач», — отметил он. По словам топ-менеджера, если раньше при добыче применялись технологии с двумя-четырьмя открывающимися клапанами на скважине, то сейчас число клапанов может быть по большому счету неограниченным, что позволяет при необходимости отсечь участок трубы, где прорвался газ, при этом продолжая эксплуатацию скважины с максимальным дебитом нефти.

Северный Каспий является одним из ключевых регионов для ЛУКОЙЛа. С 1995 года компания открыла здесь десять месторождений (с учетом совместных предприятий с российскими и казахстанскими партнерами). Шесть из них — имени Владимира Филановского, имени Юрия Корчагина, имени Юрия Кувыкина, Хвалынского, Ракусешное, 170-й км — являются крупными многопластовыми. Такие характеристики позволили ЛУКОЙЛу называть Каспий новой перспективной нефтегазоносной провинцией, одной из крупнейших в постсовет-

ском периоде — с запасами свыше 7 млрд баррелей нефтяного эквивалента.

ЛУКОЙЛ активно наращивает добычу на уже введенных объектах — месторождениях имени Корчагина и Филановского. Также ЛУКОЙЛ ведет разработку новых проектов. Так, в 2018 году он принял окончательное инвестиционное решение по проекту обустройства Ракусешного месторождения. Начало промышленной добычи нефти запланировано на 2023 год с ожидаемой полкой добычи 1,2 млн тонн в год.

Новые горизонты

Несмотря на стабильно растущую добычу, ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание поддержанию ресурсной базы. В 2018 году компания восполнила доказанные запасы более чем на 100%, что соответствует стратегии группы. «Мы понимаем вызовы, стоящие перед нами: усложнение геологического строения перспективных объектов, повышение геологических рисков при выходе в новые территории и глубокие горизонты разреза, рост числа газовых объектов», — отмечают в ЛУКОЙЛе.

Для успешного решения поставленных компанией задач ЛУКОЙЛ привлекает фундаментальное научное обоснование ГРП с применением современных инновационных технологий геологических исследований, поэтому длительное время эффективность поисково-разведочного бурения не опускается ниже 85%.

В компании развивается современная технология укрупнения локальных и региональных моделей на основании данных сейсмки 3D, формирование так называемых суперкубов, позволяющих получить взаимоувязанную сейсмогеологическую модель месторождения целиком и выявить новые перспективные объекты по площади и в разрезе.

Помимо этого для повышения эффективности воспроизводства минерально-сырьевой базы на новых территориях расширяются региональные исследования и применяется обобщенная в мире технология бассейнового моделирования, позволяющую обосновывать перспективы нефтегазоносности новых территорий, повышать эффективность поисковых работ и снижать риски при проведении геологоразведочных работ.

Ольга Матвеева

ЛУКОЙЛ продолжает модернизацию НПЗ

— развитие —

ЛУКОЙЛ, завершив основные инвестиции в модернизацию перерабатывающих мощностей в 2016 году, до сих пор продолжает повышать эффективность своих НПЗ. Производители реализуют ряд новых проектов, которые позволяют качественно улучшить работу входящих в группу предприятий.

Основной из них — строительство комплекса замедленного коксования на Нижнегородском НПЗ. Он включает в себя строительство самой установки (УЗК), блока гидроочистки дизельного топлива, блока для фракционирования газа, установок по получению серы и водорода и другой инфраструктуры. Проектная производительность комплекса составит 2,1 млн тонн в год. Проект оптимизирует работу НПЗ и улучшит выход светлых нефтепродуктов более чем на 10%, сократив при этом производство мазута на 2,7 млн тонн в год. Запуск комплекса запланирован на 2021 год. Помимо этого, ЛУКОЙЛ рассчитывает построить на той же площадке установку изомеризации мощностью 400 тыс. тонн в год.

На другом заводе — «Петротел» (Румыния) — ЛУКОЙЛ намерен модернизировать уже действующую установку замедленно-



го коксования с увеличением мощности на 20%. Также в планах запуск новой установки деасфальтизации мощностью 1 млн тонн в год на Волгоградском НПЗ.

