

# нефть и газ

## «Российскому газу придется побороться за европейский рынок»

«Газпром» и его главный конкурент на европейских газовых рынках Норвегия ставят рекорды экспорта. И пока по объемам поставок выигрывает Statoil, которой удалось нарастить добычу газа на старейшем газовом месторождении на шельфе Норвегии — Тролль. О дальнейших перспективах противостояния экспортных потоков из основных стран — поставщиков газа, **Ъ** рассказал **Артем Чен**, старший аналитик норвежской Rystad Energy, специализирующейся на оценке мировых нефтегазовых рынков.

— мнение —

**— Как сейчас развивается газодобыча в Норвегии? Какие месторождения будут запущены в ближайшее время?**

— Сегодня Норвегия является вторым по величине экспортером газа в Европу после России и третьим по объемам в мире после РФ и Катара. Газодобыча находится на уровне 125 млрд кубометров в год, что суммарно примерно соответствует производству газа во всех странах Евросоюза вместе взятых. Вследствие низкого уровня потребления газа в самой Норвегии, где потребности в электроэнергии традиционно покрываются гидроэнергетикой, а спрос со стороны промышленности на газ незначителен, 90% добываемых объемов экспортируются — большей частью в континентальную Европу.

Сегодня страна обеспечивает примерно четверть потребностей ЕС в газе. Но на Норвегии, так же, как и на других производителях нефти и газа, отразилось падение нефтяных и газовых котировок в 2015–2016 годах, что привело в числе прочего к отложенным решениям по разведочному бурению и на-

### Ситуация на рынках, которые традиционно важны для российского газа, сложная. Здесь действуют силы, как способствующие увеличению экспорта из РФ, так и препятствующие ему

чалу разработки новых месторождений. По этой причине, а также вследствие истощения старых месторождений и недостаточного для снижения этого эффекта объема добычи на новых пока нет объективных предпосылок для серьезного увеличения норвежского импорта в Европу в перспективе.

Более половины добычи газа в Норвегии приходится на зрелые морские месторождения континентального шельфа, которые выработали больше половины своей ресурсной базы и находятся на этапе сокращения добычи. Среди них два больших месторождения в Норвежском море: Оскар (оператор — Statoil) и Ормен-Ланге (оператор — Shell). Чуть более четверти всего производства приходится на главное газовое месторождение страны Тролль со стабильным уровнем добычи порядка 35 млрд кубометров, на котором не ожидается прироста добычи до 2020 года вследствие лимита пропускной способности платформы и подпадающих газопроводов, а также отсутствия у оператора планов по увеличению данной пропускной способности.

Потенциал добычи новых месторождений, которые будут введены в эксплуатацию в течение следующих пяти лет, ограничен невысоким ресурсным потенциалом, сложной геологией и отдаленностью новых активов. Самыми крупными среди них являются Орта-Ханстин (Statoil) и Мартин-Линге (Total). Для сравнения: месторождения, которые будут введены в эксплуатацию в 2018–2025 годах, добавят к общей добыче около 30 млрд кубометров, тогда как объем выпавшей добычи на зрелых месторождениях по сравнению с 2017 годом составит около 45 млрд кубометров.

бометров. Таким образом, в среднесрочной перспективе в период 2017–2025 годов добыча в Норвегии будет падать в среднем на 2% в год, что соответствующим образом отразится на экспортных объемах.

**— Как можно охарактеризовать ситуацию на европейском газовом рынке? Кто сейчас там является главными конкурентами «Газпрома»?**

— Единого европейского рынка до сих пор не существует, так как некоторые страны ЕС физически слабо соединены между собой и зависят от разных источников импорта природного газа. Европейский рынок условно можно разделить на четыре отдельных: континентальная Европа, Италия, Великобритания и Иберия (Испания и Португалия). Для России на сегодняшний день представляют интерес первые три благодаря большим объемам поставок на них российского газа. Испания также с 2018 года начнет получать газ ЮВАТЭКа с проекта «Ямал СПГ», но относительно небольшие объемы.

В 2016 году на рынок континентальной Европы, а также Италии и Великобритании пришлось 82% всего европейского экспорта

из России. Британский рынок важен тем, что он соединен с континентальной Европой газопроводом Interconnector и эти два рынка балансируют поставки в случае как нехватки, так и избытка газа, особенно в период зимних пиков потребления. Так, например, Великобритания импортировала большой объем газа из континентальной Европы зимой 2016 года из-за недоступности объемов в газохранилище Rough. Фактически поэтому цены на континентальной площадке TTF и британской NBP сбалансированы. Иберия (Испания, Португалия), в свою очередь, покрывает потребности в газе трубопроводными поставками из Алжира — 15 млрд кубометров, а также сжиженным природным газом в основном из Нигерии и Катара — 15 млрд кубометров. Этот регион пока не связан физически с поставками из России, и связь его с другими европейскими рынками ограничена пропускной мощностью газопровода между Францией и Испанией. Так, Испания и Португалия импортировали всего 3 млрд кубометров с территории континентальной Европы в 2016 году.

Ситуация на рынках, которые традиционно важны для российского газа, сложная и многофакторная. Здесь действуют силы, как способствующие увеличению экспорта из РФ, так и препятствующие ему. С одной стороны, падение внутренней добычи в странах ЕС, сокращение экспортных возможностей непосредственных конкурентов «Газпрома» Алжира и Норвегии, целевые программы по закрытию угольных и атомных электростанций в странах Евросоюза, а также ценовое конкурентное преимущество российского



газа и большая ресурсная база позволяют говорить о хороших перспективах для экспорта газа из России.

Необходимо упомянуть профицит добываемых мощностей, наличие широкой сети экспортных газопроводов с неполной загрузкой, а также строительство новых мощностей в рамках проекта Nord Stream-2. С другой стороны, растущая доля возобновляемых источников энергии в странах ЕС, амбициозные планы по вводу в эксплуатацию американских экспортных СПГ-терминалов, а также усилившийся в последнее время политический вектор в некоторых восточноевропейских странах на уменьшение зависимости от российского газа увеличивают неопределенность будущих поставок.

Главным образом увеличению экспортного потенциала российского газа способствует сегодня падение внутренней добычи в странах Европы (исключая Норвегию), в особенности у самого крупного производителя — в Нидерландах. На увеличивающийся эффект истощения старых месторождений в стране накладывается искусственное ограничение производства газа на газовом месторождении Гронинген из-за участвовавших землетрясений. В сентябре 2016 года правительство Нидерландов установило планку в 24 млрд кубометров на добычу до 2021 года. Затем в мае 2017 года планка была снижена до 21,6 млрд кубометров, а 16 ноября суд постановил пересмотреть ее в сторону дальнейшего снижения. Добыча в Нидерландах будет падать в среднем на 11,7% в год в период 2016–2025 годов.

В Великобритании добыча также будет снижаться, но не такими быстрыми темпами, так как в ближайшем будущем планируется запуск месторождений Куллин и Толмант. Тем не менее добыча упадет в целом на 5 млрд кубометров к 2025 году по сравнению с уровнем 2016 года. В остальных странах Европы производство газа будет сокращаться в среднем на 7% в год в период 2016–2025 годов. Суммарно к 2025 году производство в Европе снизится на 44 млрд кубометров.

В ближайшие восемь лет произойдет сокращение добычи и экспорта в Норвегии и Алжире, которые являются непосредственными конкурентами России на газовом рынке ЕС. В Норвежском Королевстве это будет связано с вышеупомянутым истощением зрелых месторождений. В случае с Алжиром к этому фактору можно добавить быстрорастущий внутренний спрос на электроэнергию, что вынуждает алжирское правительство перенаправлять часть добычи на собственные нужды. В результате экспортные мощности в Алжире, как газопроводы, так и СПГ-терми-

налы, используются в настоящее время чуть больше чем на половину от полного потенциала. По самым консервативным подсчетам, спрос на природный газ в Алжире будет расти на 2–3% в год в 2017–2025 годах и страна не сможет существенно повлиять на тенденцию сокращения экспорта газа.

Что касается Катара, экспортные мощности в стране сейчас полностью загружены. Производимые объемы СПГ законтрактрованы азиатскими покупателями на эту зиму. В среднесрочной перспективе до 2025 года Катар не планирует масштабного наращивания производства и экспорта сжиженного газа. Таким образом, со стороны предложения и позиций основных существующих на сегодняшний день конкурентов перспективы российского газа достаточно безоблачны.

**— Будет ли расти спрос на природный газ в Европе?**

— В 2010–2015 годах спрос на природный газ в европейских странах снизился на 20%, не выдержав конкуренции с дешевым углем, субсидируемым возобновляемыми источниками энергии, а также давления структурного снижения потребления и низкого экономического роста в целом. На сегодняшний день ситуация улучшилась. Потребление газа выросло в европейских странах на 6% в 2016 году и, согласно предварительным прогнозам, вырастет в 2017 году из-за более благоприятной для газа ценовой конъюнктуры по отношению к углю и политическим решениям о заморозке угольных и атомных электростанций, позволивших нарастить производство электроэнергии газовыми электростанциями в Великобритании, Германии и Италии.

В будущем тенденция к замещению угольных и атомных электростанций продолжится: Германия планирует закрыть все атомные электростанции к 2023 году, Бельгия — к 2025-му, хотя по реалистичным оценкам, это удастся сделать не раньше 2030 года. Также Великобритания и Финляндия планируют закрыть все угольные электростанции к 2025 и 2030 годам соответственно. В Италии на сегодняшний день не принято политическое решение о заморозке угольных электростанций, но уголь будет уступать место газу ввиду устаревания генерирующих угольных мощностей и благоприятной ценовой конъюнктуры.

С другой стороны, в период с 2010 по 2016 год рост генерации ветровой и солнечной электроэнергии составил в среднем 15% в год. Но производители возобновляемой энергии до сих пор обладают значительными преимущес-

твами на рынке электроэнергии. А солнечная энергетика стремительно дешевеет и вместе с ветровой энергетикой сможет нарастить долю в европейской генерации электроэнергии с сегодняшних 15% до 23% в 2025 году. Таким образом, эффект роста возобновляемых источников энергии не позволит газу существенно нарастить долю в европейском потреблении в 2017–2025 годах, хотя, с другой стороны, эффект от заморозки угольных и атомных электростанций не позволит спросу на газ проследовать так, как это было в 2010–2015 годах.

В среднесрочной перспективе возможности для экспорта природного газа на европейский рынок возрастут. Европа недосчитается около 23 млрд кубометров поставок из Алжира и Норвегии в 2025 году по сравнению с 2016 годом, а также 44 млрд кубометров газа из-за снижения внутренней добычи. Спрос на природный газ останется на уровне 440–450 млрд кубометров. Растущий экспортный потенциал уже отражается на объемах продаж природного газа «Газпрома» в Европу.

**— Может ли СПГ из США повлиять на ситуацию на европейском рынке?**

— Мы видим первые примеры того, как американский сжиженный газ приходит на рынки стран Восточной Европы, в том числе на традиционные рынки «Газпрома». Контракт, подписанный недавно польской компанией PGNiG и Centrica на покупку девяти партий СПГ из США в 2018–2022 годах, и ранее анонсированные планы эстонской Vopak EOS по строительству регазификационного терминала мощностью 0,33 млн тонн СПГ в год для поставок американского газа говорят о том, что восточноевропейские страны пользуются относительным удешевлением СПГ и расставляют акценты на диверсификации поставок и уменьшении зависимости от газа из России, несмотря на то что американский газ пока будет обходиться им дороже российского.

