Как государство рассчитывает обеспечивать безопасность Арктики | 14

НГ

Тематическое приложение к газете **Коммерсантъ**

Нефть и газ

Понедельник 30 октября 2017 №202/П (6196 с момента возобновления издания)

kommersant.ru

15 Какие газопроводы может так и не построить «Газпром»

16 О том, эффективней ли управление зарубежных компаний, чем российских,— управляющий директор российского офиса Spencer Stuart Ярослав Глазунов

17 Почему компаниям не нужна цена на нефть выше $60 за баррель

За последние несколько месяцев нефтегазовая отрасль США подверглась серьезной проверке на прочность. Регион пережил сразу несколько природных катаклизмов подряд, которые во многом повлияли на параметры добычи. Компании до сих пор не до конца устранили последствия ураганов «Ирма» и «Харви», а также тропического шторма «Нейт». На фоне снижения производства многие ожидали активного роста цены на нефть, но, оказалось, инвесторов дождь и ветер не пугают.

Ураганы проверили нефть на прочность

— рыночная ситуация —

Нефтегазовые компании постепенно восстанавливают работу в Мексиканском заливе США, остановленную из-за урагана «Нейт». Тропический шторм 8 октября усилился до урагана и стал двигаться от залива в направлении штата Луизиана. Порывы ветра достигали 160 км/ч. Из-за его приближения был эвакуирован персонал добывающих платформ Exxon Mobil Corp. и Chevron Corp. В итоге добыча нефти в Мексиканском заливе снизилась на 19,63% (около 344 тыс. баррелей в сутки), по данным Бюро по безопасности и охране окружающей среды США (BSEE). Производство газа в Мексиканском заливе сократилось на 12% (почти 11 тыс. кубометров в сутки). Всего было эвакуировано 20 из 737 платформ. Но, как сообщал BSEE, на середину октября добыча 85% нефти и 65% добычи газа в регионе все еще не возобновлена. И это при том, что «Нейт» оказался наименее опасным для США катаклизмом за последние месяцы: во время своего движения по Мексиканскому заливу он ослаб до тропического шторма, а затем до тропической депрессии, но все равно привел к уменьшению добычи нефти в американской части залива на 90%.

Куда более серьезный урон нанес ураган «Харви», обрушившийся на штат Техас и Луизиану в ночь на 26 августа. Он стал самым разрушительным на территории США за последние 12 лет после урагана «Катрина», который привел к затоплению Нового Орлеана. Тогда американским НПЗ потребовалось в общей сложности 18 месяцев, чтобы восстановиться от его последствий.

На начало сентября оставалась приостановленной добыча примерно 5,5% нефти и 8,43% природного газа из общего объема производства в Мексиканском заливе. Это около 96,3 тыс. баррелей нефти и примерно 7,7 тыс. кубометров газа в сутки. Общие потери Exxon от урагана оценивались в порядке 100 тыс. баррелей нефти в сутки, Shell — более 700 тыс. баррелей. «Харви», по мнению экспертов, поставил крест на намерении США вывести добычу нефти на целевой уровень 10 млн баррелей в сутки в ближайшей перспективе. Изначально предполагалось сделать это к концу года, и такой уровень стал бы максимально высоким с 1970-х годов. Теперь же это под вопросом.

Также была приостановлена значительная часть нефтедобычи на сланцевых месторождениях Техаса. По оценкам аналитиков, на месторождении Игл-Форд на юге Техаса добыча на начало сентября приостановлена почти целиком, а это около 1,4 млн баррелей в сутки. По объемам производства сланцевой нефти Игл-Форд занимает второе место в Техасе, уступая лишь Пермскому бассейну. Ликвидация последствий, по оценкам экспертов, занимает минимум несколько недель.

LUKE SHARRETT/BLOOMBERG VIA GETTYIMAGES.RU

Нефтегазовая промышленность США прошла проверку тремя ураганами легче, чем ожидалось на рынке

Но основной удар стихии пришёлся на нефтеперерабатывающие мощности, выведя из строя около четверти общего объёма производства в стране. Из-за ограничений транспортировки нефти и нефтепродуктов фьючерсы на бензин в США обновили двухлетние максимумы и в начале сентября превышали $2 за галлон. По данным Минэнерго США на начало сентября, «Харви» вывел из строя более четверти всех нефтеперерабатывающих мощностей США (почти 27%). Как сообщало агентство Bloomberg, по состоянию на 31 августа объем нефтепереработки в США снизился из-за шторма «Харви» до 4,25 млн баррелей в сутки, что является самым низким показателем с 2010 года.

Американские власти были вынуждены прибегнуть к поставкам нефти из стратегических резервов, для того чтобы смягчить последствия урагана «Харви». Глава Минэнерго США Рик Харви отдал распоряжение об экстренных поставках нефти из стратегических резервов нефти (SPR) напрямую к одному из действующих нефтеперерабатывающих заводов компании Phillips 66 в штате Луизиана. Поставка составила 500 тыс. баррелей нефти. Это первый случай за последние пять лет, когда США пришлось прибегнуть к изъятию нефти из стратегических резервов. До этого подобные меры принимались в 2012 году, когда из-за урагана «Айзек» была приостановлена работа 95% нефтедобывающих мощностей США в Мексиканском заливе. Тогда Минэнерго США также изъяло 1 млн баррелей нефти из резервов.

Но ситуацию во многом спасли рекордные коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов, которые на тот момент были в США и оценивались в 1,3 млрд баррелей (страна потребляет около 20 млн баррелей нефти в сутки, из которых примерно половина составляет бензин).

Неадекватная реакция

Ожидалось, что подобный удар по одному из лидеров мирового производства нефти и газа поддержит упавшие цены на нефть. Это было бы на руку ОПЕК и другим 11 странам-производителям, которые ради стабилизации рынка договорились в ноябре 2016 года сократить добычу. Изначально стороны решили заморозить производство на полгода на уровне 32,5 млн баррелей в сутки, но затем продлили сделку до конца марта 2018 года. Соглашение, по словам господина Новака, выполняется на 99%. А в августе страны ОПЕК+ даже превысили целевой уровень (116% от плана). Так, по данным ОПЕК, картель в августе снизил добычу нефти на 79 тыс. баррелей по сравнению с июлем, до 32,75 млн баррелей в сутки. И это дало результаты. По итогам восьми месяцев действия соглашения ОПЕК+ цена на нефть оказалась на максимуме с марта 2017 года — $56,7 за баррель.

Но, к удивлению экспертов, прогнозировавших бурный рост, в отличие от других мощных ураганов, таких как «Катрина», итогом катаклизма стало падение котировок. В банке Goldman Sachs прогнозировали, что ребалансировка рынка замедлится из-за ущерба от «Харви» и снижения спроса в октябре. Там отмечали, что восстановление может быть не быстрым. Хотя большинство НПЗ контролировали своё закрытие, существует немало таких, особенно в регионе Порт-Артур, которые были затоплены водой, а это означает, что масштабы нанесённого им ущерба пока неизвестны. Основываясь на прошлых крупных ураганах «Рита» и «Катрин», в Goldman предполагали, что около 10% перерабатывающих мощностей, которые были разрушены, останутся в нерабочем состоянии в течение нескольких месяцев.

Нидерландский банк ING отмечал, что цены на американское сырье должны снизиться, так как парализованное ураганом производство восстановится быстрее, чем спрос НПЗ, которые все еще закрыты из-за наводнения. В то же время в России сразу предсказали, что «Харви» глобально не повлияет на цену на нефть. В начале сентября министр энергетики РФ Александр Новак отмечал, что «события уже произошли, рынок не сильно отреагировал».

Аналогично рынок отреагировал и на ураган «Нейт»: в начале октября стоимость декабрьских фьючерсов на нефть Brent упала до $55,4 за баррель, ноябрьская цена WTI — до $49,3 за баррель. Также не оказал существенного влияния на ситуацию на глобальном нефтегазовом рынке и ураган «Ирма», ущерб от которого оценивается в сумму до $65 млрд. В то время как совокупный объем разрушений от урагана «Харви» может достичь $190 млрд, или 1% от ВВП США. Ураган «Ирма» сформировался 30 августа 2017 года и стал самым мощным в Атлантике как минимум за последнее десятилетие. На нефтяные компании, добывающие нефть на морском шельфе, ураган оказал меньшее воздействие, чем ожидалось. По изначальным прогнозам, «Ирма» могла нанести реальный разрушительный ущерб вышкам и трубопроводам в Мексиканском заливе. Но в целом подтвердились заявления американских компаний, которые уверяли, что нефтяной и газовый секторы США подготовлены к таким природным катастрофам, как «Харви».