Досрочное завершение модернизации и последующая оптимизация позволяют ЛУКОЙЛу рассчитывать на наращивание поставок дизельного топлива в Европу

на фоне введения с 1 января 2020 года поправок к конвенции МАРПОЛ, запрещающих использовать мазут с содержанием серы свыше 0,5% в качестве судового топлива. Как пояснил вице-президент компании по нефтепереработке, нефтехимии, газопереработке Рустем Гималетдинов, компания уже удалось значительно сократить производство высокосернистого мазута на своих НПЗ. «Технологическая конфигурация ряда наших заводов (ПНОС, Петротел) позволяет уже сегодня работать по безмазутной схеме», — пояснил он. Введение новых экологических требований, по оценке ЛУКОЙЛа, приведет к увеличению крек-спредов на мазут и средние дистилляты, а также росту дифференциала Brent-Urals в 2020 году. Причем это случится не моментально, изменения должны начаться заранее. Спред на дизель может, по консервативной оценке, расширяться на \$15 на тонну, спред на мазут — на \$29 на тонну.

В дальнейшем крек-спреды и дифференциал могут вернуться к историческим уровням, так как фактор МАРПОЛа нивелируется по мере установки скрубберов на судах, а также модернизации и оптимизации работ НПЗ, считают в ЛУКОЙЛе. По словам господина Гималетдинова, в зависимости от ситуации на рынке, компания способ-

на еще больше сократить выпуск товарного мазута путем оптимизации сырья и объемов переработки, или направив его в качестве сырья на другие НПЗ группы, или для производства энергии.

Помимо этого, по словам Рустема Гималетдинова, новой точкой роста для компании может стать нефтехимическое направление. «У нас есть большое количество очень качественного сырья для производства и полиэтилена, и полипропилена через классическую нефтехимию через пиролиз», — пояснил он.

ЛУКОЙЛ рассматривает возможность строительства нового предприятия по полиэтилену и по полипропилену. Скорее всего, площадкой для строительства завода будет выбрана Пермь, поскольку, отмечает топ-менеджер, здесь есть большое количество «правильного» сырья — этана, сжиженных углеводородных газов и легкой нефти. Предприятие может заработать через 5-6 лет, однако корпоративное решение пока не принято. Также в ближайшие пять лет ЛУКОЙЛ планирует расширить мощности по производству этилена и полиэтилена в Буденновске и построить новое производство полипропилена в Бургасе и Нижнем Новгороде.

Ольга Мордюшенко, Максим Баранов

нефть и газ

Экостахановцы

Успехи на экологическом поприще не только улучшают имидж компаний, но и имеют вполне конкретное финансовое выражение: международные инвесторы уделяют этой стороне вопроса все больше внимания. ЛУКОЙЛ по итогам 2018 года значительно улучшил свои экологические показатели. В 2018 году затраты компании, связанные с природоохранными мероприятиями, составили 35,53 млрд руб., говорится в проекте годового отчета компании (имеется в распоряжении „Ъ“). Львиная доля пришлась на мероприятия по охране атмосферного воздуха (31%) и предупреждение и ликвидацию аварийных ситуаций, в том числе диагностику и замену трубопроводов (41%).



— безопасность —

Добавь газу!

Главным достижением 2018 года в компании считают повышение уровня использования ПНГ до рекордных 97,4% по группе ЛУКОЙЛ, причем объем газа, сжигаемого на факеле, упал за год сразу на 44%. Этот показатель, как локомотив, тянет за собой множество других, таких как выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов, объясняет начальник отдела охраны окружающей среды ПАО ЛУКОЙЛ Марина Чиковани. В результате загрязняющие выбросы в атмосферу снизились на 14%, а общий объем прямых парниковых выбросов — на 4%. Таким образом, цель по сокращению выбросов прямых парниковых газов на 1,2% к 2020 году досрочно достигнута по итогам 2018 года», — отмечается в докладе.

Также превышен изначально заложенный на 2018 год уровень утилизации ПНГ (96,8% от объема добычи). Это стало возможным благодаря Программе рационального использования попутного нефтяного газа, которая стартовала в 2013 году и к настоящему времени в основном завершена. В 2018 году в рамках программы в эксплуатацию было введено девять объектов. Суммарные инвестиции в 2018–2021 годах запланированы в объеме 19 млрд руб., за это время должны быть построены или реконструированы 29 объектов. Всего же с 2013 года, когда была запущена программа, построено: 102 объекта, более 900 км газопроводов, 4 установки подготовки газа, 9 газотурбинных энергоустановок и 13 газоконденсаторных станций.

