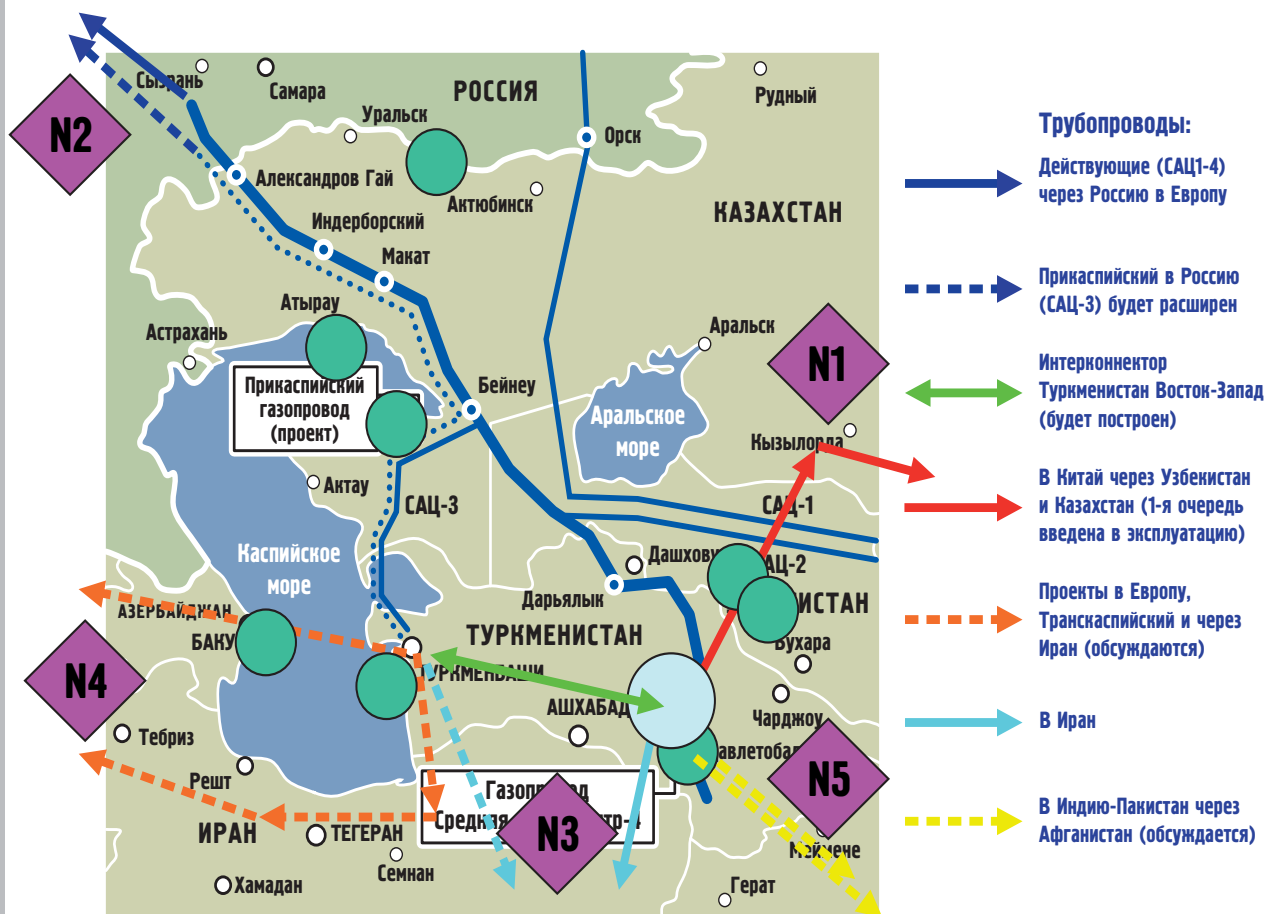


# ТУРКМЕНСКИЙ ГАЗ В ЕВРОПЕ?

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК  
Консультант Правления ОАО «Газпромбанк», профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

НИКОЛАЙ НИКИТИН  
«Нефтегазовая Вертикаль»



Авторы настоящей публикации берут на себя смелость утверждать, что в нынешних реалиях туркменский газ в Европе вряд ли появится. Причины — две: эволюция экспортного ценообразования и политика.

Ценовая эволюция привела к тому, что для компаний ЕС теперь исчезает какой-либо дополнительный экономический стимул бороться за прямые закупки центральноазиатского газа: нет возможности монетизировать в Европе огромную ренту Хотеллинга — теперь она остается у стран-экспортеров. А политика состоит в том, что физически газ Туркмении и Средней Азии в целом может попасть на европейский рынок через Иран, Каспий и Россию. Против Ирана — США и Европа, против Каспия — минимум Иран и Россия, против России — сама Россия...

**С**егодня в континентальной Европе/Евразии основным механизмом определения экспортной цены на газ является «нет-бэк от стоимости замещения у потребителя» (см.

«Три механизма ценообразования») с использованием формул индексации цены в зависимости, в основном, от цен конкурирующих с газом нефтепродуктов.

## Ценовая эволюция

Не вдаваясь в историю экономических и юридических предпосылок такого механизма образования цен на невозобновляемые источники энергии, отметим, что распространение ценообразования «нет-бэк от стоимости замещения в ЕС» на страны Центральной Азии в 2009–2010 годах имело и такое важное последствие, которое в настоящий момент очень недооценивают политики и аналитики: оно поменяло экспортные приоритеты центральноазиатских стран-экспортеров и некоторых потенциальных импортеров их газа.

Страны Центральной Азии хотят довести свою ренту Хотеллинга

### ТРИ МЕХАНИЗМА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ

Существует три основных механизма ценообразования на невозобновляемые энергоресурсы:

ценообразование «издержки-плюс» («нет-форвард»): обеспечивает получение экспортером ренты Рикардо (долгосрочной разницы между издержками и предельными издержками производства и доставки энергии) государством-собственником недр; используется на рынке физической энергии, где целью торговых операций являются реальные поставки энергии, а предметом торговли — физические объемы реально поставляемых энергоресурсов; цена складывается последовательным суммированием издержек добычи и транспортировки, плюс налоги и прибыль, по производственно-сбытовой цепочке от устья скважины до точки поставки конечному потребителю, невзирая на количество перепродавцов;

ценообразование «нет-бэк от стоимости замещения у конечного потребителя»: обеспечивает получение экспортером как ренты Рикардо, так и ренты Хотеллинга (долгосрочной разницы между предельными издержками производства и доставки энергии и стоимостью замещения конкурирующим(и) видом(ами) топлива); используется на рынке физической энергии; цена равняется средневзвешенной стоимости замещающих газ топлив у конечного пользователя, приведенной (за вычетом стоимости транспортировки, что и означает «нет-бэк») к пункту сдачи-приемки газа, расположенному вверх по производственно-сбытовой цепочке от конечного потребителя;

биржевое ценообразование на товарно-сырьевых рынках: обеспечивает получение рент Рикардо и Хотеллинга плюс-минус случайные прибыли и убытки, связанные с покрытием краткосрочного дисбаланса между спросом и предложением; отражает разницу между «равновесной» ценой спроса и предложения на типовые контракты на поставку энергоресурсов (финансовые инструменты) и стоимостью замещения котлируемого энергоресурса другими невозобновляемыми энергоресурсами; используется на рынке «бумажной» энергии.

га до максимума, а издержки и риски, связанные с экспортом, свести к минимуму. Поэтому предпочитают продавать весь свой газ на своей границе. Исторически Россия выкупала почти весь центральноазиатский газ по цене «издержки-плюс» на их границе, а затем перепродавала его по той же цене плюс транспортные расходы странам СНГ (в основном, Украине), предоставляя импортерам фактическую скидку с рыночной цены.

Европейские компании были заинтересованы в получении этой ренты Хотеллинга путем прямых закупок центральноазиатского газа на внешних границах этих стран по цене «издержки-плюс», а затем перепродажи его на рынке ЕС по цене «нет-бэк от стоимости замещения в ЕС».

Это и есть экономическая причина ожесточенной борьбы компаний ЕС, поддерживаемых Еврокомиссией, за прямой доступ к газу восточного побережья Кас-

пия вообще и к туркменскому газу в частности. Теперь ситуация поменялась, и Россия уплачивает центральноазиатским экспортерам цену на основе полной стоимости замещения (даже себе в убыток, так как она в 2009 году перепродавала газ Украине с 20%-ной скидкой от этой цены).

По сравнению с другими вариантами поставок в направлении Европы, для центральноазиатских экспортеров было бы более выгодным и далее продавать свой газ России на своей границе по цене на основе стоимости замещения на рынке ЕС (то есть с максимальной рентой Хотеллинга в цене), чтобы дальнейшую транспортировку их газа на запад, т.е. на Украину и далее в ЕС, осуществлял «Газпром» и чтобы это, в конечном итоге, избавляло этих экспортеров от затрат и рисков, связанных с транзитом.

В то же время для компаний ЕС теперь исчезает какой-либо

дополнительный экономический стимул бороться за прямые закупки центральноазиатского газа (нет возможности монетизиро-

### Распространение ценообразования «нет-бэк от стоимости замещения в ЕС» на страны Центральной Азии в 2009–2010 годах поменяло приоритеты и экспортеров, и некоторых потенциальных импортеров газа

вать в Европе огромную ренту Хотеллинга — теперь она остается у стран-экспортеров). Это означает, что с 2009–2010 годов место ЕС в иерархии приоритетов для экспорта центральноазиатского газа сильно понизилось.

#### Политика

Если в качестве исходной точки рассматривать Туркменистан как государство, наиболее богатое ресурсами/запасами и текущими и потенциальными объемами добычи и экспорта, то страна, как и ее соседи, теоретически имеет пять вариантов экспортных маршрутов (см. *схему альтернативных экспортных газопроводов для Центральной Азии*).

### Для компаний ЕС теперь исчезает какой-либо дополнительный экономический стимул бороться за прямые закупки центральноазиатского газа: огромная рента Хотеллинга остается у стран-экспортеров

Очевидно, что маршрут №5 является наиболее рискованным

### Наиболее предпочтительным экспортным вариантом для Туркменистана является маршрут в Китай, на самый быстрорастущий и потенциально самый большой рынок газа в Евразии

и наименее предсказуемым. Поэтому, если говорить о его реализации на практике, он стоит

на последнем месте в списке — по крайней мере, до тех пор, пока в Афганистане не установится мир.

**В любом из южных вариантов экспорта газа Иран становится если не другом, то приятелем США и ЕС, что вероятным не выглядит. Как и маршрут через Афганистан**

Наиболее предпочтительным вариантом является маршрут №1 — в Китай, на самый быстрорастущий и потенциально самый большой рынок газа в Евразии (см. «Самообеспечение: газовое будущее Китая?», стр. 82). В июне с.г. было достигнуто соглашение о повышении его проектной мощности с 40 до 60 млрд м<sup>3</sup> в год (см. «Азиатский поток», стр. 90).

**Остается вариант через Россию, но возвращение конкурента за свой счет в масштабные планы «Газпрома» никогда не входило. Самостоятельный европейский дрейф туркменского газа должен быть максимально ограничен**

Туркменские экспортные цены для Китая (если считать по стоимости замещения) будут оставаться более низкими по сравнению с европейскими, однако Китай предоставил Туркменистану финансовые средства для строительства трубопровода, а китайские нефтегазовые компании готовы работать на суше по сервисным контрактам.

Вторым приоритетом для Туркменистана могли бы стать маршруты №3 и №4 в Иран: к Персидскому заливу и далее на международный рынок СПГ, а также в «Набукко» (см. «Набукко» вырывается вперед», стр. 50). В любом из них Иран становится если не другом, то приятелем США и ЕС, что вероятным не выглядит. Хотя подвариант СПГ был бы выгоден России, поскольку в этом случае ни туркменский, ни иранский газ не будет конкурентом российскому газу на трубопроводном рынке ЕС.

Неубедительным выглядит и подвариант транзита газа через Каспийское море. Для транскаспийского трубопровода основными проблемами являются юридические — до сих пор не урегулированная проблема делимитации Каспия. Пока основные разногласия существуют между Туркменистаном, Азербайджаном и Ираном, но в случае продвижения этого проекта в спор вмешается и Россия, выдвигавшая и ранее свои делимитационные (и не только), аргументы против этой трубы.

Вот и представляется, что прямая транспортировка туркменского газа в Европу весьма сомнительна...

Остается вариант №2 — в Европу через Россию. Для Туркменистана он был бы наименее рискованным в рамках реализуемой страной модели продажи на экспорт на границе страны. Этого не скажешь про саму Россию, основной экспортный рынок которой в Европе ощущает сейчас переизбыток предложения, в том числе, благодаря кризису, американскому сланцевому газу и СПГ. Спотовые цены в Европе ушли вниз и остаются ниже контрактных. Поэтому в Европе развернута кампания покупателей газа за отказ от нефтяной индексации газовых цен и за их привязку к спотовым.

Сохранение существующего механизма функционирования единого канала экспорта газа в Европу с Востока (закупка Россией среднеазиатского газа на границе и продажа его, уже как российского, далее в европейском направлении) экономически оправдано, когда в Европе есть избыток спроса, а российская цена продажи в Европу (нет-бэк от стоимости замещения в ЕС) либо считается по такой же формуле, что и закупочная цена среднеазиатского газа (давая возможность «Газпрому» зарабатывать на ее транспортировке), либо последняя считается по иной методологии ценообразования (кост-плюс), обеспечивающей более низкую закупочную цену, чем расчет цены по стоимости замещения.

В последнем случае разница может быть использована, например, для смягчения последствий для Украины от перехода на рыночные цены закупок российского газа, как это было в 2006–2008 годах.

Когда же закупочные цены среднеазиатского газа переведены на нет-бэк от стоимости замещения в ЕС, а в Европе усиливается давление на «Газпром» с целью более тесной привязки его контрактных экспортных цен к спотовым (что ведет к уменьшению контрактных цен), у «Газпрома» остается все меньше аргументов платить Туркменистану «полную» европейскую цену и выбирать большие импортные объемы.

Что и происходит. Россия, импортировавшая 42 млрд м<sup>3</sup> туркменского газа в 2007–2008 годах и только 9,5 млрд м<sup>3</sup> в 2009 году против законтрактованного на этот год 41 млрд м<sup>3</sup>, в 2010 году планируется закупить 10,5 млрд м<sup>3</sup> против запроектированного ранее увеличения туркменских поставок до 70 млрд м<sup>3</sup> в год.

Таким образом, проводимая «Газпромом» коррекция ценообразования и предоставление покупателям большей гибкости в выборке минимальных контрактных объемов газа в Европе неизбежно потребует дальнейшей синхронизации с аналогичной коррекцией по объемам и ценообразованию накупаемый среднеазиатский газ. Причем цель синхронизации — максимально возможное ограничение свободного плавления среднеазиатского газа в нежелательном для России направлении.

В этой связи инициативный проект Туркменистана — трубопровод-интерконнектор Восток–Запад, который должен быть построен к 2015 году, может не столько обеспечивать переброску ресурсов газа с востока на запад для дальнейшей поставки в европейском направлении, сколько предусматривать наращивание экспортных мощностей в Китай за счет месторождений запада страны. 

# RUSSIA PLM FORUM 2010

14 октября  
Radisson SAS Slavyanskaya



PLM – Ваш путь к инновациям



Приглашаем Вас на PLM Forum Russia 2010, посвященный инновационным технологиям по Управлению Жизненным Циклом Изделия.

PLM Forum Russia 2010 уже шестой год собирает более 600 участников из различных отраслей промышленности.

Участниками форума в этом году являются ведущие российские компании такие, как:

Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом», ОАО «Северное Проектно-Конструкторское Бюро», Авиационный научно-технический комплекс им. О.К.Антонова, ЗАО НПЦ «Аквармарин», ОАО «ВНИПИЭТ», Группа компаний ПРОГРЕССТЕХ, ОАО «Гипротрубопровод».

В этом году Вас ждут:

- Последние разработки и инновационные решения на платформе V6
- Взаимодействие и обмен уникальным опытом при разработке продукции нового поколения
- Решения Dassault Systemes для всех отраслей промышленности
- Технические и интерактивные сессии по решениям DS
- Реальные примеры реализации проектов на базе PLM решений Dassault Systemes

При поддержке партнеров:



Для получения дополнительной информации  
и регистрации в качестве участника посетите сайт  
[www.plmforum.ru](http://www.plmforum.ru)

или позвоните по телефону  
+7 (495) 960-55-05