

нефть и газ

Сланцевая нефть затапливает рынок

— мировые тренды —

При этом по данным Baker Hughes, число работающих буровых установок в США достигло рекорда — 683 единицы: за последний год к бурению приступили 332 бригады, из которых две трети задействованы в Пермском бассейне. Эксперты отмечают растущие темпы бурения на сланцевых формациях в США. Но компании, пробуравив скважины, оставляют рекордное количество из них незавершенными. Так, по данным Reuters, в феврале в Пермском бассейне было пробурено 395 скважин, из которых было завершено лишь 300. Число незавершенных скважин достигло 1674. По оценкам Wood Mackenzie, если все незавершенные скважины в Пермском бассейне одновременно ввести в строй, добыча может вырасти на 300 тыс. баррелей в сутки. В целом по стране количество пробуренных, но незавершенных скважин выросло в феврале до 5443. За последние два года разработка сланцевых запасов стала рентабельной при цене нефти \$35 за баррель.

Основная причина — быстрый технологический прогресс. У американской компании Continental Resources было заморожено около 185 скважин на сланцевых залежах на Баккене в Северной Дакоте. Гендиректор компании Гарольд Хамм утверждает, что благодаря инновационным решениям, внедренным во время ценового спада, компания сможет разрабатывать эти скважины более экономично. ExxonMobil также увеличивает расходы на разработку сланцевых ресурсов в Пермском бассейне и формации Баккен и рассчитывает увеличить там добычу на 750 тыс. баррелей н. э. в сутки к 2025 году. Уже сейчас у ExxonMobil в двух бассейнах больше 5,5 тыс. скважин.

Согласно прогнозам Goldman Sachs, восстановление роста цен на



Рост добычи сланцевой нефти может стать реальной угрозой для стабилизации мировых цен

нефть может привести к резкому увеличению добычи на сланцевых проектах в США, что станет одной из причин избытка предложения нефти на рынках к 2019 году. Аналитики банка утверждают, что запуск новых проектов на традиционных месторождениях и разработка сланцевых запасов приведут к росту поставок на 1 млн баррелей нефти в сутки в 2018–2019 годах.

«Жизнеспособность сланцевой нефтегазодобычи в США в течение нескольких последних лет стала сюрпризом для мирового рын-

ка. Когда в 2014 году нефтяные цены начали стремительно падать, стоимость разработки сланцевых резервуаров считалась одной из самых высоких. Соответственно, многие глобальные игроки предполагали, что производство нефти в США резко сократится, если низкие цены продержатся долго, что позволит убрать с рынка избыток предложения, вызвавший резкий ценовой спад», — отмечает Дженна Делани, старший нефтяной аналитик, Platts Analytics, подразделение прогнозирования и аналитики S&P Global Platts.

Добыча в США действительно стала падать в середине 2015 года. Но до конца 2016 года объемы производства сократились всего на 800 тыс. баррелей в сутки. Это резко контрастирует с предыдущим ростом добычи в США: производство выросло на 4,5 млн баррелей в сутки с начала 2009 года до середины 2015 года. Особую обеспокоенность у глобальных игроков вызвала динамика добычи в бассейне Пермиан. В прошлом году добыча нефти на этой структуре выросла на 200 тыс. баррелей в сутки при средней цене на нефть WTI \$43

за баррель в течение 2016 года. «Ожидается, что этот исключительный регион и в дальнейшем сохранит позиции лучшего в своем классе», — считает госпожа Делани.

В декабре 2016 года впервые за полтора года средняя цена WTI поднялась до \$50 за баррель. На фоне оптимизма, последовавшего за ростом нефтяных цен, число действующих буровых установок в Пермском бассейне увеличилось почти на 40 штук в первые восемь недель 2017 года, по данным Rig Data, подразделения S&P Global Platts. Как и ожидалось,

добыча на данной структуре продолжала расти и, согласно последним оценкам Platts Analytics, превýсила 2,3 млн баррелей в сутки в марте текущего года.

Рост добычи в Пермском бассейне отражает общую динамику изменений в США за последние несколько месяцев. В начале ноября 2016 года, до того как ОПЕК объявила о решении сократить добычу, что способствовало росту цен, ожидалось, что добыча нефти на сухопутных месторождениях останется стабильной вплоть до 2018 года. Этот прогноз базировался на данных о количестве новых скважин, ежемесячно вводимых в строй в тот период. «Дело в том, что дебит скважин, пробуренных на сланцевых залежах, прежде всего горизонтальных, сначала падает очень быстро. Однако после нескольких лет снижения добыча стабилизируется. В конце 2016 года нефтяные компании ежемесячно вводили в строй на суше ровно столько скважин, сколько было необходимо для возмещения падающих объемов. Всего за четыре месяца ситуация резко изменилась. Если компании будут ежемесячно бурить столько же скважин, сколько было пробурено в марте текущего года, то добыча нефти увеличится почти на 700 тыс. баррелей в сутки к концу 2018 года и полностью возместит падение, наблюдавшееся в предыдущие полтора года», — утверждает эксперт Platts. Причем этот прогноз не учитывает возможного дальнейшего роста цен, увеличения количества буровых и вновь вводимых скважин.