В 2018 году компания сократила водопотребление на собственные нужды (на 6%), доля загрязненного стока в общем объеме водоотведения упала с 0,5% в 2017 году — до 0,4%, а абсолютный объем сброса загрязненных сточных вод сократился на 20%, до 0,9 млн кубометров. Объем утилизации отходов производства за год составил 1 млн 582 тыс. тонн «и был сопоставим с объемом их образования». Одновременно компания работает над ликвидацией «отходов доприватизационного периода», то есть, по просту говоря, тяжелого наследия советских времен. Их объем в 2018 году сократился на 16%, до 269 тыс. тонн.

Предметом отдельной гордости в компании стало резкое снижение удельного числа отказов трубопроводов — с 0,12 до 0,09 случая на 1 тыс. км. Это лучший показатель за последние семь лет. Как отмечается в отчете, 99% происшествий с экологическими последствиями связано с разгерметизацией трубопроводных систем. Поэтому особое внимание уделяется борьбе с коррозией, тем более климат в регионах, где сосредоточена большая часть производственных активов ПАО ЛУКОЙЛ, — Республика Коми, Западная Сибирь, Пермский край, очень ей способствует. Доля вновь построенных трубопроводов в антикоррозионном исполнении выросла с 63,2% в 2017 году до 67,6% в 2018-м. Была проведена замена 1,2 тыс. км изношенных труб (2,6% от их общей протяженности). Поскольку трубы ржавеют не только снаружи, но и изнутри, для защиты их от агрессивной среды, которую представляет собой сырая нефть, закачали 7,1 тыс. тонн ингибиторов



коррозии, доля защищаемых таким образом трубопроводов достигла 10,5%.

Полностью избежать аварий на трубопроводах не удавалось никому и нигде. Поэтому ученые постоянно работают над совершенствованием способов ликвидации последствий аварийных разливов. В апреле 2019 года положительное заключение Государственной экологической экспертизы получила технология ликвидации нефтяных разливов на водных объектах в условиях арктических широт, разработанная в ЛУКОЙЛе, рассказала «Ъ-Нефть и газ» Марина Чиковани. Технология, на различные составляющие которой получено в общей сложности девять патентов, основана на совместном применении сорбирующих материалов и биологических препаратов. В паре они образуют биосорбент, поглощающий и разлагающий разлитую нефть.

Основное преимущество биотехнологии: она работает при достаточно низких температурах. Уже +4°C для нее вполне рабочая среда, а вообще-то можно использовать и на льду. Разработки и испытания заняли несколько лет, и теперь технология готова к применению. Это позволит при необходимости производить доочистку пятна разлива после сбора основной массы нефти или ликвидировать мелкие проливы в водной среде.

Моржа всякий полюбит

Вторая ключевая составляющая природоохранной программы — забота о сохранении биоразнообразия в регионах присутствия компании. Соответствующая целевая программа появилась в ПАО ЛУКОЙЛ в 2015 го-

ду, после того как в июне 2014 года президент Владимир Путин провел совещание по вопросам эффективного и безопасного освоения Арктики, по итогам которого был принят целый ряд поручений. «Компания стремится избежать проведения работ в местах обитания ценных и особо охраняемых видов растений и животных, в особо чувствительных экологических зонах, в периоды вегетации растений, размножения и миграции диких животных или минимизировать воздействие, когда нельзя избежать проведения работ на определенных территориях и в определенных сезоны, стремится предотвращать создание постоянных и непреодолимых препятствий для миграции диких животных в форме линейных сооружений», — следует из политики компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. В поручении президента РФ, адресованном нефтегазовым компаниям, речь шла исключительно о морских объектах. У ЛУКОЙЛа такой объект только один — это нефтеналивной терминал «Варандей» в Ненецком автономном округе. При его строительстве уже были заложены все возможные защитные механизмы от экологического ущерба, рассказал „Ъ“ заместитель директора, главный инженер ООО «Варандейский терминал» Эдуард Федоров. Например, береговая часть терминала соединяется с морской двумя трубами длиной 22,6 км. Выбор такой технологической схемы был глубоко осознанным. В двухтрубной системе меньше рабочее давление, следовательно, меньше риски утечек. Если на одной нитке все же происходит потеря герметичности, установлен-

ная на морском причале система позволяет оперативно вытеснить из трубы нефть, заменив ее морской водой. Морской трубопровод в двухниточном исполнении дает возможность качественно контролировать состояние труб: в одну из камер запуска и приема очистных и диагностирующих устройств, расположенных на береговом резервуарном парке, устанавливается специальное устройство. С помощью насосных агрегатов его прогоняют по двум ниткам морского трубопровода и извлекают из второй камеры.

Выполняя поручение президента РФ, ЛУКОЙЛ пошел дальше и распространил действие своей программы на наземные активы ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ — Коми» и ООО РИТЭК в приарктической зоне. «Основной упор делается на программы наблюдения за популяцией видов-индикаторов, то есть растений и животных, характеризующих и формирующих локальную экосистему», — рассказывает Марина Чиковани. Перечень этих видов утверждается Минприроды. В регионах работы ПАО ЛУКОЙЛ в Арктике к ним отнесено 14 видов водорослей, 9 видов беспозвоночных животных, 6 видов зоопланктона, 5 видов рыб, 9 — птиц и 2 — животных, в том числе белый медведь.

Наблюдая за состоянием и динамикой популяции этих видов, можно составить представление о влиянии объектов нефтедобычи на состояние окружающей среды. «Результаты позитивные: снижения численности видов однозначно нет, а в ряде регионов мы наблюдаем даже прирост тех или иных видов», — радуется Марина Чиковани.

В ЛУКОЙЛе, например, большое внимание уделяется тематическим учениям по спасению животных, которые могут попасть в зону разлива нефти. Например, в 2017 году такой тренинг, к участию в котором привлекались подразделения Варандейского терминала и «ЛУКОЙЛ-Коми», устраивался совместно с Всемирным фондом дикой природы (WWF). В 2018 году в продолжение этой истории компания приняла участие в оснащении базы комплекса по содержанию диких животных заказника «Ильмено-Бугровой» (Астраханская область) пунктом по реабилитации для животных, которые могут пострадать при нефтяном загрязнении, если такое случится.

Одним из возможных направлений развития программы может стать «усыновление» компаний какого-нибудь отдельного вида животных. Эта практика широко распространена в мире — например, Каспийский трубопроводный консорциум, в который входит ЛУКОЙЛ, взял под крыло сайгаков. Подходящая кандидатура имеется. В 2016 году состоялась совместная с WWF экспедиция по изучению популяции моржей в юго-восточной части Баренцева моря (в зоне деятельности ООО «Варандейский терминал»). Экологи фиксировали перемещение животных и формирование лежбищ, в том числе с помощью спутников.

Соответствуя мировым трендам

Хорошее поведение, как известно, окупается. То же можно сказать и о заботе об окружающей среде. По статистике Управления обеспечения добычи газа ПАО ЛУКОЙЛ, 90% включенных в Программу рационального использования ПНГ объектов имеют положительный экономический эффект и небольшие сроки окупаемости. Такое сочетание экологической и экономической составляющих не может не порадовать инвесторов, предъявляющих все более высокие требования к соблюдению экологических норм.

Кроме того, ЛУКОЙЛ активно вкладывается в развитие альтернативной энергетики. Будущих сотрудников готовят на создании при поддержке компании кафедре возобновляемых источников энергии в Российской государственном университете нефти и газа им. И. М. Губкина. Доля возобновляемых источников энергии в коммерческой генерации компании по итогам 2018 года составила 7%. В частности, реализуется большой проект по строительству солнечных электростанций на территории реконструируемых нефтеперерабатывающих заводов. Старейшие заводы компании построены довольно давно, когда технологические стандарты были иными и модернизация позволяет высвободить большие площади. Пилотные проекты реализованы в Болгарии и Румынии. В 2018 году солнечная электростанция мощностью 10 МВт работала на Волгоградском НПЗ. «ЛУКОЙЛ не единственная компания, которая имеет мощности возобновляемой энергетики, но остальные проекты на порядок меньше», — отмечает руководитель программы по экологической ответственности бизнеса WWF России Алексей Книжников.

Дмитрий Павлович