То, что рынок так спокойно реагирует сразу на несколько масштабных природных катастроф, случившихся в течение короткого срока в одном из мировых центров добычи, означает, что для поддержания цены на энергоресурсы потребуются более глобальные и долгосрочные факторы. Но, отмечают эксперты, нефтегазовые компании в России и за рубежом уже заявили, что их вполне устраивает текущий уровень цен на сырье, и они не рассчитывают на их активный рост в ближайшие несколько лет. Аналитики отмечают, что для прогнозирования и реализации проектов производителям лучше иметь прогнозируемый уровень на долгосрочную перспективу, чем бесконечные колебания стоимости вверх-вниз.

Андрей Гуриков

Газовое масштабирование

— тенденция —

С ростом объемов СПГ на глобальном газовом рынке возникают и новые направления его использования. В своем недавнем исследовании эксперты компании PwC рассмотрели малотоннажное производство сжиженного природного газа (МТПСПГ) как перспективный тренд. Сейчас это направление не привлекает большого внимания игроков рынка газа, но в обозримом будущем может превратиться в широко востребованный бизнес.

Нишевый продукт

Сжиженный природный газ (СПГ) все сильнее определяет тренды мирового газового рынка. Основными тенденциями сейчас являются избыточное предложение и рост спотовой торговли этим продуктом. А ведь в перспективе планируется ввод в эксплуатацию новых крупных заводов по производству сжиженного газа, например российские «Ямал-СПГ» и «Арктик СПГ» НОВАТЭКа общей мощностью 35 млн тонн к 2025 году, а также ряд заводов в США.

При таких масштабах малотоннажное производство сжиженного природного газа мало кто рассматривает как перспективный бизнес за исключением небольшого числа рыночных игроков. Хотя, согласно выводам исследования PwC «От малого к большому», перспективы у этого бизнеса неплохие, и обратить на него внимание стоило бы уже сейчас. Малотоннажные заводы по производству сжиженного газа обычно предназначены для обслуживания конкретных рынков, их мощность составляет менее 0,5 млн тонн в год (в отличие от такого крупного промышленного завода по производству СПГ, как в рамках проекта Горгон, экспортный потенциал которого составляет около 16 млн тонн в год). Эти заводы обеспечивают газоснабжение конечных пользователей в местах, куда не подведены газопроводы, или клиентов, которым требуется жидкое топливо. Основной плюс МТПСПГ именно в том, что он может использоваться в жидкой форме, в отличие от традиционного СПГ, требующего регазификации и последующей транспортировки по газопроводной сети.

Продукция МТПСПГ имеет три основных направления использования: в качестве судового топлива (бункеровка), топлива для большегрузного наземного транспорта и для производства электроэнергии в неэлектрифицированных районах. Но рынок малотоннажного СПГ относительно незрелый. Хотя несколько крупных газовых компаний уже работают на этом рынке. Среди них Shell, Engie, ENI, Gasum, «Газпром».

ГЛЕБ ШЕРКУНОВ

Крупные нефтегазовые компании уже оценили перспективы малотоннажного СПГ

По предварительным расчетам, к 2030 году объем рынка МТПСПГ может вырасти примерно до 100 млн тонн в год. То, что рынок развивается, можно наблюдать на примере вышеупомянутых компаний. Так, Shell довольно активно входит в сегмент бункеровочных услуг в регионе Амстердам—Роттердам—Антверпен и в северной части Германии. В августе 2016 года Shell и правительство Гибралтара подписали договор на поставку СПГ. Французская компания по производству и распределению природного газа Engie намерена инвестировать $112 млн в МТПСПГ и инфраструктуру перевозок компримированного природного газа (КПГ) в Европе, и совсем недавно компания начала оказывать бункеровочные услуги, осуществляя заправку с судна на судно в бельгийском порту Зебрюгге. А финская компания Gasum расширяет свое присутствие в Северном регионе, инвестируя значительные средства в объекты перегрузки и хранения топлива в Швеции и Финляндии.

Российский «Газпром» в конце 2016 года утвердил программу развития на 2017–2019 годы, которая включает строительство газозаправочных станций, а также малотоннажное производство и использование СПГ в Европе и Китае. Компании из Юго-Восточной Азии, например индонезийская национальная нефтяная компания Pertamina, также инвестируют средства в объекты МТПСПГ.

Жидкие перспективы

Ситуация на мировом рынке добычи и переработки природного газа — низкие цены на сырье, избыток предложения, стремление к сокращению издержек — не помешает динамичному развитию МТПСПГ, более того, ему способствует ряд мощных факторов. Во-первых, в отличие от крупномасштабного, малотоннажное производство обеспечивает инвесторам более быструю и потенциально более привлекательную доходность в среднесрочной перспективе. Проверенная технология позволяет проектам МТПСПГ предоставлять услугу по принципу «подключай и работай» с более низкими инвестиционными потребностями и ускоренными графиками ввода в эксплуатацию, поэтому не возникает неясности с тем, когда проект будет реализован.

Во-вторых, в условиях малотоннажного производства есть возможность изменять мощность завода для удовлетворения растущего спроса при его краткосрочных колебаниях. В-третьих, именно благодаря своей гибкости МТПСПГ может стимулировать спрос в тех областях рынка, где раньше использование СПГ в качестве источника топлива было невозможно: для автономного энергоснабжения на островах и в отдаленной местности.

Ряд мировых компаний уже обратил внимание на рынок МТПСПГ, но пока его объемы невелики. Однако, по прогнозам Международного газового союза, рост спроса на СПГ в 2020 году может вырасти до 30 млн тонн. В Engie также ожидают увеличения спроса. К 2030 году он, как считают в компании, составит 75–95 млн тонн, распределившись следующим образом: использование в электроэнергетическом секторе — 26%, в качестве судового топлива — 32%, в качестве топлива наземного грузового транспорта — 42%.

с14

нефть и газ

Газовое масштабирование

— тенденция —

с13 В настоящее время наибольший рост МТПСПГ наблюдается в Китае, где правительство решает проблему загрязнения воздуха в крупных городах, а доступность газа и разница в цене с дизельным топливом делает МТПСПГ весьма перспективным бизнесом. Китай может похвастаться наибольшим количеством грузовых автомобилей, работающих на СПГ (более 200 тыс.), и останется доминирующим рынком еще как минимум в течение следующего десятилетия. Также в КНР под руководством China Clean Energy и ENN Energy Holdings быстрыми темпами создается заправочная инфраструктура: к 2025 году планируется построить около 3 тыс. заправочных станций КПГ/СПГ. Уже сейчас в Китае построено 19 бункеровочных понтонов для заправки СПГ, в следующие несколько лет предполагается построить еще 23.

США — следующий важный центр реализации проектов МТПСПГ. В транспортном секторе драйвером роста потребления является низкая цена благодаря обилию сланцевого газа. Более строгие нормы выбросов в атмосферу в морском судоходстве также способствуют использованию СПГ в качестве бункерного топлива для судов в США и Европе. Данная тенденция особенно заметна в скандинавском и балтийском регионах; первой страной, которая начала использовать СПГ в бункеровочном бизнесе, стала Норвегия. Помимо севера Европы растущая сеть терминалов по приему СПГ, обеспечивающих инфраструктуру МТПСПГ, сосредоточена в Испании, Греции и Турции.

РИА НОВОСТИ

Малотоннажный СПГ в ряде секторов рынка более эффективен, чем дорогие поставки сжиженного газа с масштабных проектов

Зоны роста

Малотоннажный СПГ может быть использован в первую очередь для бункеровки судов, которые потребляют большое количество топлива и следуют по регулярным маршрутам,— это грузовые и пассажирские суда, паромы и контейнерные суда, а также трансокеанские контейнерные суда, которые ходят в зонах эмиссионного контроля ЗЭК.

И в данном случае одним из драйверов развития этого сегмента МТПСПГ может стать нормативно-правовое регулирование в сфере использования судового топлива. И нормы будут ужесточаться. В 2015 году в соответствии с новыми нормами, установленными Международной морской организацией, предельно допустимое содержание серы было сокращено с 1% до 0,1% в ЗЭК, включая Балтийское море, Северное море и большую часть канадского и североамериканского побережья. В 2020 году эти нормы будут распространены на Средиземное море. В январе 2020 года новый предельный уровень глобальных выбросов сократит допустимое количество выбросов серы в регионах, которые не являются ЗЭК, с 35% до 0,5%. Эти ограничения подталкивают отрасль морского судоходства к реализации мер по борьбе с загрязнением окружающей среды, включая более широкое использование СПГ, который имеет гораздо более низкое содержание серы, чем дизельное топливо, используемое для бункеровки.

Ключевым аргументом в пользу использования СПГ в качестве топлива для наземного транспорта будет его экономическая эффективность. Готовность владельцев грузовых автомобилей перейти на СПГ в основном зависит от наличия и доступности заправочной инфраструктуры. В первую очередь СПГ будут использовать для заправки большегрузных и специализированных грузовиков транспортные компании, крупные логистические операторы, розничные и потребительские компании. То, что СПГ считается экологически чистым транспортным топливом, при горении которого выделяется меньше вредных веществ, может дать дополнительный стимул для его использования в целях бизнеса.

В сегменте автономного энергоснабжения решение перейти на СПГ с дизельного и нефтяного топлива, сжиженного нефтяного газа и нефтепродуктов в значительной степени может быть продиктовано более низкой ценой на альтернативные виды топлива. Перевод производства электроэнергии на СПГ обойдется дешевле, чем вложения в грузоперевозки и бункеровку, и для поддержания бизнеса не требуется крупной инфраструктуры.

Практичная минимизация

Потенциальных игроков рынка МТПСПГ при всей его перспективности ждут немалые трудности. Например, вначале для стимулирования спроса и простоты использования необходимы инвестиции в инфраструктуру, особенно в береговое хранение. Однако у игроков сектора не будет желания инвестировать, пока не возникнет спрос.

Кроме того, МТПСПГ должно быть конкурентоспособным и вытеснять другие виды топлива, в производство которых средства вкладывались десятилетиями. И изменить ситуацию будет непросто. Помехой также может стать неопределенность с нормативно-правовой базой и существование потенциальных проблем безопасности (особенно в бункеровочном секторе).

Участникам рынка МТПСПГ придется проявлять активность во всех сегментах отрасли: от поставок газа до транспортировки и распределения, включая прямые коммерческие отношения с конечными пользователями (там, где это имеет значение). От них потребуется не только сосредоточиться на основных видах деятельности, но и привлечь сторонние ресурсы для реализации мероприятий с низкой добавленной стоимостью, требующих местного присутствия и знания национальных норм в таких областях, как бункеровка, транспортировка товара конечному пользователю и поиск более мелких потенциальных пользователей автономного энергоснабжения. Помимо этого компании должны использовать свои ключевые компетенции в хеджировании сырьевого риска, чтобы снизить риск изменения цены для конечных пользователей на первоначальном этапе развития рынка.

«Интерес к направлению малотоннажного СПГ растет по разным причинам. В первую очередь это растущий спрос на СПГ в сегменте „мини“: бункеровка, заправка грузовиков и т. п. Сейчас он обеспечивается дроблением крупных грузов СПГ, но в условиях, когда нужны относительно небольшие объемы СПГ, сжижение и транспортировку можно сразу проводить на небольших мощностях»,— считает аналитик энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Александр Собко.

Для России сектор мини-СПГ важен и по другой причине. «У нашей страны нет своей технологии крупнотоннажного сжижения, но есть технологии и производственная база для строительства малотоннажных заводов (до 50 тыс. тонн в год), от нее относительно просто перейти и к среднетоннажному сжижению на российской базе (в некоторых случаях с помощью локализации иностранного оборудования),— говорит аналитик.— Использование российской производственной базы сделает такие заводы независимыми от режима санкций, более конкурентоспособными (в связи в ослабевшим рублем), сохранит большую часть валютной выручки в России».

Зная о перспективности МТПСПГ, российские компании начинают инвестировать в мало- и среднетоннажное производство. Например, в Высоцке строится завод мощностью 0,66 млн тонн в год, летом 51% в проекте приобрел НОВАТЭК (проект реализуется компанией «Криогаз», принадлежащей Газпромбанку). В Ленинградской области строится проект «СПГ Горская» — три линии по 0,42 млн тонн в год каждая, проект ориентирован преимущественно на бункеровку. Кроме того, в конце июня стало известно, что «Газпром» планирует реанимировать проект «Владивосток СПГ», но сделает его уже не крупно-, а среднетоннажным. А на Восточном экономическом форуме в сентябре руководители «Газпрома» и японской компании Mitsui подписали рамочное соглашение о сотрудничестве в области мало- и среднетоннажного СПГ.

Константин Анохин

Безопасная Арктика

— мнение —

О том, как предотвратить нефтяной разлив в Арктике, о проблемах хозяйственного освоения региона и росте грузопотока по Северному морскому пути,— министр природных ресурсов и экологии СЕРГЕЙ ДОНСКОЙ.

РИА НОВОСТИ

Минприроды в рамках рабочей группы «Обеспечение экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов» Государственной комиссии по вопросам развития Арктики подготовило прогноз объемов транспортировки минерального сырья, добываемого в Арктической зоне России, в акватории Северного морского пути, на период до 2030 года. Он выполнен по двум сценариям. В первом (базовом) учитывались только утвержденные проекты разработки месторождений. Второй сценарий предполагает дополнительный учет лицензионных обязательств и планов компаний. В обсуждении прогноза приняли участие представители профильных министерств и крупных добывающих компаний, администрации Ямало-Ненецкого и Ненецкого АО, Архангельской области, ФГКУ «Администрация Севморпути», Центр обеспечения деятельности Государственной комиссии по вопросам развития Арктики, научные, консалтинговые и природоохранные организации.

В соответствии с полученным прогнозом рост грузопотока по Северному морскому пути будет происходить до 2026 года. По базовому сценарию «на пике» он составит 42 млн тонн, а с учетом информации по лицензионным обязательствам и планам компаний — 73 млн тонн. С 2026 до 2030 года объемы грузоперевозок стабилизируются. Вывоз нефти из акватории Печорского моря (Варандей, Приразломное, остров Колгуев) даст дополнительные объемы. К 2022 году он достигнет максимума — 15 млн тонн, после чего начнет медленно снижаться. Таким образом, по согласованным проектам разработки (первый сценарий) объем грузопотока, в основном углеводородов, в арктическом бассейне после 2022 года будет превышать 50 млн тонн. Наибольшая загруженность придется на три зоны: на Обскую губу и юго-западную часть Карского моря, на Печорское море и на Кольский залив, где происходит рейдовая перевалка нефти Новопортовского и Приразломного месторождений, а также Варандейского терминала.

Сохранение морских природных систем и рациональное использование их ресурсов являются одной из основных целей национальной морской политики. При этом планируемое расширение деятельности по разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на шельфе, рост отгрузки с нефтяных терминалов, навигация по Северному морскому пути неизбежно повлекут увеличение антропогенной нагрузки на морские экосистемы. Для обеспечения эффективного экологического надзора в морях и на континентальном шельфе в госпрограмме по социально-экономическому развитию Арктической зоны предусмотрено строительство природоохранного флота Росприроднадзора. На это с 2021 по 2025 год будет выделено 3,1 млрд руб. То есть к моменту достижения максимума грузопотока углеводородного сырья флот должен быть сформирован.

Важнейшим направлением в области обеспечения экологической безопасности работ на морских месторождениях являются меры по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Риски разливов существуют как при отгрузке нефти, так и при ее транспортировке и перевалке. Компаниями-недропользователями созданы системы реагирования на аварийные разливы на терминалах, сформированы достаточные силы для реагирования на возможные нештатные ситуации в акватории Кольского залива. В рамках реализации мероприятий Года экологии в марте 2017 года в районе морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» (принадлежит «Газпром нефти») прошли комплексные учения по ликвидации разлива нефти в ледовых условиях «Арктика-2017». По итогам этого мероприятия Минприроды России готовит методические рекомендации по выявлению нефтеразливов.

С целью дальнейшего снижения экологических рисков министерство разработало два законопроекта, которые сейчас проходят процедуру согласования. В соответствии с ними на компании возлагается обязанность регулярно проводить комплексные учения по предупреждению и оперативной ликвидации нефтеразливов и нести ответственность в случае невыполнения требований законодательства.

Арктический флот на СПГ

Еще одним фактором, оказывающим негативное влияние на природную среду, является использование судов на мазуте и дизельном топливе для транспортировки грузов в арктических акваториях. Причем это не только суда, обеспечивающие транспортировку минерального сырья, а все суда арктического мореплавания.