Экспорт нефти из США в начале 2017 года взлетел до рекордных значений, достигнув 5,69 млн баррелей в сутки. Так что с уверенностью можно сказать, что компании, разрабатывающие сланцевые запасы, доказали жизнеспособность своих проектов и при \$50 за баррель нефти на мировых рынках.

Мария Кутузова

Законная добыча

— мнение —

Ситуация в российской газовой отрасли все больше напоминает структурный конфликт и в совокупности с многочисленными перекосами на внутреннем рынке создает риски для ее стабильного функционирования и нерационального использования ресурсов. В условиях внешнего давления на Россию, снижения цен на углеводороды и необходимости реализовывать новые масштабные проекты в сфере добычи и транспортировки газа это может привести к дополнительным негативным последствиям как для индустрии, так и для экономики России в целом.

В настоящее время по поручению президента и правительства продолжается работа над новой Энергетической стратегией до 2035 года и Генеральной схемой развития газовой промышленности, а также Концепцией развития внутреннего рынка газа. Однако интересы и взаимоотношения игроков на рынке, включая государство, настолько противоречивы, что любая конструктивная дискуссия быстро переходит в формат «сам дурак», а процесс принятия решений тонет в бесконечных потоках межведомственных согласований и писем.

Помимо прочего это означает, что еще есть время определить узловые, критические точки функционирования отрасли и обеспечить безопасное и экономически обоснованное освоение газовых ресурсов и их использование для обеспечения социальных обязательств, стимулирования экономики, укрепления позиций на внешних рынках и максимизации поступлений в бюджет.

С нашей точки зрения, ключевыми проблемами факторами являются: организация внутреннего рынка газа в России, распределение рисков и обязательств между производителями газа, а также отсутствие стимулов для развития потребления, что выражается в стагнации спроса на газ в последние десять лет.

Отмечу, что с определением внутреннего рынка не все так просто даже с точки зрения терминов. В нашей стране исторически сложилось несколько мало связанных друг с другом неравнозначных зон и даже сегментов рынка внутри одной зоны. Крупнейшей из таких зон является действующая Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая сформирована на базе основных месторождений «Газпрома», газотранспортной системы и комплекса подземных хранилищ в европейской части России. По ЕСГ транспортируется около 90% национальной добы-

чи — 635–640 млрд кубометров газа, а также небольшие теперь объемы газа из Центральной Азии. Остальной газ поставляется либо по локальным газотранспортным системам, либо используется на месте, не попадая в газовые магистрали.

Если взглянуть на динамику потребления в зоне действия ЕСГ за последние десять лет, то первое что приходит на ум, — стагнация спроса с незначительными колебаниями вокруг 350 млрд кубометров. Впрочем, с 2010 по 2015 год наблюдался довольно устойчивый тренд снижения потребления газа. За пять лет рынок сузился на 6%, или 23 млрд кубометров. Хорошая новость по итогам прошлого года состоит в том, что мы вернулись в зону роста — сразу +2,5%. Но сколько в этом росте устойчивой динамики оздоровления ситуации, а сколько погодного фактора — зима началась рано и была весьма суровой, покажет только ближайшее будущее.

На фоне того, что российский газовый рынок за последнее время не только не становился больше, но и регулярно усыхал, произошел резкий рост добычи независимых производителей газа. С 2005 года их добыча в зоне ЕСГ выросла в 2,7 раза — с 53 до примерно 145 млрд кубометров (по оценке ФНЭБ за 2016 год). А доля газа независимых производителей на внутреннем рынке взлетела с 15% до без малого 42%.

Казалось бы, прекрасный повод порадоваться: сегмент независимых производителей расширяется, несмотря на то, что «страшный монополист» устанавливает многочисленные барьеры и вообще мешает жить, в чем его постоянно обвиняют. А расхождения с реальностью никого не смущают.

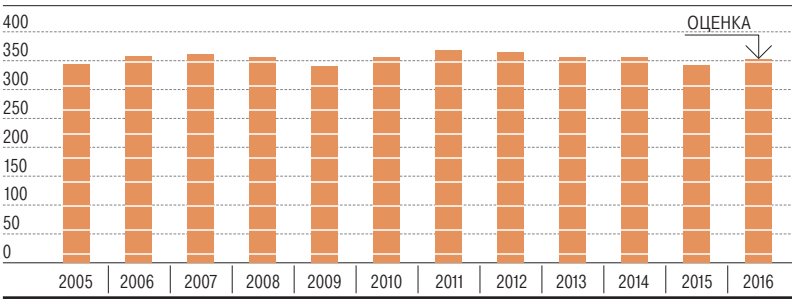
Но в этой истории есть серьезный системный риск, на первый взгляд незаметный, который связан с особенностями функционирования газовой отрасли. Потребление газа везде в мире, и особенно в такой северной стране, как Россия, имеет ярко выраженный сезонный характер. Суточное потребление газа в зимние пики может быть выше летних минимумов в разы. Даже в среднем по кварталам (см. график) оно различается в два раза. В прошлом году во втором и третьем кварталах оно было 57–60 млрд кубометров, а в первом и четвертом кварталах — 112–118 млрд кубометров. Для сравнения: экспортные поставки газа фонсе рекордов зимой были выше, чем летом, на 17–27%.

За счет ПХГ в сезон отбора можно покрыть 30–40 млрд кубометров, максимум — 50 млрд кубометров. А неравномерность спроса требует каждую зиму дополнительно 130–140 млрд кубометров, из которых 80% — это нужды внутреннего рын-

ПОСТАВКИ ГАЗА ПО ЕСГ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК И ЗА ПРЕДЕЛЫ РОССИИ ПО КВАРТАЛАМ (МЛРД КУБ. М) ИСТОЧНИК: РАСЧЕТЫ ФНЭБ НА ОСНОВЕ ОТЧЕТНОСТИ «ГАЗПРОМА».



КОНЕЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА В ЕСГ (МЛРД КУБ. М) ИСТОЧНИК: ОТЧЕТНОСТЬ «ГАЗПРОМА», ОЦЕНКА ФНЭБ.



ка. Проще говоря, в прошлом году в отопительный сезон, чтобы обеспечить российских потребителей, нужно было добыть на 70 млрд кубометров больше, чем летом. В годовом исчислении необходимые резервные мощности должны обеспечивать возможность добычи 140 млрд кубометров, работая при этом на 50% возможности.

И эти сезонные качели в полном объеме покрывает только один игрок — «Газпром». Квартальный профиль добычи основных независимых игроков — НОВАТЭКа и «Роснефти» — напоминает прямую. У «Роснефти» — с тенденцией к росту, у НОВАТЭКа — к снижению. Но в целом отклонения не превышают 1–2 млрд кубометров, или 3–6%. В первом квартале 2016 года они (без учета дальневосточных проектов «Роснефти») добыли на двоих 34 млрд кубометров, во втором — 33 млрд кубометров, в третьем — 32 млрд кубометров, а в четвертом — снова 34 млрд кубометров. У «Газпрома» разница между вторым и четвертым кварталами составила 50 млрд кубометров, или 37%. И это без учета качки газа в ПХГ, которая в целях безопасности газоснабжения тоже осуществляется кончерном.

В результате складывается любопытная картина, когда независимые компании, которые в среднем занимают уже очень значительную долю рынка, работают по уникальной схеме — «зимой и летом одним цветом». Более того, например, во втором и третьем кварталах 2016 года НОВАТЭК и «Роснефть» на двоих добыли 65 млрд кубометров газа, а на внутренний рынок было поставлено 119 млрд кубометров. Хранилищами независимые почти не пользуются. Официальную

информацию они не предоставляют. По косвенным данным, НОВАТЭК заказывает в ПХГ 2–3 млрд кубометров, «Роснефть» и того меньше. Это значит, что летом прошлого года доля независимых производителей на внутреннем рынке уже поднималась выше 50%. Зато в первом и четвертом кварталах она составляла 28–30%.

Сейчас эта система работает более или менее без сбоев благодаря тому, что «Газпром» подготовил добычные мощности на Ямале, а часть традиционного спроса, например на Украине, которая сократила чистый импорт с 50 млрд до 10 млрд кубометров, ушла в небытие. Кроме того, не состоялся обещанный еще Анатолием Чубайсом при реформировании РАО «ЕЭС России» бум внутреннего потребления газа в электроэнергетике.

С точки зрения возможности удовлетворения пиков это хорошо, а с точки зрения оптимального использования ресурсной базы и технологической безопасности объектов добычи, мягко говоря, не очень. Не говоря уже об экономической стороне вопроса. Содержание резервных мощностей — удовольствие не из дешевых, а действующее ценовое регулирование в России никакой дополнительной выгоды поставщиков от продажи газа зимой не предполагает, если не считать таковыми повышенные штрафы за сверхлимитный отбор. Кстати, отсутствие сезонной ценовой дифференциации (которая, впрочем, в России вряд ли возможна из-за высокой социальной значимости газа) также определяет и отсутствие коммерческой составляющей в сфере подземного хранения, которое развивается и содержится толь-

ко за счет субсидирования со стороны других видов деятельности.

Учитывая, что добычные мощности в газовой сфере создаются не раз и навсегда, а требуют постоянных инвестиций из-за склонности к сокращению добычи из каждого месторождения вследствие снижения пластового давления, проблема создается нештучная. Дальнейший рост добычи газа независимыми производителями, а, например, «Роснефть» обещает увеличить ее с 65 млрд до 100 млрд кубометров к 2020 году, приведет к тому, что объем резервных мощностей, покрывающий пики, придется увеличить. И придется это сделать именно «Газпрому» при дальнейшем снижении доли рынка, если вдруг мы не увидим резкого роста спроса внутри страны. Поскольку предпосылки к этому особых нет и, за исключением вялотекущего проекта по газомоторному топливу, никакой системной работы по расширению платежеспособного спроса на газ регуляторы не ведут, рассчитывать на увеличение газового пирога в потреблении не приходится.

К тому же власти не склонны особо увеличивать цены на газ, наоборот, они ищут дополнительные фискальные возможности, в том числе в газовой отрасли. Следовательно, и привлекательность поставок на внутренний рынок будет сокращаться, тем более что стратегия наращивания добычи той же «Роснефти» будет требовать значительных инвестиций. В этих условиях совсем неудивительно, что руководство компании видит только одну возможность оправдать такие инвестиции — добыть либерализации трубопроводного экспорта и изъять у «Газпрома» часть экспортных доходов.

При этом «Газпром» должен продолжить содержать и даже расширять резервные мощности для покрытия внутренних пиков потребления, обеспечивать поставки населению и коммунальным предприятиям, которые мало и нерегулярно платят, и реализовывать проекты, связанные с национальной энергетической безопасностью: от СПГ-терминала в Калининграде до газопровода к космодрому Восточный.

А самое интересное, что ресурсная база независимых связана с разработкой мелких и средних месторождений. Это значит, что достаточно быстро после достижения зального пика добычи наступит естественное падение. К примеру, основное месторождение НОВАТЭКа — Юрхаровское — проработало на пике в 38 млрд кубометров всего два года — 2013-й и 2014-й, а уже в 2016-м продемонстрировало падение в общей сложности на 5 млрд кубометров. А уже к 2020 году собственные месторождения (без уче-

та совместных предприятий), обеспечивающие поставки в ЕСГ, могут упасть еще на 25%.

То же самое произойдет с проектами «Роснефти» после 2020 года — такова физика процессов в газовой отрасли. Это не значит, что такая стратегия развития добычи газа не может быть принята государством. Об этом свидетельствует европейский опыт. Голландцы использовали свое основное месторождение Гронинген для того, чтобы обеспечить попутную разработку малых месторождений. Правда, все добычные проекты в Нидерландах в руках одной компании и под контролем правительства. Но главное, что опыт в целом оказался не очень удачным для главного актива — Гронингена, где уже несколько лет большие проблемы с поддержанием добычи.

Для России вопрос о том, каким образом обеспечивать безопасное функционирование системы газоснабжения, выполнение всех обязательств перед российскими потребителями и экспортными контрактами, является ключевым с точки зрения энергетической безопасности. Особенно, в сложившихся условиях увеличения нагрузки на «Газпром» при прохождении пиков и одновременном сокращении доходов на внутреннем рынке и росте социальных обязательств. Экспортные доходы в настоящее время — единственный источник компенсации всех этих расходов. К тому же в условиях снижения цен на углеводороды источник иссякающий. Перераспределить его часть, чтобы повысить инвестиционную привлекательность новых добычных проектов «Роснефти», которые придется дополнительно резервировать и которые начнут снижаться через год-два после выхода на полку, не слишком разумно и дальновидно.

Может ли в таких условиях быть достигнут консенсус между участниками рынка и регуляторами? Очевидно, что без развития нового платежеспособного спроса на газ — более интенсивного развития индустрии газомоторного топлива и газохимии — битва за уменьшающийся газовый пирог будет все более бессмысленной и бесплодной. Поэтому государству следует сместить акцент с постоянной поддержки в той или иной форме проектов независимых производителей на создание новых эффективных производств, а также стимулирование потребления газа - нашего естественного конкурентного преимущества, которое может обеспечить экономический рост с учетом его правильного использования.

Алексей Гривач, заместитель генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности