

Рынок газа: вопросы ценообразования

По информации Международного энергетического агентства, спрос на газ в 2010 г. вырос на 7,4% по отношению к предыдущему периоду. Это самый высокий темп роста с 1994 г. Кризисные явления, по крайней мере, в газовой отрасли, как видится, пройдены. Таким образом, можно прогнозировать возврат на былые позиции и дальнейший рост - как цены, так и объемов.

Последние события на рынке газа комментирует Андрей Конопляник, д. э. н., директор по регулированию энергетических рынков, Фонд «Институт энергетики и финансов», профессор РГУ нефти и газа им. Губкина.



ЭНИГ: Как Вы оцениваете заявление Алексея Миллера на Санкт-Петербургском экономическом форуме 2011 о том, что цена на газ в 2012 г. перейдет границу в 500 долларов. Хотя сейчас цены «Газпрома» и без того считаются высокими для европейских потребителей? Подобное заявление с таким же прогнозом прозвучало на Санкт-Петербургском экономическом форуме в 2008 г. Можно ли провести параллель между этими выступлениями, есть ли для таких заявлений схожие экономические основания?

А. Конопляник: Схожие основания для таких заявлений в отношении динамики цен есть: чем выше цена на нефть на мировом рынке, тем выше экспортная цена газа в европейских контрактах «Газпрома», которая на каждый текущий квартал рассчитывается как средневзвешенная от цен нефтепродуктов за предыдущие 9 месяцев, поэтому динамика газовых цен повторяет с лагом запаздывания движение цен на нефть. После устойчивого роста с 2003 г., цена на нефть достигла своего исторического пика 147 долл./баррель в июле 2008 г., потом обрушилась до 35, поднялась до 70 и продолжила рост.

Цены на нефть Brent (европейский маркер) с сентября 2010 г. выросли к апрелю 2011 г. с 75 до 125 долл./баррель и впоследствии колеблются в диапазоне 100-120 долл./баррель с тенденцией к понижению, несмотря на события в Ливии. Поэтому в конце 2008 г. - начале 2009 г. цена газа в экспортных контрактах «Газпрома» была максимальной, ибо учитывала в формуле цены наивысшие нефтяные котировки предыдущих девяти месяцев.

Существуют отдельные прогнозы, которые показывают рост цен. Так, согласно прогнозу Goldman Sachs, обнародованному в конце мая 2011 г., накануне Санкт-Петербургского Форума, нефть марки Brent к концу 2011 г. будет стоить около \$120 за баррель, а в 2012 г. может подорожать до \$140. Но этот банк, который является также и крупнейшим нефтяным трейдером и системообразующим игроком на рынке нефтяных финансовых инструментов наряду с другими крупнейшими финансовыми игроками, был уличен американской Комиссией по срочной биржевой торговле в том, что своими прогнозами разогревал рынок в своих собственных коммерческих интересах. Однако консенсус-прогнозы не показывают дальнейшего роста нефтяных цен на 2012 г. против сегодняшних уровней, сохраняющихся примерно на треть ниже максимальной цены июля 2008 г. Поэтому контрактная цена «Газпрома», рассчитанная по стандартной формуле привязки к средневзвешенным за предыдущие 9 месяцев ценам нефтепродуктов, вряд ли достигнет 500 долларов.

Однако это вполне может произойти на короткое время со спотовыми ценами при наличии совокупного действия нескольких факторов:

(а) более холодной, чем обычно, холодной зимы в Европе (дополнительный всплеск сезонного спроса на газ и возможная недостаточность в этих условиях накопленных запасов в подземных газохранилищах, хотя их емкость в Европе, подогретая январскими российско-украинскими событиями 2006-го и 2009-го гг., существенно возросла);

(б) невхождения мира и Европы во вторую волну кризиса (вероятность которой, однако, сегодня прогнозируется как более вероятная, в частности в последнем выступлении министра финансов А.Кудрина вероятность наступления второй волны кризиса оценивалась им не в 25%, как ранее, а уже более чем в 50%) и продолжения экономического роста, расширяющего спрос на газ;

(в) нехватки электроэнергии из-за моратория на АЭС в ряде стран Европы и экологических ограничений по ее производству на угольных электростанциях, невозможности компенсировать снижение производства этой электроэнергии из «базисной» части графика нагрузки за счет возобновляемых источников (во-первых, их существующих и перспективных мощностей недостаточно по объему, а во-вторых, они объективно непригодны и не предназначены поэтому для производства «базисной» электроэнергии), а значит, необходимости наращивать ее производство на газотурбинных установках;

(г) оттока части направлявшегося ранее в Европу катарского СПГ и перенаправлению его в Японию для компенсации недопроизводства электроэнергии на АЭС страны (во 2-м квартале 2011 г. выработка электроэнергии на японских АЭС упала на треть по сравнению с тем же периодом годом ранее).

ЭНИГ: Не пришло ли время Газпрому именно сейчас проявить большую гибкость в отношениях с европейскими потребителями? Считаете ли Вы, что формула расчета экспортной цены должна быть более прозрачна и в связи с этим конфликтных ситуаций при назначении цен для разных стран станет меньше? Упорядочит ли это отношения? Или, все же, больший вес важности при назначении цены лежит в другой плоскости?

А. Конопляник: Большая гибкость необходима, особенно в условиях избытка предложения. Газпром смягчил в 2009 г. некоторые ключевые условия ряда своих европейских контрактов на три года: понизил минимальный уровень обязательств «бери и/или плати» (в среднем с 85 до 60%), ввел в формулу цены привязку к спотовым котировкам (в среднем с весом 15%), отказался от штрафных санкций за невыборку законтрактованных объемов и т.п. Полагаю, что чем прозрачнее для общественного мнения будет механизм долгосрочных контрактов и формула ценообразования, тем меньше будет домыслов о необоснованности российской экспортной цены и прочих мифов и фантазий в отношении долгосрочных контрактов, порожденных неосведомленностью политиков, прессы и прочих комментаторов.

ЭНИГ: Насколько важен фактор растущего мирового спроса на газ при ценообразовании в формуле цены? Или конъюнктурный, может вкупе с другими факторами являются основными?

А. Конопляник: Обычно, чем выше спрос, тем выше цена, ибо для того, чтобы успевать за его ростом с поставками, нужен рост мощностей. Рост мирового спроса на газ будет отражать экономический подъем, а это – рост спроса на электроэнергию. Наиболее быстро может отреагировать на это газовая гене-

рация (парогазовые турбины наиболее маневренны), значит – рост спроса на газ в электроэнергетике. Рост спроса на жидкое топливо на транспорте и в промышленности ведет к росту цены газа через формулы нефтяной (в Азии) и нефтепродуктовой (в Европе) индексации. Поскольку спотовые цены растут быстрее, чем контрактные, растущий мировой спрос на газ будет опережающими темпами расширять спрос на контрактные поставки газа при росте контрактных цен, которые, однако, будут оставаться ниже спотовых, поскольку в ценах разовых сделок всегда заложен «ажиотажный» элемент – «ажиотажного роста» или «ажиотажного снижения» (т.н. «фактор толпы» или «массового поведения»).

ЭНИГ: Как сильно будет проявляться влияние спотовых цен в Европе при ценообразовании? При текущих ожиданиях второй волны кризиса учтет ли Газпром ситуацию во время кризиса с долгосрочными контрактами и большим различием спотовых цен от контрактных? Будут ли при назначении новых договоров учтены сложности в отношениях и переговорах и заложен больший дисконт для кризисных потрясений, а также достигнута договоренности для подобных ситуаций на основании текущих контрактов?

А. Конопляник: Влияние спотовых цен на ценообразование на газ в Европе будет расти, особенно в связи с законодательно закрепленным в Третьем энергетическом пакете ЕС переходом к новой архитектуре рынка газа ЕС, построенной на спотовой торговле через систему ликвидных рыночных площадок (хабов). Привязка к спотовой торговле уже введена в качестве ценообразующего элемента в некоторые формулы ценообразования на газ, в том числе газпромовские. Думаю, что новые контракты, перезаключенные по истечению срока действия

старых, и пересмотренные новые формулы в действующих контрактах, будут более гибкими.

Почти 50-летняя практика существования в Европе долгосрочных контрактов доказала их высокую эффективность, но преимущественно на фазе устойчивого роста спроса на газ. Сложности прохождения кризиса 2009-2010 гг. поставщиками и покупателями газа будут учтены сторонами долгосрочных контрактов при последующих переговорах при их адаптации/переключении, чтобы обеспечить больший баланс интересов в условиях избытка предложения и/или неопределенной динамики спроса на газ.

ЭниГ: В настоящее время Украина и Россия пытаются договориться о приемлемых для обеих сторон условиях поставок российского газа в Украину. Как вы оцениваете нынешнюю ситуацию с точки зрения подписанных ранее контрактов?

А. Конопляник: Россия и Украина связаны условиями двух 10-летних газовых контрактов (на экспорт газа на Украину и на транзит газа через Украину в ЕС) на период 2009-2019 гг. Подписание этих контрактов в январе 2009 г. является логически продолжением движения двух стран в направлении «европейских механизмов ценообразования». О таком желании украинское руководство заявило первый раз еще весной 2004 г. и с тех пор остается при этом (вполне обоснованном) стремлении.

Однако сегодня Украине не нравится контракт на экспорт российского газа, построенный по стандартной «европейской» модели: ни уровни цен, ни объемы поставок. Причина понятна: в условиях экономического кризиса в Европе цены на спотовых площадках упали, а контрактные цены остаются более высокими. Поэтому украинское руководство считает, что импортная цена газа слишком вы-

сока. Спад в экономике привел к снижению потребления газа. Поэтому Украина хочет закупать меньшие, чем зафиксировано в контракте, объемы и не платить предусмотренные в нем штрафные санкции за невыборку законтрактованных объемов.

Однако следует помнить, что цены долгосрочных контрактов – это, фактически, «инвестиционные» цены, ибо долгосрочные обязательства по поставкам требуют от поставщика заблаговременной подготовки соответствующих мощностей по добыче и транспортировке. Невыборка законтрактованных объемов газа по сути означает омертвление для поставщика осуществленных им капиталовложений в наращивание (или поддержание, или модернизацию) необходимых мощностей, должных обеспечить выполнение долгосрочного контракта. Именно этим объясняется экономическое обоснование появления в долгосрочных контрактах положений о санкциях за невыборку законтрактованных объемов газа наравне с санкциями за их непоставку и/или недопоставку.

Расчетная «начальная» экспортная российская цена для Украины на 1-й квартал 2009 г. оказалась равной 450 долл./1000 куб.метров, поскольку формула цены учитывала при ее определении исторически наивысшие цены нефтепродуктов в предыдущие 9 месяцев. Украинские представители все время ссылаются на эту цену в 450 долл. как на несоответствующую нынешней конъюнктуре. Но в ценовой формуле есть и второй элемент, который изменяет цену газа на следующий квартал, увеличивая или уменьшая величину цены текущего квартала вслед за изменениями нефтяных цен в предыдущие 9 месяцев (формула скользящей средней). Поэтому экспортные цены российского газа для Украины сначала снизились во 2-м квартале, вслед за падением нефтяных цен по-

сле июля 2008 г., а впоследствии повторяли их сглаженную динамику.

При этом в 2009 г. экспортная цена на газ для Украины была снижена Россией в одностороннем порядке на 20% против расчетной контрактной (для смягчения последствий перехода страны к традиционной «европейской» формуле цены) при том, что в это же время Россия стала закупать по таким же «европейским» формулам среднеазиатский газ, который и поставляла в основном на Украину, но оплачивала его закупки полностью (без скидки). Таким образом, в 2009 г. Россия несла прямые убытки, продавая Украине газ по цене на 20% ниже, чем сама же закупала в Средней Азии.

С 2010 г. Россия продает Украине газ уже с 30%-ной скидкой (равной величине экспортной таможенной пошлины на газ). Это – результат Харьковских соглашений, по которым в обмен на продление аренды базы российского ВМФ в Севастополе до 2047 г., Россия снизила экспортную цену на свой газ, чтобы произвести межбюджетный взаимозачет «газ – база». Насколько я понимаю, совокупная величина арендной платы за весь период соглашения о продлении аренды (до 2047 г.) соответствует совокупной величине ценовой скидки на газ до конца срока действия контракта на поставку (до 2019 г.) в рамках законтрактованных объемов.

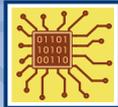
При этом «Газпром» не несет убытки – он не платит экспортную пошлину, которую не получает бюджет. Но и российский бюджет не несет убытки – он не платит Украине за аренду базы в Севастополе в совокупных объемах, эквивалентных величине неполученной им от «Газпрома» экспортной пошлины по украинскому контракту. Компания «Нафтогаз Украины» платит за импортный газ на 30% меньшую цену, а это расширяет платеже-

22-25 ноября 2011 г.

X МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ – 2011



УКРАИНА, КИЕВ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР



УКРПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ

- АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА
- КОМПЬЮТЕРЫ И СЕТИ
- ВСТРАИВАЕМЫЕ СИСТЕМЫ
- ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА
- ПРИБОРЫ И КОМПОНЕНТЫ
- SCADA - СИСТЕМЫ
- СИСТЕМЫ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ
- УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ
- ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
- СИСТЕМНАЯ ИНТЕГРАЦИЯ И ОБУЧЕНИЕ



ОБРАЗЦЫ, СТАНДАРТЫ, ЭТАЛОНЫ, ПРИБОРЫ

- СТАНДАРТИЗАЦИЯ
- СЕРТИФИКАЦИЯ
- МЕТРОЛОГИЯ
- НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА
- КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА
- ВЕСОВОЕ И ВЕСОДОЗИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ЛАБОРАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ:
"ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА"



УКРАИНА, 02660, КИЕВ
БРОВАРСКОЙ ПРОСПЕКТ, 15
☎: +380 44 201-11-78, 206-87-96
www.tech-expo.com.ua
www.iec-expo.com.ua



ОРГАНИЗАТОР:
ООО "МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР"

ПАРТНЕРЫ:



ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



способный спрос украинских потребителей, с одной стороны, и требует меньше дотаций из госбюджета для поддержки «Нафтогаза», поскольку газ на внутреннем рынке продается по более низким ценам. Но изложенный взаимозачет работает только при соблюдении контрактных объемов поставки/закупки газа: уменьшение объемов закупки разрушает схему взаимозачета, ибо нарушает нулевой баланс взаимных межбюджетных платежей обязательств двух стран.

Украина апеллирует к тому, что экспортная цена российского газа для Украины оказывается выше, чем средняя германская цена минус стоимость транспортировки от российско-украинской до германской границы. Но стороны в своем контракте в январе 2009 г. установили другой механизм определения цены: она привязана к ценам нефтепродуктов, определяемым не на границе Германии, а в портах Средиземноморья (экспортных портах для российских нефтепродуктов).

Украина хочет снизить объемы закупок и не платить штрафные санкции за это. Но Россия уже в одностороннем порядке не стала взыскивать с Украины такие санкции за недобор газа в 2009-2010 гг. И это – жест доброй воли, а не обязанность страны-поставщика.

Пересмотр условий контракта возможен – и порядок пересмотра прописан в самом контракте. Первый раз – через 3 года после его заключения (то есть в 2012 г.), затем возможность «планового» пересмотра каждые три года, плюс возможность «внепланового» пересмотра при наступлении особых обстоятельств. При этом бремя доказывания своему партнеру необходимости внепланового пересмотра (ибо только такой подходит под ситуацию сегодняшнего дня) лежит на инициаторе такого пересмотра. Принудить партнера к пересмотру условий контракта ни в каком

случае нельзя, только убедить. Если не удастся – значит, аргументы слабы, а не несговорчивый партнер виноват. Поэтому я скептически оцениваю судебные перспективы иска Украины к России в ценовом отношении.

Следует при этом понимать, что контрактная цена, в отличие от спотовой, является, во-первых, де-факто ценой «инвестиционной» (см. выше), в то время как спотовая – чисто «торговая». Во-вторых, долгосрочный контракт на поставку – это также де-факто сервисный контракт, который гарантирует покупателю объемы, сроки, график, необходимую ему гибкость поставок в рамках законтрагованных объемов и выполнение других, довольно обременительных для поставщика условий, требующих определенных затрат. Поэтому, при прочих равных условиях, контрактная цена всегда выше цены разовых сделок (где основной принцип: купил дешевле – продал дороже).

У Украины в обозримой перспективе нет альтернативных источников поставок, кроме российского газа (неважно, произведен этот газ в России, или закуплен Россией в Средней Азии). Украина не может разорвать контракт на поставку российского газа, ибо в этом случае у России вновь не будет юридических оснований для экспорта газа на Украину, а у Украины – иных поставщиков. Прямые поставки среднеазиатского газа на Украину без согласия России невозможны, а можно ли ожидать такого согласия от России в случае отказа от ее поставок?

В то же время у Украины есть обязательства – как контрактные (российско-украинский контракт на транзит, самостоятельный от контракта на экспорт), так и международно-правовые (например, статья 7 «Транзит» Договора к Энергетической Хартии, который подписала и ратифицировала Украина и подписала Россия, хоть и вышла, на мой взгляд – ошибочно, из времен-

ного применения ДЭХ, заявив о намерении не ратифицировать Договор) продолжать транзит и не прерывать его даже в случае транзитного спора. Речь же может идти не о транзитном споре, а о разногласиях сторон по другому – экспортному - самостоятельному контракту.

ЭНИГ: Не будет ли в формуле цены в ближайшее время отхода от привязки к цене на нефть? И чем она может быть заменена?

А. Конопляник: Нефтяная привязка будет не заменена, а, скорее, дополнена. На мой взгляд, помимо привязки к двум ключевым нефтепродуктам, будет происходить дальнейшее расширение спектра ингредиентов в формуле цены в Европе. Скажем, в электроэнергетике в формулу цены могут быть введены привязка и к другим конкурирующим с газом энергоресурсам (углю, первичной электроэнергии - ядерной и гидро, а впоследствии и другим возобновляемым – солнечной, ветровой энергии), к спотовым поставкам газа. Могут быть введены такие компоненты, как инфляция и т.д. Но полного отказа от формульного ценообразования (индексации) я не вижу в перспективе в Европе – для этого нет экономических предпосылок.

ЭНИГ: Является ли текущая ситуация с высокими ценами на газ от Газпрома в маркетинговом отношении оправданной? И не теряет ли он некую долю рынка?

А. Конопляник: Некоторую долю рынка, безусловно, теряет в условиях кризиса при избытке предложения. Восстанавливается она или нет? Думаю, да, но при условии большей гибкости экспортных оптовых контрактов «Газпрома» и при выходе Газпрома на прямые поставки конечным потребителям (такую потенциальную возможность предоставляет Третий энергетический пакет ЕС), где нужна наивысшая гибкость. У «Газпрома» есть дополнительное конкурентное преимущество по срав-

нению с другими, в том числе новыми (такими как Катар) поставщиками: он располагает огромными подтвержденными запасами газа, сложившейся и отработанной инфраструктурой и более чем 40-летней историей поставок и почти столь же долгой историей взаимоотношений со своими основными контрагентами в Европе. Терять такого поставщика долгосрочные и/или крупные потребители газа, которые ценят стабильность отношений, не захотят. За это «Газпром», полагаю, рассчитывает на ценовую премию при любой конъюнктуре.

«Газпром» стоит сегодня перед серьезной дилеммой: в условиях после принятия ЕС Третьего энергопакета, когда принципиально изменяется архитектура рынка газа в Европе, «Газпрому» предстоит ответить самому себе на вопрос: «С кем Вы, деятели культуры?».

Вариант первый: «Газпром» сохраняет тесную привязку к устоявшимся за прошедшие 40 лет каналам поставок газа в Европу через несколько крупных монополистов-перепродавцов его газа, старинных партнеров и друзей «Газпрома» на европейском рынке. И тогда эти партнеры «Газпрома» будут перекладывать на него (ибо «дружба – дружбой, а табачок – врозь»), свои дополнительные издержки, связанные со сжатием для них маржи от продажи российского газа. И тогда будет происходить то, что мы уже наблюдаем сегодня. Западноевропейские компании-покупатели российского газа апеллируют к Еврокомиссии в своей неготовности принимать новые правила игры, ссылаясь на контрактные условия и ценовые формулы своих контрактов с «Газпромом», фактически тем самым негласно выставляя «Газпром» «виновником» своей неготовности и нежелания безоговорочно принимать новые правила игры на рынке газа, диктуемые европейскими законодателями.

И тогда «Газпром» оказывается не в состоянии использовать те преимущества и потенциальные (подчеркну, потенциальные, а не гарантированные) выгоды, которые предоставляет ему и его бизнесу в Европе Третий Энергетический пакет ЕС.

Вариант второй: Газпром сам выбирает линию поведения, диктуемую вышеприведенной поговоркой про дружбу и табачок. Тогда на первый план выходит чисто коммерческое поведение, связанное с максимизацией выгод, которые предоставляет (но не гарантирует) Третий Энергопакет. Для этого «Газпрому» придется отказаться от сохранения монополии на устоявшиеся связи с нынешними своими контрагентами в Европе и начать выстраивать новую (дополнительную) бизнес-стратегию, опирающуюся на столь желанные и долгое время желаемые им прямые поставки конечным потребителям. Третий пакет такие возможности предоставляет. Именно на расширение спектра таких возможностей в рамках новой архитектуры рынка газа ЕС нацелены, среди прочего, регулярные консультации экспертов России/Группы «Газпром» с энергорегуляторами стран ЕС с участием представителей Еврокомиссии. Подчеркну, это будет (должна быть) новая бизнес-стратегия «Газпрома», при которой он будет выступать на рынке газа ЕС лишь как грузоотправитель и не будет являться одновременно собственником газа в трубе и оператором/собственником этой трубы. Такое объединение функций окончательно запрещено законодательством ЕС. И на это страны ЕС имеют суверенное право, независимо от того, нравится ли нам их решение или нет, считаем ли мы экономические аргументы в его пользу разумными/достаточными или нет. При этом у «Газпрома» уже есть исторический опыт (пример) преодоления сложностей аналогичного вы-

бора: А.И.Медведев любит приводить аргумент, что Газпром является прародителем конкуренции на европейском газовом рынке, ссылаясь на опыт формирования компании Вингаз (СП «Газпрома» и «БАСФ»). Это было сделано в то время, когда единственным историческим партнером Газпрома на рынке газа Германии была компания «Рургаз» и формирование указанного СП, которое стало конкурентом «Рургаза», многими в газовых кругах Германии было воспринято как предательство старых партнерских отношений. Но, как говорят, говорится в бизнесе - «ничего личного, только бизнес». А коль так, то и необходимый сегодня отказ от монопольной привязки к нескольким «национальным чемпионам» - оптовым покупателям/перепродавцам российского газа в Европе является, на мой взгляд, для «Газпрома» безальтернативным выбором для реализации заложенного в Третьем энергопакете ЕС потенциала дополнительных конкурентных преимуществ «Газпрома» по сравнению с его нынешними друзьями-партнерами.

В этих условиях Газпром может не только удержать, но и расширить свою долю рынка – за счет своих нынешних партнеров, которые и являются основной мишенью реформирования рынка газа ЕС.

ЭНИГ: Почему Россия с кажущейся небрежностью относится к собственным запасам сланцевого газа и к развитию технологий его добычи и переработки?

А. Конопляник: Думаю, вопрос не в кажущейся небрежности, а в том, что газовая отрасль России исторически ориентирована на иную организационно-технологическую структуру развития, чем того требует освоение месторождений сланцевого газа. И это притом, что ресурсы «традиционного» газа у России более чем достаточны. Добыча газа в России исторически ориентирована на освоение мегапроектов,

Rompetrol построила 6 установок на НПЗ Petromidia

Как сообщило АО НК «КазМунайГаз», компания Rompetrol Rafinare (входит в The Rompetrol Group) завершила установку шести из девяти промышленных проектов в рамках модернизации НПЗ Petromidia (Румыния). В эксплуатацию были введены установка каталитического крекинга, установка Клауса (процесс обессеривания газа), установка аминов (обессеривание газов и удаление кислых газов), новая факельная система, установка разделения воздуха и осуществлена переделка установки гидроочистки вакуумного газойля в установку гидроочистки дизельного топлива.

«Процесс реконструкции НПЗ Petromidia является составной частью стратегии Национальной компании «КазМунайГаз» по консолидации и наращиванию присутствия в Центральной и Восточной Европе, Румынии, Болгарии, Республике Молдова, в Украине и Грузии, где Rompetrol имеет автозаправочные станции, а также в Турции, Сербии и Греции», – сказал вице-президент по развитию бизнеса The Rompetrol Group Гавит Куркимов. Полное завершение плана модернизации «Инвестиционный пакет 2010-2011» запланировано на I квартал 2012 года. Общая стоимость капитальных вложений составляет \$367 млн.

«Инвестиционный пакет поможет НПЗ Petromidia войти в число лучших НПЗ в Южной и Восточной Европе. По завершении данного проекта НПЗ Petromidia сможет в полном объеме перейти на переработку казахстанской нефти, одновременно обеспечивая качество продукции в соответствии со стандартами Евро 5», – отметил Г. Куркимов.

Ожидается, что после реконструкции НПЗ Petromidia увеличит переработку с 3,7 млн. т до 5 млн. т сырья в год, перерабатывая 100% сырой нефти марки Urals. Более того, НПЗ увеличит отбор дизельного топлива с 37% до 45% и продолжит производить высококачественные топлива, соответствующие всем нормам и законодательству Европейского Союза.

По данным КМГ, сегодня глубина переработки на НПЗ Petromidia составляет 98%, мазута почти не остается. Затраты этого предприятия на переработку нефти с учетом всех расходов не превышают \$50/т, или \$8/барр.

В 2012 году The Rompetrol Group планирует получить чистую прибыль, в связи с чем в настоящее время реализует программу по выходу из убыточного состояния.

В первом полугодии 2011 г. убытки Rompetrol Rafinare снизились на 53% по сравнению с январем-июнем 2010 г. – до \$63,7 млн.

Согласно исследованиям международной корпорации «Соломон», специализирующейся на маркетинговых исследованиях, по показателям эффективности и затрат на нефтепереработку Rompetrol входит в первые 40 НПЗ Европы.

расположенных в районах относительно компактного его залегания (по отношению к территории страны), преимущественно в Ямало-Ненецком АО. Мегапроекты по плечу крупным интегрированным компаниям. Освоение этих мегапроектов через «эффект масштаба (концентрации)», при прочих равных условиях, ведет к снижению удельных затрат на добычу и крупномасштабный магистральный транспорт газа высокого давления. Освоения ресурсов сланцевого газа, наоборот, это более мелкие залежи, но гораздо более интенсивное бурение с большей плотностью сетки скважин, потребность в разветвленной газораспределительной инфраструктуре более низкого давления, более высокая потребность в оборудовании и специалистах, более серьезные экологические проблемы. Все это по плечу более мелким специализированным компаниям, но существенно удорожает добычу.

Одна из причин, почему «тихая сланцевая революция» произошла именно в США, – это исторически сложившаяся подготовленность газовой инфраструктуры страны к освоению сланцевого газа. Газовая отрасль США развивалась на базе множества мелких месторождений, разбросанных по территории страны. В результате долгого дестимулирования межштатной торговли газом, газовая отрасль США развивалась преимущественно как внутриштатная. Поэтому месторождения осваивали преимущественно мелкие и средние компании и страна имеет более разветвленную газораспределительную инфраструктуру внутри штатов.

Вхождению новых компаний в «газосланцевую» отрасль в России препятствуют поэтому, скорее, не технологические проблемы, а возможные риски, связанные с невыгодностью реализации будущего российского сланцевого газа на внутреннем рынке страны с его более низ-

кими и регулируемые ценами (включая проблемы доступа к трубе, соблюдения стандартов качества и т.п.) и невозможность доступа к внешнему рынку (с целью получения более высоких, чем внутренние, экспортных цен для повышения перспектив окупаемости инвестиций) в рамках законодательно установленного для газа «единого экспортного окна».

ЭниГ: Как Вы думаете, через какой период времени окажет влияние на ценовую ситуацию развитие добычи сланцевого газа в Китае?

А. Конопляник: Один такой проект, любой компании в любой стране, оказать радикальное влияние на ценовую ситуацию не сможет. Для широкомасштабного освоения сланцевого газа (если данные о его доказанных запасах, а не геологических ресурсах, в Китае подтвердятся) потребуется много буровых установок и специалистов. Ни тех, ни других в Китае нет (а в США они были). Завезти оборудование на один проект можно, а для многих проектов необходимо организовать производство оборудования, что потребует времени. Для Китая вопрос не только в развитии добычи сланцевого газа, но и в создании еще более дорогостоящей инфраструктуры его потребления. В первую очередь в электроэнергетике и в быту (уйти от угля). Учитывая масштабы страны, это займет как минимум несколько лет. Чтобы экономика ощутила эффект – потребуется реализация многих аналогичных проектов, которые вряд ли будут запущены одновременно, поэтому процесс выхода на критическую массу эффекта будет растянут во времени.