Одно из решений, которое поддерживается экологами, заключается в переводе судов на газомоторное топливо и их оснащение двухтопливными двигателями с преимущественным использованием сжиженного природного газа (СПГ). Отмечу, что Россия последовательно движется в этом направлении. Газовозы проекта «Ямал СПГ» (а далее и второго проекта, «Арктик СПГ 2») уже перешли на СПГ. Именно эти суда будут обеспечивать наибольшие объемы перевозок углеводородного сырья по развивающимся проектам. Более того, «Совкомфлот» приступает к реализации программы строительства судов на СПГ для других проектов и, возможно, начнет реновацию действующего флота. Хорошие результаты эксплуатации на Балтийском море первого ледокола «Полярис» на СПГ сподвигли «Атомфлот» на заказ разработки проекта для строительства серии ледоколов на газомоторном топливе.

«Большая уборка» в Арктике

В последние годы Минприроды принимает серьезные меры по сохранению биоразнообразия в Арктической зоне и активно сотрудничает в этом направлении с крупными компаниями. В соответствии с рекомендациями Министерства «Роснефть», «Газпром», НОВАТЭК и ЛУКОЙЛ уже реализуют корпоративные программы по сохранению биоразнообразия Арктической зоны, ведется работа по интродукции редких и исчезающих видов. Министерство координирует исполнение этих программ и проектов. Результатом такого государственно-частного партнерства стала стабилизация численности белого медведя и лаптевского моржа, а также организация совместного мониторинга других редких и исчезающих видов животных. Мы полагаем, что этот опыт необходимо закрепить и законодательно установить обязательства компаний по сохранению биоразнообразия.

С 30-х годов прошлого века экосистемы Арктического региона подвергались беспрецедентному воздействию. Там, где велась активная хозяйственная деятельность, впоследствии оставались свалки металлолома, почва загрязнялась горюче-смазочными материалами; при прокладке дорог сформировались ландшафты, не характерные для данной местности. Чтобы сохранить и восстановить уникальную природу Арктики, Российская Федерация сегодня уделяет самое серьезное внимание экологической безопасности заполярных регионов и ликвидации причиненного ранее экологического ущерба. И успехи в данном направлении более чем показательны: в Арктике применяются новые типы и методы строительства, запущена платформа «Приразломная» с нулевым сбросом, повышается энергоэффективность, используются альтернативные источники энергии, ликвидируются экологические последствия прошлой хозяйственной деятельности.

Выполнение программы по уборке арктических территорий позволит сократить площадь загрязнения на 1,7 тыс. га земель и около 36 тыс. кв. км акватории, а также убрать 18,3 млн тонн отходов I–V классов опасности. Кроме того, благодаря проводимой работе улучшатся экологические условия проживания более 1 млн человек.

Ликвидация накопленного за предыдущие десятилетия металлолома, горюче-смазочных материалов, а также других загрязнений на всей территории Арктической зоны — долговременный процесс, требующий очень значительных материальных и финансовых ресурсов. В период с 2012 по 2016 год на территории Арктической зоны Российской Федерации было закончено 24 проекта по ликвидации накопленного экологического ущерба. Еще 13 проектов в настоящее время находятся на стадии разработки и реализации. Что касается национального парка «Русская Арктика», то в 2017 году очистка велась на четырех островах: Земля Александры, Хейса, Греэм-Белл, Гукера. В итоге удалось собрать и вывезти 8 тыс. тонн отходов.

Для того чтобы подсчитать, сколько осталось отходов, и уточнить дальнейший план действий, в 2017 году было проведено повторное геоэкологическое обследование архипелага Земля Франца-Иосифа. Эти данные сейчас обрабатываются. В марте 2017 года во время визита в национальный парк «Русская Арктика» президент Российской Федерации Владимир Путин позитивно оценил результаты уже проведенной уборки на арктических островах и поручил обязательно ее продолжить. До сих пор ни у одной страны мира не было столь масштабного проекта по очистке и экологической реабилитации загрязненных территорий. В ходе этой работы Россия приобрела уникальный опыт.

нефть и газ

«В Европу прибудет избыток СПГ»

Изменения на глобальном газовом рынке заставляют производителей искать новые более гибкие подходы к заключению контрактов и схемам поставок. Если Россия по политическим соображениям продолжает ставить на трубопроводные мощности, то США и другие страны переориентируются на СПГ. О том, у кого больше шансов победить в этой борьбе за основные мировые рынки, „Ъ“ рассказал глава подразделения по прогнозам рынков природного газа и СПГ Thomson Reuters **Франсуа Фламент**.

— взгляд на рынок —

CARSTEN KOALL / GETTYIMAGES.RU

Если газопроводы «Газпрома» в Европу будут реализованы, несмотря на политическое сопротивление, вторая труба в Китай вряд ли будет построена из-за разногласий по цене на газ

— Как кризис повлиял на рынок газа в Европе и США? Насколько изменились спрос и производство?

— Основное влияние оказало снижение спроса, в большей степени это было видно по рынку Европы. С точки зрения производства было хорошо заметно, как падение потребления отразилось на доли России на мировом рынке. В результате это привело к снижению цен и последующему увеличению производства в РФ, когда там согласились на изменения контрактов. Также продолжает расти производство в США.

— Насколько существенной была потеря доли для России?

— Я думаю, что это около 10%, то есть довольно значимый показатель. На Россию оказывалось давление и со стороны покупателей, которые требовали перехода на новые принципы ценообразования и снижения цены на сырье. И Россия согласилась провести индексацию, сохранить скидки, но при этом нарастить поставки газа за рубеж.

— Россия активно стремится расширять свою сеть газопроводов в Европу. Но Еврокомиссия принимает все меры против строительства Nord Stream 2. Какие шансы на то, что газопровод будет построен? Какое влияние это окажет на газовое обеспечение Европы?

— Есть два основных фактора влияния на Nord Stream 2. Первый — действия Еврокомиссии, и второе — санкции со стороны США. В случае с Европой уже приходит понимание, что регулирование газопровода и его юрисдикция — вопрос национального уровня, поэтому регулятор, похоже, уже не возражает против строительства. Но существует риск того, что национальная политика разных стран может сильно повлиять на проект и изменить его. Например, Дания в последнее время рассматривает изменения в ряд законов для того, чтобы противостоять Nord Stream 2. Это один из аспектов. Санкции США тоже являются риском, но вряд ли проект будет остановлен полностью. Что касается влияния на европейский рынок, то первое, что можно упомянуть,— это то, что основная задача Nord Stream 2 состоит в том, чтобы избежать транзита через Украину. А не в том, чтобы завозить больше газа в Европу. И в нынешних трубопроводах имеется запасная мощность. Таким образом, влияние на экспорт из России в Европу, скорее всего, будет минимальным.

— А как насчет санкций?

— Еще рано говорить, но я не думаю, что Nord Stream 2 будет страдать.

— Правильно ли вносить законодательные изменения в газовое законодательство ЕС для предотвращения усиления влияния России?

— Трудно сказать, что правильно или неправильно, но есть определенная последовательность в том, что делает Еврокомиссия. Это определенно вопросы свободного рынка, поэтому они против монополий или слишком высоких долей на нем. Это в случае СПГ, например, был очень сильный толчок к либерализации, повышению конкуренции за розничную долю бизнеса между несколькими поставщиками. Таким образом, существует четкая последовательность в желании избежать того, что один игрок может иметь столько объемов на рынке, что может контролировать на нем ситуацию. Так что это просто точка зрения Еврокомиссии на вещи, и уж точно это не последовательные действия против России. Это просто свободный рынок.

— Насколько для России опасна конкуренция с США?

— США полностью покрывают свои потребности в сырье. В стране есть дешевые технологии добычи и огромные запасы. И, главное, есть газ, который они хотят экспортировать. И сейчас битва России и США как экспортеров газа происходит отчасти на европейских газовых рынках.

— Какие помимо этого сейчас тенденции на рынке ЕС?

— Одна из основных тенденций — снижение гибкости поставок в Европе, где некоторые из крупнейших подземных газовых хранилищ вышли из строя. Также можно отметить снижение добычи на Гронингенском газовом месторождении в Нидерландах по техническим причинам и из-за землетрясения. Так что добыча газа в целом снижается. И если раньше добыча газа была очень гибким и сезонным параметром, то сейчас рынок сконцентрирован вокруг основных торговых площадок. Еще одна большая тенденция, которую мы видим,— это увеличение российского экспорта в Европу. На это повлияло то, что Россия обновила большую часть своих контрактов, чтобы иметь более высокую спотовую составляющую в договорах для наилучшего ценообразования, отказавшись от привязки к нефти, как это было в прошлом. И Россия находится непосредственно на европейских хабах через газовый рынок своей европейской структуры GMT, которая торгуется как дочерняя компания в Лондоне. Это обеспечивает дополнительные объемы поставок газа в ЕС.

Помимо этого ожидается, что в Европу прибудет избыток сжиженного природного газа (СПГ). Одним из источников этого притока является экспорт из США. Так что возникает вопрос, как сбалансировать на европейском рынке возможный рост поставок СПГ с одной стороны, и наращивание экспорта со стороны России с другой. Очевидно, что конкуренция России и США в Европе обострится.

— Какой баланс спроса и предложения ожидается после 2017 года?

— Потребуется несколько лет, чтобы глобальный рынок мог впитать избыток СПГ, с тех заводов по сжижению, которые должны быть запущены в ближайшие несколько лет. Сбалансировать рынок, вероятно, можно будет с помощью той вещи, которую часто недооценивали в последнее время,— потребность в приемлемой цене на газ со стороны развивающихся стран. Если цена правильная, то мы можем увидеть, что во всем мире появляется больше спроса. Таким образом, это один из способов, с помощью которого рынок может сбалансировать поставки СПГ в Европу. Европейские цены затем снизятся, и другие страны станут более привлекательными с американской точки зрения, чтобы отправить СПГ туда. Таким образом, это единственный способ уравновесить рынок. Еще один серьезный вариант — увеличение спроса в Европе за счет повышение поставок газа для производства электроэнергии. Это вполне вероятная перспектива. И, наконец, если цена на газ, продаваемый на газовых хабах, например на Henry Hab, пойдет вниз в связи с падающим глобальным спросом, то США может стать невыгодно его экспортировать, и LNG будет оставаться внутри страны.

— Россия возобновила переговоры с Китаем по строительству западного газового маршрута («Сила Сибири-2»). Есть ли шансы договориться?

— Думаю, вряд ли будет согласовано. Главным образом потому, что Китай может импортировать гораздо больше газа через СПГ. Одно из направлений, куда мы ожидаем наращивание поставок в ближайшее время,— это Австралия. Также много СПГ должно прийти в Азию. Инвестиции в производство требуют долгосрочных обязательств. Существует существенная неопределенность в отношении роли СПГ, если мы смотрим дальше нескольких лет. Но для инвестиций в трубопроводы вам нужно посмотреть еще дальше — на десятилетия, пару десятилетий вперед. Поэтому СПГ гораздо более гибок, и, скорее всего, именно он будет поставляться туда, где есть спрос на газ. Если посмотреть на пример США, то они предпочитают гибкость зарубежных поставок, в то время как Россия очень привержена трубопроводам. Я думаю, что обеим сторонам, Китаю и России, будет трудно договориться о цене, которой они остались бы довольны. И, скорее всего, Россия захочет, чтобы цена на газ покрывала стоимость трубопровода в долгосрочной перспективе, так что Китай может повернуться в сторону СПГ. Это наиболее вероятный исход.

— То есть век трубопроводного газа прошел?

— Мы не видим существенного развития крупных трубопроводных проектов по поставке газа в новые регионы. Единственное оправдание для намерения России строить трубу — это попытка избежать транзита газа в Европу через Украину.

Интервью взяла Ольга Матвеева

нефть и газ

«Я хозяин — как хочу, так и управляю»

О национальных особенностях работы в России ходят легенды. В том числе сильно отличаются от мирового опыта и методы управления как государственными, так и частными компаниями нефтегазового сектора. Почему так происходит, будет ли это меняться и теряют ли компании деньги из-за специфики российского руководства, „Ъ“ рассказал управляющий директор российского офиса международной консалтинговой компании Spencer Stuart **Ярослав Глазунов**.

— интервью —

ПРЕДОСТАВЛЕНО SPENCER STUART

— Есть ли разница в принципах управления российскими государственными и частными компаниями в нефтегазовом секторе? И насколько они отличаются от зарубежных стандартов?

— Отличия существуют, они диктуются приоритетами акционеров. Для компаний частного сектора ключевой параметр — прибыль. А для государства, учитывая масштаб компаний, которые оно контролирует, есть социальный и политический аспекты. Если рассматривать западные компании и российские через призму акционеров, то ключевое различие — наличие у нас монодоминирующего акционера. Это, безусловно, влияет на принципы управления. Я хозяин — как хочу, так и управляю. На Западе вы не найдете мажоритарного акционера, у которого будет больше 1% или 5% в капитале — у публичных компаний десятки и сотни тысяч акционеров. В РФ максимальный free float — 20–30%.

Но я вижу, что эволюция в российском корпоративном управлении уже произошла, и мы идем вперед семимильными шагами. На развитие корпоративного управления в Европе, в частности в Великобритании, ушли десятилетия, а в России тот же путь мы прошли за 10–20 лет. Изначально у нас вообще не было советов директоров с независимыми директорами, затем они стали появляться из-за необходимости размещения компаний на бирже, это было требование регуляторов и банков. На следующем этапе в компаниях задумались, как должен выглядеть состав совета директоров, чтобы приносить пользу для бизнеса.

— Есть ли шанс, что российская эволюция закончится переходом на западные нормы управления, и повысится ли от этого эффективность?

— Не надо скатываться в черно-белое суждение, что, если компания находится в руках одного акционера или группы дружественных владельцев, то это плохо, а если там десятки и сотни акционеров, то хорошо. Потому что, посмотрите, в Британии тренд последних года-двух — формирование комитета акционеров в совете директоров. Потому что они понимают, что сильная размазанность контроля не всегда идет на пользу компании. У нас изменения произойдут, когда придет потребность. Есть пример «Норникеля»: когда возник конфликт акционеров, потребовался другой принцип работы совета директоров, и тогда в качестве независимого председателя совета директоров был приглашен Пенни Гарет, который имел авторитет, опыт и компетенции в горной добыче.

Посмотрите на компании Андрея Мельниченко — «Еврохим» и СУЭК. Это частные компании, их акции не торгуются на бирже, но вместе с тем у владельца еще 15 лет назад возникла идея сформировать хорошее корпоративное управление, ввести в состав совета директоров топовых людей, которые стали бы спарринг-партнерами акционера. Ведь зачем нужен совет директоров? Чтобы принимать максимально эффективные решения, а для этого нужны люди, либо равные тебе по опыту и знаниям, либо превосходящие тебя по компетенции. Получается, что управление трансформируется в силу каких-то изменений в компании, например размещения на бирже, или потому, что пришло понимание, что так компания станет более эффективной, более конкурентоспособной.

— А в тех компаниях, которые меняли свои принципы по внешним требованиям, что-то в итоге изменилось?

— Нет, не везде. Если акционер демонстрирует, что ему эти изменения не нужны, то и совет директоров, включая независимых, будет работать соответственно. Если мы посмотрим на реально качественные советы директоров в топовых компаниях, то увидим там первых лиц других компаний. То есть, условно, в ExxonMobil будет сидеть бывший CEO GE, а в Boeing — CEO из Ford. И это работает, потому что они ценят свое время и понимают, зачем им это. Представительные советы нужны не для того, чтобы заработать денег. Интересны либо связи, которые усиливают директора, либо новый взгляд на вещи, который они привносят. Ведь одна из основ эффективности — расширение кругозора и управленческого инструментария. К примеру, ты видишь, что вопросы стратегии в Exxon решаются по-другому, и, когда ты эту экспертизу переносишь к себе, то получаешь инновации.

— То есть российские советы директоров, которые во многих компаниях ТЭК номинальны, останутся на таком уровне?

— Что есть номинальность? Под свои задачи они хорошо подходят, от них ничего другого не требуется. Если бы был другой запрос, то и советы директоров работали бы иначе. Но в целом это сейчас всех устраивает. В последние годы все активно критикуют наше управление и хвалят западную практику. Но это не так. Там тоже есть вещи, которые требуют улучшений. Кризис 2008 года оголил неэффективность британских советов директоров: были и банкротства, и факты коррупции, и т. д. И в целом у нас, на мой взгляд, слишком завышенные ожидания от совета директоров. Мы говорим, что совет директоров стоит на страже интересов акционеров. Но вместе с тем, что мы можем ожидать от людей, которые физически вместе проводят десять дней в год, в то время как за день в любой крупной компании происходит целый калейдоскоп событий!

— А есть ли общие правила по повышению эффективности управления?

— Чтобы акционер понимал, где его местоположение в системе координат компании, нужны дополнительные источники информации, знаний, сравнения точек зрений. А это как раз совет директоров. Поэтому универсальная рекомендация — делать так, чтобы совет помогал тебе развиваться, видеть вещи с другой стороны, открывать новые возможности и реализовывать их. По-хорошему, совет директоров обеспечивает три вещи: связи, которые обеспечивают доступ к инвестициям, партнерам, новым контрактам, тестирование твоей точки зрения и возможность растить команду. Потому что если у тебя качественные люди в совете и ты обеспечишь им взаимосвязь со своей командой, то для команды это как глоток воздуха. Но в большинстве наших советов ни одна из этих трех вещей не соблюдается. У нас в совет просто вводят людей, которые формально соответствуют статусу независимого, но по калибру это не спарринг-партнеры — у них нет сети контактов, чтобы представлять компанию, и у них нет серьезного опыта, чтобы выступать менторами. Порой менеджмент у нас намного мощнее, чем совет директоров, а это неправильно.

— Еще одним существенным отличием России является отсутствие оценки эффективности работы совета и менеджмента. Насколько это критично?

— Пока это действительно не распространено. Организации должны выйти на определенный уровень зрелости и осознанности, понять, зачем им нужна внутренняя диагностика. Если мы возьмем совет директоров, то новый кодекс корпоративного управления говорит: каждый год должна проводиться самооценка плюс один раз в три года с привлечением внешнего консультанта. И мы к этому придем. В этом есть не только регулятивные требования — в этом есть и здравый смысл, потому что реально соизмеряешь, насколько ты эффективен. То же самое касается менеджмента. Для CEO и для совета директоров очень важно посмотреть в зеркало. Еще десять лет назад этого вообще не было, потом некоторые стали делать оценку «на коленке». Сейчас ряд компаний достаточно интенсивно двигается вперед, и им нужно понимание, в правильном ли направлении они идут, насколько эффективно используют свой потенциал. Например, СИБУР — это компания с продвинутым подходом к работе со своей командой.

— Обычно эффективность работы больше волнует технологические и производственные компании. Сырьевым такое мало интересно.

— Не всегда. Например, у «Газпром нефти» в этом вопросе продвинутая практика. Все, что в компаниях происходит, инициируется одним человеком. Инициатива должна исходить сверху — акционер, CEO, председатель совета директоров — кто-то должен создать этот импульс. И импульс этот создается потому, что человек находится в нестандартном информационном поле. Например, глава «Газпром нефти» Александр Дюков интенсивно встречается с разными людьми, в том числе из Кремниевой долины, из технологических компаний, он внимательно изучает разные подходы. Еще один достойный пример — Дмитрий Конов, глава СИБУРа.

— То есть, если, например, глава «Газпрома» Алексей Миллер скажет: «Давайте все поменяем в компании!» Это реально будет сделать?

— Все поменяем — звучит экстремально. Но мы живем в глобальном конкурентном мире, так что все осознают необходимость регулярных изменений, постоянных внедрений новаций. Вряд ли можно представить ситуацию, когда первое лицо приходит к акционерам и говорит: «Вот это принесет нам повышение акционерной стоимости и дивидендов». А они отвечают: «Нет, не надо». Но нужно оценить риски, не навредить тому, что уже неплохо работает, и не создать при этом ничего взамен.

— Поэтому у нас редко меняются главы крупнейших компаний?

— По оценкам, показатель среднего срока работы гендиректоров в России — в районе пяти—пяти с половиной лет. Так что «Газпром» скорее исключение. Но бывают ситуации, когда желающие прийти на смену, оказываются неспособны руководить огромной компанией. Хотя, казалось бы, что там сложного: это монополия, монопродукт, бизнес понятен, но все равно это такая махина, где много всяких факторов включается. И для акционеров смена гендиректора — это один из высочайших рисков, особенно в госкомпаниях. Никогда нельзя знать заранее, будет ли новый человек способен поддерживать тот же уровень эффективности. Даже если в компанию приходит человек-мегабренд, не факт, что, будучи крайне эффективным в одном месте с одной определенной корпоративной культурой и практикой, он будет так же хорош в другой компании.

— Можно ли ожидать в ближайшее время смену менеджмента в российских нефтегазовых компаниях?

— Я думаю, что изменения будут, и они будут движимы акционерами, будут провоцироваться определенной потребностью. В ряде компаний в силу возраста и меняющегося контекста есть потребность растить людей, которые в среднесрочной перспективе будут подхватывать управление компанией.

— Насколько вообще сложно найти хорошего руководителя?

— Здесь у меня как раз более категоричная оценка, чем во всем остальном. Я вижу, что в целом уровень дилетантства во всем мире очень высокий. То, что большинство людей мирится с тем, что они делают тяп-ляп, не только российская проблема, она глобальная. Классный менеджмент — это дефицитная составляющая, его 5–10%, а все остальное — это люди, которые готовы соглашаться с посредственностью. У настоящего лидера есть три уникальных качества. Прежде всего это стратегическое видение: он смотрит вперед дальше всех и видит то, чего другие не видят. Второе — это способность повести за собой в рамках этого видения людей, зажечь их, хотя они сами пока не знают, куда идут. И третье — это готовность управлять изменениями. Ведь к цели идет команда, постоянно что-то происходит и меняется, и нужно уметь адаптироваться.

Интервью взяла
Ольга Мордюшенко

Газ с риском для рынка

— энергобезопасность —

В последние годы многие страны рассматривают СПГ как средство, которое обеспечит их независимость от поставок из России. Но, как показали события недавнего прошлого, переход на сжиженный газ не является панацеей в случае природных катаклизмов или обострения политической ситуации. К тому же в некоторых регионах закупка СПГ и его поставки невыгодны. Но, очевидно, что это не повлияет на намерение большинства потребителей перейти на этот вид сырья.

GEORGE OSODI / BLOOMBERG VIA GETTYIMAGES.RU

Природные катаклизмы и политическая нестабильность — серьезные риски для газовых рынков

В октябре Международное энергетическое агентство (МЭА) опубликовало обзор «Глобальная газовая безопасность». Из него стало очевидно, что организацию беспокоит рост рисков на мировых рынках природного газа, где главными целями является обеспеченность ресурсами и гибкость поставок, в основном за счет перехода с трубопроводного газа на сжиженный (СПГ). Эксперты пришли к выводу, что страны-потребители газа с развитыми системами транспортировки не застрахованы от неожиданных потрясений. «Даже в условиях низких цен и избытка предложения рынки подвержены рискам: воздействию редких, но высокоэффективных по своему воздействию событий, которые приводят к серьезным последствиям для глобальных поставок газа»,— утверждают аналитики МЭА.

Несомненно, гибкость контрактов на СПГ представляется важным фактором, определяющим устойчивость глобальной газовой системы. Проведенный МЭА анализ новых подписанных контрактов свидетельствует, что они становятся менее жесткими, уменьшаются их сроки. В ближайшие пять лет количество устаревших экспортных контрактов с фиксированным длительным сроком может сокращаться по мере истечения срока их действия, а глобальные игроки на рынке СПГ будут усиливать свои позиции.

Развитие рынка СПГ поможет снизить зависимость европейских стран от трубопроводных поставок из России, будет способствовать улучшению экологической ситуации в Китае и Индии, снизив объемы угольной электрогенерации и переключив ее на газ. А также обеспечит поставками дешевого энергоносителя африканские и латиноамериканские регионы с низким энергопотреблением. По прогнозам МЭА, число стран-импортеров СПГ вырастет с 38 по итогам 2016 года до 47 к 2022 году. Поставки и производство увеличатся до 467 млрд кубометров за пять ближайших лет с 347 млрд кубометров в прошлом году.

Но глобализация и рост взаимозависимости между рынками создают новые угрозы для безопасности поставок природного газа. Риски могут создавать как природные аномалии: нетипично холодная зима в Нью-Йорке и ураганы в Мексиканском заливе, создавшие риски для поставок внутри США и на экспорт американского СПГ, так и обострение политической ситуации (недавние события вокруг Катара). Стало очевидно, что избыток природного газа на мировых рынках не поможет своевременно обеспечить газоснабжение в кризисной ситуации. Так, недавний ураган Харви привел к закрытию на две недели единственного американского экспортного терминала Sabine Pass LNG на побережье Техаса. И никто не гарантирует, что такого в будущем не может случиться с тремя другими терминалами — Cameron LNG, Freeport LNG и Corpus Christi Liquefaction, которые должны быть запущены в США. В стране строится примерно 60% новых мощностей по экспорту СПГ на 80 млрд кубометров, так что на рынок в случае ЧП вовремя могут не дойти крупные объемы сырья, что грозит дефицитом.

Выбор из двух зол

Несмотря на подобные риски, мир продолжает ставить на СПГ. Согласно оценкам МЭА, до 2022 года на рынке появятся дополнительные 200 млрд кубометров сжиженного природного газа благодаря запуску новых проектов СПГ в США, Австралии и других странах. Boston Consulting Group называет этот прирост предложения «второй волной СПГ-революции», пришедшей на мировые рынки вслед за первой в 2009–2011 годах и связанной с началом производства сжиженного природного газа в Катаре.

Но и трубопроводный газ пока сохраняет свои позиции гаранта энергетической безопасности в Европе. Спрос на традиционное сырье там растет, свидетельствуют данные экспорта «Газпрома»: поставки с начала года выросли на 30% по сравнению с прошлым годом. В 2016 году «Газпром» экспортировал в Европу 179,3 млрд кубометров газа, а по итогам текущего года монополия рассчитывает на абсолютный рекорд в 190 млрд кубометров.

По мере того как в Европе на фоне аномальной погоды росли объемы выработки электроэнергии и газовой генерации, увеличивалось и потребление газа. За первые полгода 2017 года, по данным МЭА, при общем росте объемов импорта газа на 19,9 млрд кубометров в Европу закупки из России возросли на 11 млрд кубометров. Кроме того, вырос импорт СПГ на 4,2 млрд кубометров, а также трубопроводные поставки из Норвегии — плюс 3,2 млрд кубометров и Алжира — плюс 1,5 млрд кубометров. «Российский газ смог обеспечить 55% прироста общего объема импорта в Европе за счет того, что средняя за первое полугодие 2017 года цена газа „Газпрома“ на границе Германии находилась на уровне среднеевропейской стоимости газа (средневзвешенная цена долгосрочных контрактов и спотовых площадок) $196 за 1 тыс. кубометров. Другими словами, европейские потребители „голубого топлива“ голосуют за российский газ, чего, к сожалению, нельзя сказать о политиках. На протяжении нескольких лет мы видим усиливающийся тренд на сдерживание присутствия России в газовом секторе ЕС»,— отмечает Мария Белова, директор по исследованиям Vygon Consulting.

По информации Vygon Consulting, с момента запуска первого завода по производству СПГ в Мексиканском заливе в феврале 2016 года до конца первого полугодия 2017 года на внешние рынки было направлено 10,1 млн тонн (13,7 млрд кубометров) американского СПГ. Географически эти поставки распределены следующим образом: 42,8% — в страны Латинской Америки, 28,9% — в АТР, 15,3% — на Ближний восток и в Африку, на Европу пришлось 13%. «Причина столь низких европейских показателей при абсолютной политической поддержке увеличения присутствия американского СПГ в Старом Свете кроется в сравнительной экономической непривлекательности таких поставок, с одной стороны, и высокой конкуренции на газовом рынке ЕС, с другой. Средняя цена „затраты плюс“ за 2016 год при поставке американского СПГ в Европу на примере Бельгии составила $240 за 1 тыс. кубометров при цене импорта СПГ в страну в $200 за 1 тыс. кубометров. То есть средний убыток такой операции составил $1,1 за MBTU.

При этом организация экспорта СПГ из США в Японию обходилась немного выше требуемого уровня окупаемости (в пределах $1,5 за MBTU). Около половины поставляемого в Европу СПГ из США покупается странами, у которых нет контрактов на покупку российского газа (прежде всего Испания и Португалия). Для большинства же европейских стран американский газ не является реальной альтернативой трубопроводным поставкам „Газпрома“. В 2016 году цена реализации газа „Газпрома“ в дальнем зарубежье была на 36% ниже указанной расчетной цены американского сжиженного природного газа в Европе. Поэтому при текущих ценах на нефть российский газ, продаваемый в основном по цене нефтяной привязки, выигрывает в конкурентной борьбе с американским СПГ»,— говорит Мария Белова.

Что касается Азии, МЭА оценивает рост потребления газа до 2022 года в Китае в среднем на 8,7%, а в Индии — на 6% в год (темпы прироста СПГ на индийском рынке оцениваются в 11%). И, отмечается в обзоре агентства, спрос там будет расти исключительно на СПГ: к 2022 году Япония, Китай и Индия будут лидерами по потреблению этого вида топлива. Прогнозируется сокращение потребления СПГ в Южной Корее и рост поставок в Таиланд и Пакистан. Среди новых покупателей сжиженного природного газа эксперты агентства выделяют Бангладеш, Филиппины и Колумбию, а Египет благодаря росту добычи газа на шельфе Средиземного моря из импортера превратится в экспортера СПГ. А вот переговоры по развитию трубопроводных поставок газа из России со странами АТР не ладятся: «Газпром» почти за два десятка лет не смог договориться ни с Кореей, ни с Японией о строительстве газопроводов.

Но в противостоянием СПГ и трубопроводного газа дело не ограничится: все большую роль в энергоснабжении играют альтернативные источники энергии. В долгосрочной перспективе вытеснение любых углеводородных источников энергии за счет ВИЭ гораздо более вероятно, чем принято сегодня полагать в рядах руководства российской нефтегазовой индустрии. Кроме того, активная разведка и начало добычи газа в самых разных регионах мира свидетельствуют о наличии огромных газовых ресурсов на планете. Опыт США по разработке сланцевых ресурсов может быть в перспективе использован в Китае и Южной Америке. Одна из главных задач, стоящих перед странами и компаниями, на балансе которых сосредоточены большие по объемам ресурсы газа, состоит в правильном определении временных горизонтов их монетизации. От этого зависит их стратегия на ближайшие пять лет, насколько активно они должны бороться за долю на рынках стран-потребителей, считает управляющий директор, партнер BCG Россия Ирина Гайда.

Мария Кутузова

нефть и газ

Золотая середина

После двух лет низких мировых цен на нефть стало ясно, что для нормальной работы нефтегазовым компаниям достаточно $50–60 за баррель. Хотя раньше такой уровень считался критическим. Сейчас текущую стоимость энергоресурсов называют объективной и российские власти, и бизнес, который опасается нового «пузыря», готового лопнуть в любой момент. В новых условиях российские игроки нефтегазового сектора показали, что не только адаптировались к новым условиям, но и могут в них успешно развиваться.

— конъюнктура —

ПАО «ЛУКОЙЛ»

Владимир Путин дал старт добыче на месторождении им. В. Филановского в октябре 2016 года

ПАО «ЛУКОЙЛ»

В условиях снижения цен на нефть ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание повышению операционной эффективности

Больше не нужно

Россия считает цену на нефть более $50 за баррель справедливой, заявил 20 октября президент Владимир Путин на сессии дискуссионного клуба «Валдай». Он напомнил, что РФ скоординировала свою позицию по поддержанию стоимости энергоносителей со странами ОПЕК, прежде всего с Саудовской Аравией, благодаря чему цена на нефть держится стабильно на уровне свыше $50 за баррель. Аналогичное мнение высказал глава одной из крупнейших российских нефтекомпаний Вагит Алекперов в кулуарах Российской энергетической недели в начале октября. «Нам не интересна ни высокая, ни низкая цена на нефть, объективная цена, которую мы видим,— $55–60 (за баррель.— "Ъ"). Надеюсь, что этот уровень и будет выдерживаться»,— отметил он. Текущая цена на нефть Brent составляет около $57 за баррель.

Компания выступает за плавный выход из сделки по сокращению добычи нефти ОПЕК+. «Я лично не сторонник того, чтобы цена была $60 или $70 за баррель. Это может привести к тем же результатам, что и в 2014 году. Поэтому надо было своевременно входить в соглашение, но и плавно из него начать выходить, чтобы рынок не стал дефицитным»,— считает господин Алекперов.

То, что соглашение оказалось успешным, очевидно. В первом полугодии 2017 года средняя цена на нефть в долларовом выражении выросла на 29,9% относительно аналогичного периода 2016 года. Так что уже сейчас обсуждается возможность продления договора ОПЕК+ о снижении добычи. Окончательное решение будет приниматься на ноябрьской встрече в Вене. Но в российском Минэнерго считают, что к апрелю 2018 года рынок нефти стабилизируется и продлевать заморозку не потребуется.

