

На развилке трёх дорог

Центральноазиатский газ будет в ближайшей перспективе поставляться только в Китай и Россию, а не в ЕС



Андрей КОНОПЛЯНИК, *
консультант
Правления
ОАО «Газпром-банк»,
профессор РГУ
нефти и газа
им. И. М. Губкина

В статье «Эхо ценовой революции», опубликованной в № 11 «Нефти России» за 2010 г., была рассмотрена эволюцию экспортного ценообразования на газ в континентальной Европе и СНГ и сделан вывод о том, что в ближайшей перспективе могут появиться дополнительные высвободившиеся объёмы центральноазиатского газа. Но остаётся открытым вопрос, каким маршрутом они будут экспортироваться.

*Мнения, выраженные в данной статье, не обязательно совпадают с официальной позицией ОАО «Газпромбанк», его акционеров и аффилированных лиц. Ответственность за содержание данной статьи полностью лежит на авторе.

Прежде всего, не будем забывать: почти все известные нероссийские месторождения и доказанные запасы газа Каспия расположены у восточного берега моря (см. рис. 1), за исключением азербайджанского месторождения Шах-Дениз, ожидаемый экспортный потенциал которого на втором этапе его освоения составит 8 млрд м³ в год.

Экспортёры газа из Центральной Азии рассматривают следующие альтернативные маршруты поставок (если в качестве исходной точки использовать Туркменистан, как государство, наиболее богатое ресурсами):

- три действующих трубопровода Центральная Азия – Центр (САЦ-1, 2 и 4) в Россию и далее в Европу;

- третью ветку системы Центральная Азия – Центр (САЦ-3), известную как Прикаспийский газопровод (согласно двустороннему российско-туркменскому соглашению, подписанному в мае 2007 г., планируется его расширение);

- газопровод в Китай через Узбекистан и Казахстан (запущенный в эксплуатацию 14 декабря 2009 г.);

- обсуждаемые ныне проекты газопроводов в Европу в обход России («Набук-

ко» и другие, которые предполагается соединить с газовыми месторождениями восточного берега Каспия либо посредством подводного газопровода, либо по суше – через территорию Ирана);

- две линии в Иран: действующий 12 лет газопровод Корпедже – Хангеран на западе Туркменистана, а также открытый 6 января 2010 г. трубопровод Довлетабат – Сарахс-Гуртгуй в восточной части страны;

- давно обсуждаемый проект трубопровода в Индию и Пакистан через Афганистан;

- внутренний туркменский трубопровод-интерконнектор Восток – Запад, который должен быть построен (и у меня нет сомнения, что он будет сооружён) к 2015 г. Он даст техническую возможность перераспределять газовые ресурсы страны по наиболее выгодным маршрутам экспорта (как минимум, в рамках объёмов, превышающих минимальные контрактные обязательства «бери и/или плати» по заключаемым долгосрочным контрактам модифицированного groningenского типа, то есть с ценовой формулой, построенной по принципу «нет-бэк от стоимости замещения газа у

конечного потребителя на экспортном рынке**). На мой взгляд, создание такого соединительного участка может вызвать (и, скорее всего, вызовет) революционные изменения на всём формирующемся евразийском рынке энергоносителей, аналогичные тем, которые произвела разработка сланцевого газа в США в последние годы. Этот трубопровод физически свяжет европейский и азиатский рынки стационарной инфраструктурой и будет функционировать как связующее звено в общей системе транспортировки «голубого топлива» в Евразии. При этом Туркменистан получит доступ ко всем крупным международным рынкам данного сырья.

Изменение приоритетов в экспорте центральноазиатского газа имеет чёткое экономическое обоснование. Оно является результатом трансформации механизмов ценообразования в республиках бывшего СССР и перехода от политических цен к рыночным. До 2009 г. они определялись по принципу «издержки+плюс» на границах стран-экспортёров. Таким образом, экспортная цена центральноазиатского газа была значительно ниже альтернативной цены, рассчитанной по методу «нет-бэк от стоимости замещения для конечного потребителя в ЕС». Это предопределяло наличие огромной ренты Хотеллинга для импортёра, и за неё началась ожесточённая борьба. В связи с этим особенно следует отметить политику стран ЕС и Украины.

Европа: если не ДЭХ, то в обход России

Европейские компании, поддерживаемые Еврокомиссией, были заинтересованы в получении ренты Хотеллинга путём прямых закупок центральноазиатского газа, а затем перепродажи его по цене «нет-бэк от стоимости замещения в ЕС». Это и есть экономическая причина их ожесточённой борьбы за прямой доступ к «голубому топливу» восточного побережья Каспия. Кроме того, Евросоюз тем самым стремился оказать давление на Россию, чтобы вынудить её снизить стоимость сырья, продаваемого «Газпромом» в Европе.

Сначала предполагалось обеспечить транзит дешёвого (по издержкам добычи) центральноазиатского газа через Россию по пониженным (ст. 21 Закона РФ «О газоснабжении», 1999 г.) внутренним тарифам. Еврокомиссия требовала обеспечить данному сырью доступ к транспортной инфраструктуре «Газпро-

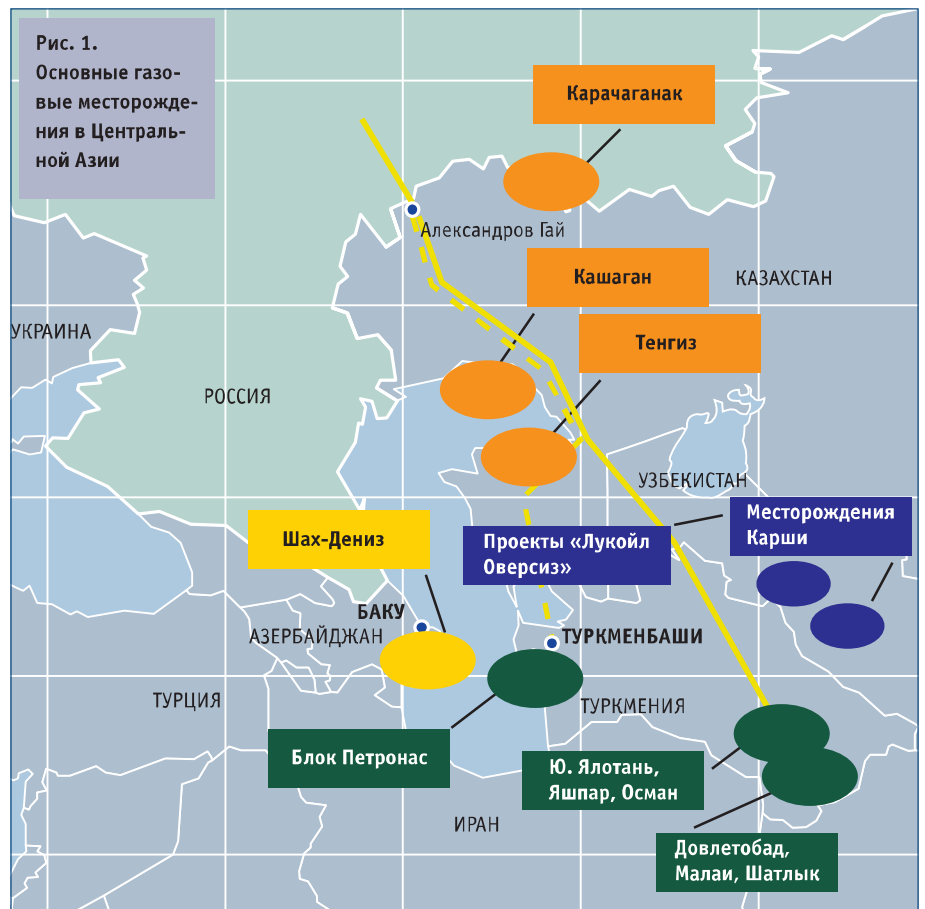


Рис. 1. Основные газовые месторождения в Центральной Азии

ма» и мотивировала это положениями законодательства ЕС и нормами ВТО. Так, Вторая газовая директива Евросоюза, принятая в 2003 г., предусматривает обязательный доступ третьих сторон к газотранспортным мощностям, а Римский договор 1958 г. (образовавший ЕС) и членство ЕС в ВТО требуют равенства тарифов на транзит и внутреннюю транспортировку товаров и услуг. В соответствии с этими положениями своего внутреннего законодательства и ВТО (членами которого пока не являются ни Россия, ни Туркменистан), ЕС пытался интерпретировать и соответствующие статьи Договора к Энергетической Хартии (ДЭХ). Ссылаясь именно на свою интерпретацию положений ст. 7 «Транзит» ДЭХ, международные компании требовали предоставить им доступ к ГТС «Газпрома» по внутрироссийским тарифам для транзита центральноазиатского газа в Европу. Их поддержали Еврокомиссия, а также США (кстати, не являющиеся членом ДЭХ) и ряд других игроков на международном политическом поле.

Это объясняет, почему вопросы, связанные с транзитом газа, долгое время активно обсуждались в рамках Энергети-

ческой Хартии. Данные дискуссии отражали давнее намерение делегации ЕС использовать своё собственное толкование некоторых положений ДЭХ и открыть российскую газотранспортную систему для обязательной прокачки центральноазиатского газа в Европу по сниженным тарифам. Кроме того, Евросоюз оказывал постоянное силовое давление на Россию с целью добиться ратификации ею ДЭХ в его настоящем виде, без уточнения в рамках специального документа (Протокола к Энергетической Хартии по транзиту) некоторых содержащихся в самом Договоре положений, допускающих, как выяснилось, различные интерпретации.

Когда эти попытки провалились, Евросоюз и США попытались обеспечить поставку центральноазиатского газа на рынок ЕС в обход России. Представитель Атлантического совета Соединённых Штатов заявил: «США считают разумным сконцентрироваться на выработке решений, которые бы позволили добывающим странам Каспийского региона выйти на свободный рынок, а не сковывать их долгосрочными отношениями с организациями, контролируемые государством. США и Европа должны дейст-

** Подробнее см. первую статью серии.



вовать совместно, чтобы обеспечить этим странам более выгодные условия для выхода на свободный, конкурентный рынок энергоносителей»¹.

Именно огромная величина ренты Хотеллинга могла бы стимулировать строительство альтернативных трубопроводов в обход России и позволила бы компаниям ЕС окупить крупные затраты и высокие риски, а также немалые транзакционные издержки. Однако никто не будет финансировать сооружение трубопровода, если нет данных о доказанных запасах сырья, которое можно перекачивать

по этой магистрали, и если отсутствуют подписанные контракты на его поставку (с производителями) и прокачку (с грузоотправителями и грузополучателями).

УКРАИНА: ДОБИТЬСЯ ПРЯМЫХ ПОСТАВОК

Киев также стремился получить свою долю ренты Хотеллинга от операций с центральноазиатским газом. Частично этого удалось добиться в 2006–2008 гг., когда данное сырьё закупалось Россией по низкой цене, смешивалось с российским газом, имевшим рыночную (европейскую) цену, и эта «контрактная смесь» продавалась Украине по промежуточной, средневзвешенной, цене. Чтобы не допустить полной монетизации среднеазиатской ренты Хотеллинга на Украине, дальнейший реэкспорт этого «голубого топлива» в ЕС был запрещён. Совместное предприятие «УкрГазЭнерго» покупало газ у другого СП – «РосУкрЭнерго» – и обязано было продавать его только на внутреннем рынке².

² Разъяснение этого механизма см., например: А. Конопляник. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». 99-е заседание. 25 марта 2009 г. – Москва: Изд-во ИМП РАН, 2010 г.

¹ Boyko Nitzov. Russian Oil and Gas Starts Flowing East, опубликовано на сайте Атлантического совета США (www.acus.org) 1 мая 2009 г.

Однако с 1 января 2009 г. всё резко поменялось. Россия и страны Центральной Азии перешли на общепринятый в Евросоюзе механизм образования цен на газ по принципу «нет-бэк от стоимости замещения на рынке для конечного потребителя в ЕС» (в 2009 г. контрактная формула была установлена на весь год, а в 2010 г. цена рассчитывается поквартально). И теперь центральноазиатские республики получают максимальную рыночную цену уже на границе. Это означает, что для компаний ЕС исчезает какой-либо дополнительный экономический стимул бороться за прямые закупки данного сырья (нет прибавочной стоимости – нет огромной ренты Хотеллинга). То есть с 2009–2010 гг. место ЕС в иерархии приоритетов для экспорта центральноазиатского газа сильно понизилось.

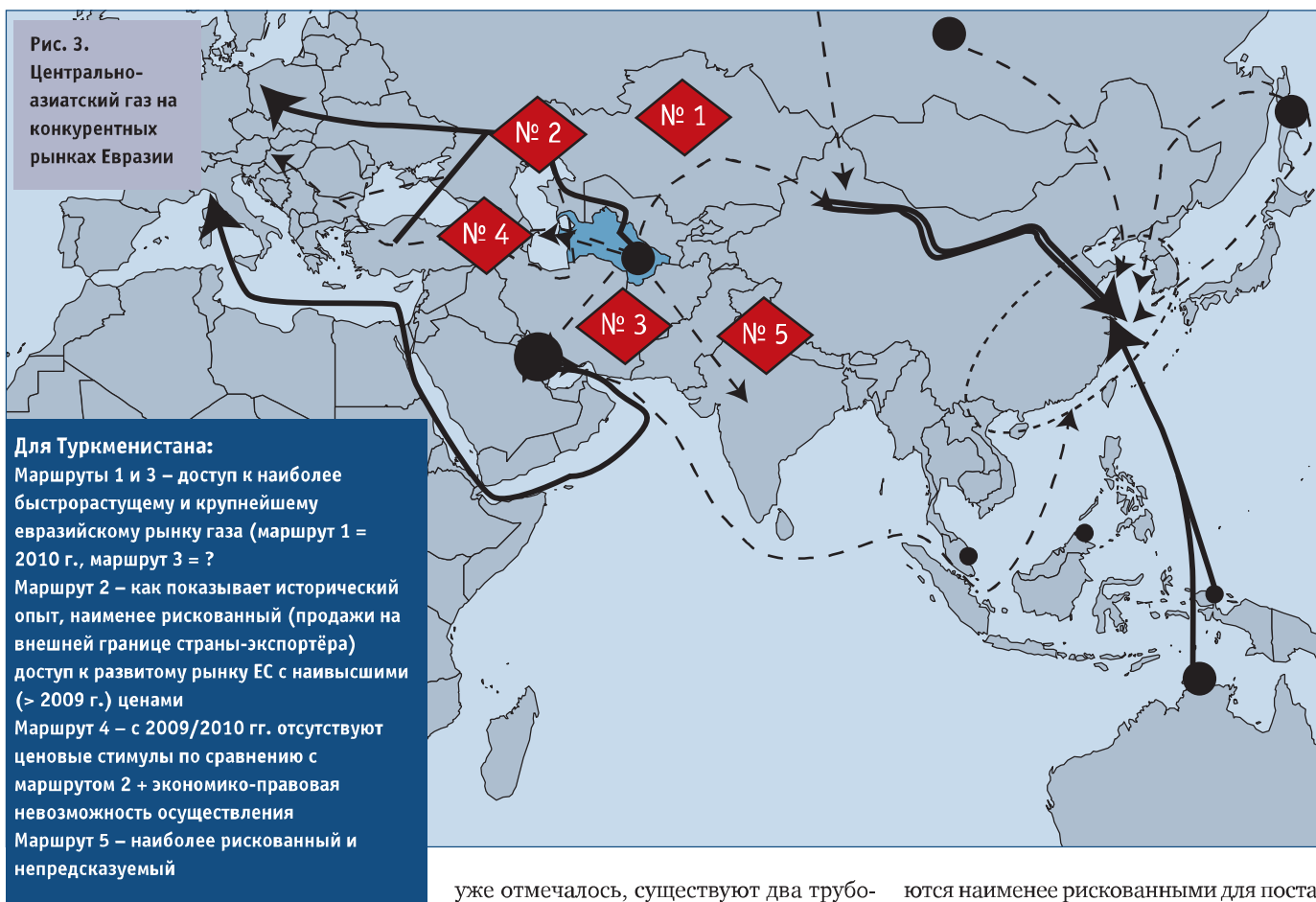
То же самое относится к Украине, которая с 2006 г. требовала от России «честной» цены на газ и пыталась доказать, что она должна определяться по стоимости замещения на внутреннем рынке страны. Если бы этот принцип применялся к центральноазиатскому «голубому топливу», то его цена была бы значительно ниже той, которую Россия предлагает его импортёрам, расположенным на пути следования российских экспортных трубопроводов в Европу.

НОВАЯ ИЕРАРХИЯ ЭКСПОРТНЫХ ПРИОРИТЕТОВ

Мнение автора о предпочтительных маршрутах экспорта центральноазиатского газа на конкурентные рынки Евразии представлено на рис. 3. Они пронумерованы в порядке уменьшения их важности для Туркменистана (меньший порядковый номер маршрута означает его более высокую приоритетность).

Маршрут № 5 (в Индию и Пакистан через Афганистан), с моей точки зрения, является наиболее рискованным и наименее предсказуемым. Поэтому он стоит на последнем месте в списке. И такая ситуация будет продолжаться по крайней мере до тех пор, пока в Афганистане не установится мир.

Наиболее предпочтительным вариантом является маршрут № 1 – в Китай, на самый быстрорастущий и потенциально самый большой рынок газа в Евразии. Транскаспийский трубопровод, введённый в действие 14 декабря 2009 г., после выхода на проектную мощность должен был (по первоначальному сценарию) ежегодно перекачивать 40 млрд м³ газа



(30 млрд м³ туркменского + 10 млрд м³ узбекского) до места стыковки со второй веткой китайского трубопровода Восток – Запад, по которой данное сырьё в течение ближайших 30 лет будет транспортироваться дальше – в Шанхай, Гуаньчжоу и более чем в 10 других провинций и городов Китая. Однако в июне 2010 г. было подписано соглашение между КНР и Туркменистаном, увеличившее пропускную способность трубопровода до 60 млрд м³ в год.

Несмотря на то что туркменские экспортные цены для Китая (если считать по стоимости замещения) относительно низкие и будут оставаться таковыми (по сравнению с европейскими), Пекин предоставил Ашхабаду финансовые средства для строительства трубопровода. Кроме того, китайские компании готовы работать на сухопутных месторождениях по сервисным контрактам, а не на условиях СПП, как предпочитают действовать корпорации из США и ЕС.

Вторым приоритетом для Туркменистана мог бы стать маршрут № 3 – в Иран, к Персидскому заливу и далее на международный рынок СПГ. Сейчас, как

уже отмечалось, существуют два трубопровода в Иран, по которым в 2010 г. должно быть экспортировано 14 млрд м³ газа. Уже подписано соглашение об увеличении этого количества до 20 млрд м³ в год. Если станут использовать своповые сделки, то тогда дополнительные объёмы туркменского газа будут подаваться в промышленные и наиболее населённые районы севера Ирана, а на юге страны высвободятся соответствующие объёмы для экспорта. И можно будет на законных основаниях законтрактовать этот, уже туркменский (а не иранский), газ для экспорта в виде СПГ на быстрорастущие рынки Юго-Восточной Азии, в том числе того же Китая. Возможно, данный манёвр позволит (хотя в этом нет 100-процентной уверенности) обойти американские санкции против Ирана, что было бы выгодно как Тегерану, так и Ашхабаду. Кроме того, это было бы в интересах Москвы, так как в данном случае ни туркменский, ни иранский газ не будут конкурентами российскому сырью на насыщенном конкурентном рынке ЕС. Этот маршрут будет претендовать на второе место в представленной иерархии.

Маршруты через Россию (№ 2), как показывает долгосрочная практика, явля-

ются наименее рискованными для поставок в ЕС (поскольку все затраты и риски ложатся на «Газпром»). Начиная с 2009 г. они обеспечивают максимальные экспортные цены благодаря переходу к европейской формуле их расчёта. К сожалению, российско-туркменский инцидент, произошедший в апреле 2009 г., сказался на импорте туркменского газа в РФ далеко не лучшим образом. Если в 2007–2008 гг. Россия импортировала 42 млрд м³ туркменского газа в год, то в 2009 г. – только 9,5 млрд м³ против законтрактованных 41 млрд м³, а в 2010 г. планировалось закупить 10,5 млрд м³ – почти в семь раз меньше по сравнению с уровнем в 70 млрд м³, запроектированным в двустороннем соглашении о сотрудничестве в газовой сфере сроком на 25 лет, подписанном в 2003 г. Поэтому Москве придётся соревноваться с Ираном за второе место в рассматриваемой иерархии.

Исходя из вышеизложенного, начиная с 2009–2010 гг. маршрут № 4 (прямой доступ туркменского газа на рынок ЕС в обход России) потерял свою привлекательность по сравнению с № 2. Теперь у европейских компаний нет дополнительных экономических стимулов для участия в этом проекте, так как они уже не

могут монетизировать ренту Хотеллинга. Она «вернулась» странам-экспортёрам Центральной Азии (или, говоря точнее, была возвращена им Россией, которая в настоящее время платит за центральноазиатский газ европейскую цену). Более того, формирование новой производственно-сбытовой инфраструктуры в регионе и, как следствие, налаживание отношений с новыми игроками приведут к увеличению транзакционных издержек как для компаний ЕС, так и для центральноазиатских государств-владельцев газовых ресурсов, что дополнительно понизит конкурентные позиции проектов трубопроводов в обход России.

По-видимому, с самого начала основной упор в политике ЕС и США был сделан на обеспечение поставок туркменского газа на западный берег Каспия для заполнения трубопровода «Набукко» (либо путём строительства подводной транскаспийской магистрали, либо каким-то иным способом – например, в обход Каспия по суше с юга через Иран; все эти варианты обозначены как маршрут № 4 на рис. 2 и 3). Однако прямая транспортировка туркменского газа в «Набукко» мне представляется весьма сомнительной.

«НАБУККО»: УСЛОВНЫЕ ПЛЮСЫ И РЕАЛЬНЫЕ МИНУСЫ

Маршрут «Набукко» обладает некоторыми конкурентными преимуществами, но на данный момент их очень мало. Я полагаю, что этот проект имеет наилучшую среди трансграничных транзитных трубопроводов процедуру доступа к наличным мощностям, которая может применяться не только корпорациями стран ЕС, но и компаниями других государств. Она удовлетворяет как требованиям Вторых (2003 г.) и Третьих (2009 г.) газовых директив Евросоюза, так и разумным экономическим и технологическим соображениям³.

³ Одной из причин тому, на мой взгляд, является заложенная в её основу эффективная процедура, подготовленная и согласованная на рабочем уровне российскими и европейскими экспертами на неформальных двусторонних консультациях в Брюсселе в 2004–2007 гг. в процессе подготовки проекта Протокола к Энергетической Хартии по транзиту. Эта процедура включена в проект Протокола как новая статья 10-бис. (Более подробно см.: А. Konoplyanik. Gas Transit in Eurasia: transit issues between Russia and the European Union and the role of the Energy Charter // Journal of Energy and Natural Resources Law, vol. 27, № 3, August 2009, p. 445–486). Эта процедура также основана на модельных соглашениях о международных транзитных трубопроводах, разработанных сообществом Энергетической хартии и принятых (в первой редакции) в 2007 г. (см.: www.encharter.org).

Но, как уже отмечалось, контракты на транспортировку сырья по «Набукко» пока не заключены. Они могут появиться в начале 2011 г. в результате завершения процедуры так называемой открытой подписки (open season), но они должны быть также подкреплены и соглашениями газодобывающих компаний на его поставку. На левом берегу Каспия сегодня существует только одно месторождение – азербайджанское Шах-Дениз, – способное стать сырьевой базой для «Набукко». Однако его ресурсы смогут заполнить трубу лишь на четверть её мощности (она планируется в 31 млрд м³ в год), и то, если эти объёмы не перехватят конкуренты. Во-первых, правительство Азербайджана (участник СРП по Шах-Денизу через компанию SOCAR) не выражало намерений перекачивать свою часть добываемого газа по «Набукко». Во-вторых, за 8 млрд м³ в год, которые обеспечит вторая стадия Шах-Дениза, развернулась сильная конкуренция между «Набукко» и другими запроектированными газопроводами (ITGI, TAP, «Белый поток» и т. п.). Недавно мы услышали от акционеров «Набукко» о намерении использовать иракские запасы газа для заполнения трубопровода. Но будет ли это возможно с учётом существующих в Ираке проблем?

Все остальные доказанные запасы и потенциальные поставщики газа для трубопровода «Набукко» находятся на правом берегу Каспия. Это означает, что данные ресурсы сначала надо будет доставить на левый берег моря. Для этого, как уже отмечалось, существуют два варианта (см. рис. 2): либо через транскаспийский газопровод, либо по суше через Иран. Оба они технически выполнимы. Однако на пути каждого из них имеется большое количество юридических, экономических и политических барьеров (см. рис. 4).

Для транскаспийского трубопровода основные проблемы – юридические: до сих пор не урегулирована проблема делимитации Каспия (тут, насколько мне известно, серьёзные разногласия существуют между Туркменистаном, Азербайджаном и Ираном). Зная о том, что одним из ключевых принципов Евросоюза является верховенство закона, я с трудом могу себе представить, чтобы ЕС поддержал реальное строительство транскаспийского трубопровода, прежде чем будут решены юридические вопросы. Это сильно пахло бы практикой «двойных стандартов» и было бы чревато серьёзными репутационными рисками для Еврокомиссии. Именно по-

этому я не могу интерпретировать фразу еврокомиссара по энергетике Гюнтера Эттингера, прозвучавшую в его выступлении 27 июля на международной конференции в Одессе: «Нам могут потребоваться экстраординарные меры для достижения успеха, такого как Южный газовый коридор или строительство транскаспийского соединительного трубопровода»⁴, как то, что Еврокомиссия разработала предложения по строительству Транскаспийского газопровода без делимитации шельфа Каспия (именно так расценили это высказывание многие комментаторы).

Что касается маршрута через Иран, то тут тоже есть две проблемы. Первая из них – политическая. США, а с недавних пор и ЕС ввели санкции, согласно которым в случае сделок на сумму 20 и более миллионов долларов к компаниям применяются экономические репрессии. Недавно эти меры были ужесточены в обход соответствующей резолюции Совбеза ООН.

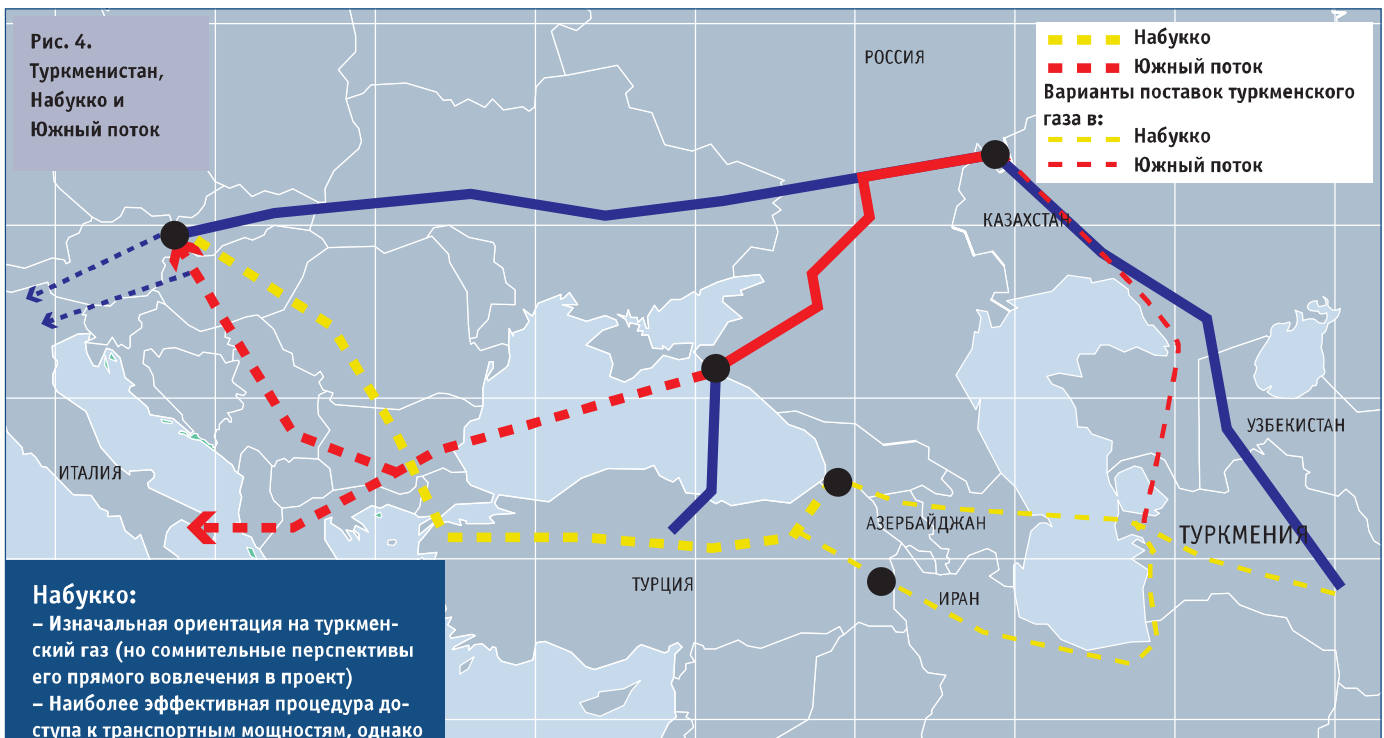
Второй барьер на пути туркменского газа через Иран в Европу – экономический, это потенциальный конфликт интересов между двумя странами (хотя если бы туркменское сырьё экспортировалось на азиатские рынки через Исламскую Республику, этой проблемы, на мой взгляд, не существовало бы). Рынок ЕС находится на стадии «зрелости», и на нём высока конкуренция. Даже когда закончится рецессия и возобновится рост спроса на «голубое топливо», эта конкуренция всё равно будет очень жёсткой – особенно для новых участников. И если туркменский газ попадёт в ЕС через Иран, он отхватит потенциальную иранскую долю рынка (которую Тегеран мог бы получить после прекращения действия санкций США).

Опять же, существуют давние споры между Ираном и Турцией по поводу транзита иранского газа. И хотя 25 апреля 2010 г. стороны подписали соглашение, в котором эта проблема, как свидетельствует пресса и заинтересованные участники, была окончательно решена, потребуется время, чтобы убедиться, что дело обстоит именно так.

Кроме того, до сих пор нет ясности относительно перспектив финансирования «Набукко». Если этот проект всё-таки будет реализовываться, то только на принципах проектного финансирования. То есть в основном не на деньги ак-

⁴ <http://europa.eu/rapid/showInformation.do?pageName=recentPressReleases&guiLanguage=en>

Рис. 4. Туркменистан, Набукко и Южный поток



Набукко:

- Изначальная ориентация на туркменский газ (но сомнительные перспективы его прямого вовлечения в проект)
- Наиболее эффективная процедура доступа к транспортным мощностям, однако
- До сих пор отсутствуют контракты с грузоотправителями или зарезервированные под поставки по этому трубопроводу доказанные запасы (кроме Азербайджана? Ирака?), плюс
- Конкуренция с другими трубопроводами за газ 2-й фазы Шах-Дениза, плюс
- Невозможность сегодня строительства соединительных трубопроводов с экспортёрами правого берега Каспия: транскаспийского (проблема делимитации Каспия) и через Иран (эмбарго США + конфликт интересов) + проблемы транзита через Турцию (решены 25.04.2010?)
- Структуры ЕС готовы предоставить минимальное финансирование прединвестиционных этапов, однако
- Нет готовности частных инвесторов начинать финансирование, пока отсутствуют законченные объёмы поставок и нет подписанных ДСЭГК, однако
- Трубопроводная экономика может иметь значение

частных инвесторов пока не заметно. И мне вполне очевидно, что международные финансовые учреждения, которые находятся под прямым или косвенным контролем ЕС (например, Европейский инвестиционный банк или Европейский банк реконструкции и развития), не собираются оплачивать этот проект в одиночку. Сообщения об их намерении предоставить до 4 млрд долларов сопровождаются условием – сначала должны быть получены гарантии заполнения трубы.

Акционеры «Набукко» говорят, что их трубопровод обеспечит наилучшую экономику транспортировки газа и поэтому будет конкурентоспособен по сравнению с альтернативными маршрутами. Конечно, экономическая составляющая – это очень важный элемент любого проекта, особенно трубопроводного. Чем она лучше, тем ниже тарифы на перекачку сырья. В этом случае грузоотправители, выбирая «Набукко», могли бы предложить центральноазиатским экспортёрам более высокую цену «нет-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС», чем, допустим, тот же «Газпром».

С теоретической точки зрения тут всё верно. Но только если сравнивать «Набукко» с другими новыми трубопроводами, которые нужно построить. Ибо и в том, и в другом случае придётся окупать не только эксплуатационные, но и капитальные затраты. Но этот аргумент не работает при сравнении нового проекта

с уже построенными магистралями (например, через Россию), капиталовложения в которые уже давно амортизированы и для которых необходимо окупать лишь эксплуатационные расходы.

На пути газа из Центральной Азии на Запад имеется огромное количество препятствий.

Однако, как уже говорилось выше, на пути газа из Центральной Азии на Запад имеется огромное количество препятствий. Эти проблемы, конечно, не будут существовать вечно: вопросы делимитации секторов Каспия будут решены, а санкции США в отношении Ирана – сняты. Но в краткосрочной и, возможно, среднесрочной перспективе, когда государствам Центральной Азии придётся принимать решения в пользу того или иного варианта трубопровода, они всё же сохранятся.

Это подводит меня к необходимости озвучить нериторический вопрос: означает ли вышеизложенное, что центральноазиатский газ в итоге станет поставляться только на два рынка – китайский и российский (как для внутреннего потребления в РФ, так и для дальнейших поставок в СНГ или ЕС)? Похоже, тут напрашивается положительный ответ. ■

ционеров, а на заёмные средства (не менее 70–80% инвестиций потребуются привлечь на международном рынке капитала). А согласно практике проектного финансирования, сначала необходимо подписать долгосрочные контракты на транспортировку сырья (это гарантия того, что вложения окупятся).

Структуры Евросоюза готовы финансировать (но, по всей видимости, только частично) прединвестиционную стадию проекта, но интереса к нему со стороны