Говорить об объемах, которые бы существенно изменили расклад сил в Европе и уменьшили рыночную долю российских экспортных поставок, пока сложно. На сегодняшний день американский СПГ экспортируется в основном в Южную Америку и Азию ввиду более благоприятной ценовой конъюнктуры. Реализуемые в США СПГ-проекты более чем наполовину законтрактованы азиатскими и южноамериканскими покупателями. Но если покупатель не захочет принять поставку, компания-трейдер, которая по контракту отвечает за нее, должна будет найти альтернативный рынок сбыта, чтобы покрыть часть своих издержек.

Этим альтернативным рынком может стать Европа. Поэтому в среднесрочной перспективе, когда мировые рынки почувствуют перенасыщение предложением австралийского и американского СПГ, неизбежно возрастут объемы сжиженного газа из США в Европу. Но этим объемам будет сложно существенно повлиять на долю «Газпрома». Если треть всех объемов американского СПГ, находящихся в настоящее время в разработке, а это около 30 млрд кубометров в год в 2020 году, окажется в Европе, это все равно приведет при прочих равных к росту доли экспорта «Газпрома» на 10–15 млрд кубометров к этому же времени.

### Единого европейского рынка до сих пор не существует, так как некоторые страны ЕС физически слабо соединены между собой и зависят от разных источников импорта природного газа

Рынок СПГ до конца текущего десятилетия перенасыщен предложением. Таким образом, это рынок покупателей, которые будут способны выбирать из большего по сравнению с существующим положением вещей количества поставщиков природного газа. В таких реалиях мы считаем, что «Газпром» продолжит стратегию на удержание и наращивание рыночной доли в Европе, в том числе путем внедрения спотовой индексации в контракты и более гибких условий поставок.

**Интервью взяла Мария Кутузова**

## Долгожданый налог

— законодательство —

**Правительство РФ одобрило законопроект о введении налога-обложения дополнительного дохода от добычи нефти на пилотных проектах в Западной и Восточной Сибири. Ожидается, что законопроект будет принят уже в первом квартале 2018 года и вступит в силу с 1 января 2019 года. Через несколько лет такое налогообложение может быть распространено на всю отрасль. Нефтяные компании боролись за эти изменения с 2008 года.**

Правительство России разработало и внесло в Госдуму проект закона, который предусматривает направление всех поступлений от налога на добавленный доход от добычи углеводородного сырья (НДД) в федеральный бюджет. В ближайшее время законопроект будет рассмотрен в первом чтении. Ко второму чтению Минфин и Минэнерго готовят ряд дополнений и корректив для внесения в законопроект на основе пожеланий и замечаний нефтяных компаний, сделанных на совещании правительства в ХМАО.

Действующая система налогообложения отрасли не учитывает особенностей добычи на тех или иных

месторождениях и выглядит следующим образом: каждая тонна добытой нефти облагается налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Если нефть в дальнейшем идет на экспорт, то также уплачивается экспортная пошлина, а если остается в стране и перерабатывается на отечественных нефтеперерабатывающих заводах, то платится акциз с произведенных нефтепродуктов. Формулы НДПИ и экспортная пошлина используют мировую цену на нефть и ориентированы на налогообложение с выручки компаний. Из этих правил есть исключения, как правило утверждаемые правительством или в Кремле: льготы распространяются на конкретные регионы или месторождения.

Представители нефтяных компаний просили правительство внести изменения в действующую систему больше десяти лет, поскольку она не учитывала особенности добычи (и, соответственно, фактическую рентабельность добывающих компаний) углеводородов на разных месторождениях. Необходимость введения этих изменений стала очевидна в 2008 году после падения цен на нефть ниже \$50 за баррель. Тогда представители нефтяных компаний заявили, что до-

бывают себе в убыток, поскольку выручка уходит на уплату налогов. «Каждая тонна нефти, которую мы экспортируем, приносит нам до \$40 убытков, поскольку нынешние налоги рассчитывались исходя из \$70–80 за баррель, тогда как сейчас цена на рынке — \$50. Компании не могут бесконечно долго работать себе в убыток», — говорил вице-президент ЛУКОЙЛа Леонид Федун. Сейчас, когда цены на нефть снова упали до \$50–60 за баррель, тема стала актуальной.

Проблема старой системы налогообложения состоит еще и в том, что из-за ее негибкости в налоговое законодательство часто вносились изменения, и это очень осложняло жизнь добывающим компаниям. Новый законопроект предусматривает снижение НДПИ и запуск НДД, ставка которого составит 50% от дохода от продажи нефти за вычетом экспортной пошлины, НДПИ, фактических расходов на добычу, транспортировку и т. п. Кроме того, для новых месторождений предусмотрены налоговые льготы: льготный период по уплате НДПИ, перенос убытков текущего периода на будущие периоды, а также учет исторических убытков для новых месторождений в новых регионах нефтедобычи. Таким обра-

зом, чем рентабельнее проект, тем больше налоговая нагрузка.

Нынешний вариант НДД считается пилотным: определенные месторождения, на которых налог сможет применяться. Предполагается, что в дальнейшем такое налогообложение может быть распространено на большее число месторождений и даже всю отрасль, но как будет определяться успех или неудача эксперимента — неизвестно. Пока же перечень пилотных проектов сформирован из действующих месторождений Западной Сибири: он включает в себя 35 лицензионных участков, разрабатываемых «Роснефтью», ЛУКОЙлом, «Газпром нефтью», «Сургутнефтегазом» и независимыми нефтяными компаниями. Совокупная добыча нефти в 2016 году по ним составила 14,7 млн тонн, извлекаемые запасы нефти — около 900 млн тонн. В случае успеха системы на пилотных проектах она может распространиться на всю нефтяную отрасль.

Как пояснял в ноябре министр энергетики Александр Новак, первые годы придется мириться с «выпадающими доходами», когда российский бюджет недосчитается существенных сумм, но уже на четвертый год эти убытки будут полностью компенсированы за счет выплат от

компаний. При этом за 18 лет поступления в бюджет увеличатся почти на 1 триль рубль.

Налоговым периодом по НДД будет признаваться календарный год с учетом внесения квартальных авансовых платежей, распределяющих поступления в бюджетную систему России по этому налогу. До достижения окупаемости проекта налоговая нагрузка на него будет ниже, чем при действующей системе налогообложения, что позволит повысить рентабельность разработок месторождения и быстрее выйти на окупаемость. Согласно законопроекту, НДД будет распространяться на четыре группы месторождений: первая группа — новые месторождения в Восточной Сибири с выработанностью менее 5%, вторая — месторождения, пользующиеся льготой по экспортной пошлине. К третьей группе отнесены действующие месторождения в Западной Сибири с выработанностью от 10% до 80% (квота — не более 15 млн тонн в год по фактическому заявкам компаний), четвертая группа — новые месторождения в Западной Сибири с выработанностью менее 5% с совокупными запасами не более 50 млн тонн в год.

Недостатком такого рода налогов, как НДД, является возможность

искусственного завышения затрат, которое стимулируется самой налоговой системой. Инвестор может умеренно идти на излишние расходы для снижения налоговой нагрузки — в конце концов, для него почти одинаково выгодно наращивание активов за счет роста затрат и увеличение прибыли, которую можно разделить между акционерами.

Также внесенная в Госдуму версия закона об НДД не включает норм по поддержке нефтепереработки, о которых просили компании, потеврявшие маржинальность нефтепереработки из-за налогового маневра. Предложения по этому вопросу прорабатываются параллельно, сообщил в начале декабря в интервью «РИА Новости» первый замминистра энергетики РФ Алексей Текслер.

Эксперты отмечают, что положительный эффект от введения НДД на первом этапе будет весьма скромным — это связано с относительно небольшим перечнем месторождений, которые будут участвовать в эксперименте (на них приходится меньше 3% добываемой в России нефти). Минфин подстраховался, где только смог, чтобы не сильно ударить в сумме налоговых поступлений в бюджет.

**Мария Григорьева**