И сейчас российские компании нефтегазового сектора успешно работают при ценах на нефть на уровне $50–55 за баррель, свидетельствуют их финансовые показатели. Например, согласно отчетности ЛУКОЙЛа по МСФО, выручка компании в первом полугодии 2017 года выросла по сравнению с аналогичным периодом 2016 года на 10,9%, до 2,79 трлн руб., что в основном связано с ростом цен реализации, увеличением объемов международного трейдинга нефтью и ростом объемов продаж нефтепродуктов в России и за рубежом. Показатель EBITDA компании в январе—июне вырос на 1,3%, до 386,7 млрд руб. Чистая прибыль ЛУКОЙЛа выросла в 1,9 раза в годовом выражении и составила 201 млрд руб. Свободный денежный поток во втором квартале 2017 года составил 81,6 млрд руб., в том числе 38,5 млрд руб. за счет снижения рабочего капитала. В результате свободный денежный поток до изменений рабочего капитала в первом полугодии 2017 года увеличился на 1,9% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, до 110,3 млрд руб.

При этом наращивала компания и капзатраты: в первом полугодии они достигли 254,9 млрд руб., что на 2,5% выше, чем в первом полугодии 2016 года. Рост затрат в сегменте «Геологоразведка и добыча», связанный в основном с развитием приоритетных проектов в России и Узбекистане, отмечается в отчете. В целом по году ЛУКОЙЛ прогнозирует свои капвложения в 2017 году на уровне 550–600 млрд руб. в зависимости от курса рубля к доллару.

Хорошие финансовые результаты позволили ЛУКОЙЛу на 13% к прошлому году увеличить промежуточные дивиденды по итогам девяти месяцев до 85 руб. на одну обыкновенную акцию

Отличники производства

За счет вложенных средств компания не только поддерживает производство в своем основном регионе добычи — Западной Сибири, где в первом полугодии было добыто 46,4% от общего объёма, но и наращивает добычу на относительно новых участках. Например, на месторождениях им. В. Филановского на Каспии (Поволжье) и Пякяхинском в Большехетской впадине (Западная Сибирь), коммерческая добыча на которых началась в конце 2016 года. Разработка этих месторождений оказывает существенное положительное влияние на финансовые показатели ЛУКОЙЛа благодаря высокому качеству запасов и налоговым льготам, отмечается в отчете компании.

В первом полугодии 2017 года добыча на Пякяхинском месторождении составила 736 тыс. тонн жидких углеводородов. С момента запуска к концу июня производство там превысило 1 млн тонн нефти и 1,3 млрд кубометров газа. Месторождение является одним из крупнейших в ЯНАО по объемам разведанных запасов углеводородов, введенных в промышленную эксплуатацию за последние несколько лет. Начальные извлекаемые запасы Пякяхинского месторождения по категории С1+С2 российской классификации оцениваются в 86 млн тонн нефти и газового конденсата и 261 млрд кубометров газа.

В перспективе во многом за счет Пякяхинского месторождения ЛУКОЙЛ может существенно нарастить добычу газа. Как заявил Вагит Алекперов в конце сентября, компания может потенциально удвоить добычу газа в течение пяти-шести лет, до 60–70 млрд кубометров. Но пока такое развитие ограничивает рынок сбыта. Так что компания рассматривает строительство нескольких газохимических заводов на территории России для увеличения монетизации газа. По итогам первого полугодия ЛУКОЙЛ добыл 13 млрд кубометров газа, что на 9% больше по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

На своих месторождениях в российской части Каспийского моря (второе крупнейшее — имени Корчагина) за первое полугодие добыл 2,5 млн тонн нефти. Из них 2 млн тонн — на месторождении им. В. Филановского. Оно было открыто в 2005 году и стало крупнейшим открытым в России за последнюю четверть века. В эксплуатацию компания ввела его осенью 2016 года. Извлекаемые запасы месторождения составляют около 129 млн тонн нефти и 30 млрд кубометров газа. Как отмечал глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов, компания планирует ввести в эксплуатацию вторую очередь месторождения им. В. Филановского до конца 2017 года. А в целом по году компания рассчитывает добыть на каспийском месторождении более 4 млн тонн нефти. Максимальная проектная добыча нефти должна составить 6 млн тонн в 2019 году.

Добыча без границ

Помимо развития российской добычи ЛУКОЙЛ планирует реализацию и новых зарубежных проектов. Так, в конце сентября структура компании LUKOIL International Upstream Holding подписала контракт на разведку нефтяного блока в Мексике с национальной комиссией по углеводородам страны. Участок расположен в нефтяной провинции Куэнкасдел-Сурэсте, его площадь — 521 кв. км. Срок контракта — 30 лет с возможностью пролонгации еще на пять лет. В июне ЛУКОЙЛ стал победителем тендера по нефтяному блоку в прибрежных водах Мексиканского залива — одному из 15 выставленных на торги. Компания предложила долю государства в прибыльной продукции в размере 75%.

Помимо этого ЛУКОЙЛ ведет переговоры с национальной компанией Ирана об освоении двух месторождений в стране — Мансури и Аб-Теймур. Это крупнейшие месторождения, в каждом больше 1 млрд тонн геологических запасов. «Сейчас по Мансури мы подходим к завершающему этапу, надеемся к первому кварталу 2018 года подписать контракт, по второму месторождению у нас достаточно активно идет переговорный процесс»,— сообщал в начале октября Вагит Алекперов. Он напомнил, что контракты в Иране являются сервисными, и ими предусмотрена компенсация инвестиций. «Я надеюсь, что проекты дадут нам уникальные возможности и опыт работы в этой стране»,— отмечал господин Алекперов. Добычу на каждом из двух месторождений ЛУКОЙЛ оценивает в 140 тыс. баррелей в сутки.

Наращивание инвестиций ЛУКОЙЛа и других российских компаний даже в период далеких от уровней двухлетней давности цен на нефть показывает, что компании успешно адаптировались к новым условиям. И логично, говорят на рынке, что теперь они опасаются искусственных катализаторов роста стоимости энергоресурсов. Кризис, отмечают эксперты, показал, кто на рынке работает наиболее эффективно, умеет реструктурировать свои активы с учетом новых обстоятельств и продолжать развитие.

Ольга Матвеева

ПОДДЕРЖАТЬ ВСЕМ МИРОМ

В середине 2014 года началось стремительное падение цен на нефть (с $115 до $80 за баррель) на фоне роста предложения на рынке. В первую очередь в результате увеличения добычи в США, которые за счет «сланцевой революции» вышли в мировые лидеры. В начале 2016 года стоимость нефти марки Brent и вовсе достигла минимальных за предыдущие 12 лет значений в $27,4 за баррель. Это заставило крупнейших мировых производителей начать переговоры о совместном плане поддержки стоимости нефти. Их итогом стало подписание в 2016 году соглашения, которое начало действовать с 1 января 2017 года. Документ предполагал снижение странами ОПЕК добычи нефти на 1,2 млн баррелей в сутки, а странами, не входящими в организацию,— на 558 тыс. баррелей в сутки по сравнению с уровнем октября 2016 года. В конце мая 2017 года стороны договорились о продлении соглашения еще на девять месяцев — до 31 марта 2018 года — на тех же условиях.

Меньше чем за год после ввода флагманский проект ЛУКОЙЛа вышел на плановую мощность

ПАО «ЛУКОЙЛ»

Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ» («Нефть и газ»). Учредитель: АО «Коммерсантъ». Адрес: 127055, г. Москва, Тихвинский пер., д. 11, стр. 2. | **Владимир Желонкин** — генеральный директор АО «Коммерсантъ» | **Сергей Яковлев** — шеф-редактор АО «Коммерсантъ» | **Павел Кассин** — директор фотослужбы | **Рекламная служба:** Тел. (495) 797-6996, (495) 926-5262 | **Владимир Лавицкий** — руководитель службы «Издательский синдикат» | **Ольга Мордюшенко**— выпускающий редактор | **Наталия Дашковская** — редактор | **Сергей Цомык** — главный художник | **Виктор Куликов, Наталия Коновалова** — фоторедакторы | **Екатерина Бородулина** — корректор | **Адрес редакции:** 121609, г. Москва, Рублевское ш., д. 28. Тел. (495) 797-6970, (495) 926-3301 | Ограничение: 16+

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Газпром нефть» подобрала ключи к освоению заполярного Новопортовского месторождения, открытого более полувека назад. Уникальное инженерное сооружение — терминал «Ворота Арктики», способный работать в экстремальных условиях Крайнего Севера — впервые в истории обеспечил возможность круглогодичного вывоза нефти с Ямала морем.

На правах рекламы

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU