

Об эволюции контрактной структуры поставок российского газа в Европу*

Андрей А Конопляник
Секретариат Энергетической Хартии
Брюссель, Бельгия

Аннотация. Общеизвестно, что, по крайней мере в течение нескольких ближайших десятилетий, Европа по-прежнему в значительной степени будет зависеть от внешних поставок энергоресурсов и, в частности, от поставок газа. Крупнейшим внешним поставщиком является и будет оставаться Россия. Каковы будут договорные условия новых российских поставок в Европу? Будут ли они аналогичны существующим? Скорее всего, ответ на этот вопрос будет отрицательным. Изменения в контрактах неизбежны. Однако они должны соответствовать изменениям в рыночных структурах и отражать баланс интересов как производителей (экспортеров), так и потребителей (импортеров). В случае если такие изменения породят дополнительные риски в рамках того или иного сегмента цепочки начисления стоимости газа, такие риски должны надлежащим образом идентифицироваться, контролироваться и перераспределяться между всеми участвующими игроками, не создавая необоснованных конкурентных преимуществ тому или иному участнику этой цепочки. Рассматриваются три группы вопросов, связанных с поставками российского газа в Европу: 1) каким образом они организованы и почему; 2) происходит ли их реорганизация и, если да, то каким образом и почему; 3) отражают ли текущие изменения баланс интересов экспортеров и импортеров (производителей и потребителей). Анализируются основные, объединенные в единый пакет контрактных характеристик, элементы экспортных поставок российского газа в Европу: а) долгосрочные контракты типа “бери и/или плати”, б) продажи на границе (на внешней границе 15 “старых” государств – членов ЕС, в) оговорки о пунктах конечного назначения (территориальные ограничения на продажу), г) ключевая роль транзита (как в физическом, так и в договорном плане). Доказывается, что только комплексные изменения всего пакета могут привести к установлению нового баланса интересов сторон.

Общеизвестно, что, по крайней мере в течение нескольких ближайших десятилетий, Европа по-прежнему в значительной степени будет зависеть от внешних поставок энергоресурсов и, в частности, от поставок газа. Согласно официальным оценкам Комиссии ЕС, доля импорта в поставках энергии и газа в ЕС достигнет примерно

* Настоящая статья основывается на следующих выступлениях автора:

- а) “Характер будущих экспортных поставок российского газа в Европу” (“The nature of future Russian gas exports to Europe”) на Международном энергетическом симпозиуме, организованном Институтом Адама Смита, 15 марта 2004 г., Лондон, Великобритания;
- б) “Russian gas to Europe: from long-term contracts, on-border trade and destination clauses to ...?” 3rd EU Energy Law & Regulation Workshop “New Challenges for Regulation: Investment, Environment & Co-ordination”, September 23–24, 2004, Florence, Italy;
- в) “Транзитные положения Договора к Энергетической Хартии и проект Протокола по транзиту”, Конференция Секретариата Энергетической Хартии “Транзит энергоносителей в Евразии: вызовы и перспективы” (“Energy Transit in Eurasia: Challenges and Perspectives”), 19–20 октября 2004 г., Брюссель, Бельгия;
- г) “Импорт газа в Европейский Союз из России и других стран: надежность поставок, возможные риски и механизмы их предотвращения” на конференции “Энергетическое сотрудничество между Европейским Союзом и Россией в глобальном контексте”, организованной Московским международным энергетическим клубом и Центром геополитических проблем энергетики и природных ресурсов Университета Париж-Дофин, 18–19 апреля 2005 г., Париж, Франция.

70% в 2020–2030 гг. Последний документ ЕС, касающийся данного вопроса, – новая Директива по обеспечению надежности газоснабжения от апреля 2004 г. (ДЕС 2004). Однако она только ссылается на Зеленую книгу “К европейской стратегии безопасности энергоснабжения” (2000 г.), которая представляет собой наиболее значимый документ ЕС по данному вопросу (другие недавно принятые документы ЕС также содержат ссылки на Зеленую книгу). В Зеленой книге 2000 г. говорится: “Ожидается, что с оживлением долгосрочного роста общая энергетическая зависимость ЕС вновь возрастет, достигнув 70% в ближайшие 20–30 лет. ...этот показатель может достигнуть ... для газа 70% ... Расширение Союза только усугубит эту тенденцию. Импорт природного газа в страны-претенденты [новые страны-члены ЕС, вошедшие в его состав с 01.05.2004 – А.К.] может возрасти с 60% до 90% объема спроса. ...На данный момент зависимость ЕС от импорта природного газа является умеренной и составляет 40% объема потребления. У Союза есть несколько путей для того, чтобы попытаться противодействовать увеличению этой зависимости (до 70%) в течение ближайших 20–30 лет...” (GP 2000). В опубликованном позднее Сообщении Комиссии Европейскому парламенту и Совету от 2002 г. содержатся такие же показатели – 70% энергетическая зависимость Союза от внешних поставок газа к 2020 г. (Communication 2002). В последних прогнозах Международного Энергетического Агентства (Outlook 2003) указаны цифры, аналогичные официальным оценкам ЕС.

Среди внешних поставщиков крупнейшим является и будет оставаться Россия. “На геополитическом уровне, – как отмечается в Зеленой книге, – 40% природного газа [импортируется] из России. Европейский Союз пока не располагает всеми необходимыми средствами для изменения международного рынка” (GP 2000). Согласно прогнозным оценкам Брюссельского Центра экономических и политических исследований (CEPS), в 2020 г. Россия поставит (может поставить) в Европу около 250 млрд м³ газа, что составляет примерно половину европейского спроса на газ в том году (525 млрд м³). Из этих 525 млрд м³, которые должны быть поставлены в Европу в 2020 г., 400 млрд м³ еще не оформлены договорами, включая значительную часть будущих поставок из России (Cayrade 2004). То, какими будут новые договорные условия этих еще неоформленных поставок, имеет критическое значение как для экспортеров, так и для импортеров.

Россия (СССР) является надежным торговым партнером в течение всей истории торговых отношений между Россией (СССР) и ЕС. Как отмечается в Зеленой книге ЕС 2000 г., “Кроме того, следует отметить, что СССР и вслед за ним Россия всегда выполняла и выполняет свои обязательства по поставкам в соответствии с долгосрочными контрактами с Европейским Союзом” (GP 2000). Однако согласно общим закономерностям развития мировых (международных) энергетических рынков и в связи с тенденциями по дальнейшей интеграции и либерализации, наблюдающимися на внутренних энергетических рынках ЕС, структура договоров на энергетических и газовых рынках не установлена раз и навсегда – она также развивается, причем развивается под воздействием двух налагающихся тенденций: общих закономерностей развития контрактной структуры рынков нефти и газа (углеводородов) и специфических закономерностей, связанных с особенностями развития внутренних энергетических рынков в Европе и России и вызванных этими особенностями “отклонений” от общих тенденций развития (эволюции) контрактных структур в торговле газом между Европой (ЕС) и СССР/Россией в долгосрочном историческом контексте.

* В настоящее время Комиссия ЕС готовит новую редакцию этого документа, который должен быть обнародован 8 марта 2006 г.

Каковы будут договорные условия новых российских поставок в Европу? Будут ли они аналогичны существующим? Скорее всего, ответ на этот вопрос будет отрицательным. Причина этого заключается в том, что существующая договорная структура российских газовых поставок в Европу отражает реальную политическую картину и доминирующие тенденции развития рынка, существовавшие в недавнем прошлом, когда эта структура создавалась. Принимая во внимание объективные тенденции развития энергетических рынков, включая газовые рынки (в частности, расширение типологии контрактов и сокращение их продолжительности (срочности) в течение определенных временных рамок в качестве общей тенденции) (Конопляник 2002а; 2004а; 2004б)^{*}, и политические изменения в тех географических районах, из которых осуществляются и для которых предназначаются такие поставки (то есть на территории бывшего СССР и в западной части европейского пространства), мы можем прийти к выводу, что соответствующие изменения в контрактах неизбежны. Однако они должны соответствовать изменениям в рыночных структурах и отражать баланс интересов как производителей (экспортеров), так и потребителей (импортеров). В случае, если такие изменения породят дополнительные риски в рамках того или иного сегмента цепочки начисления стоимости газа, такие риски должны надлежащим образом идентифицироваться, контролироваться и перераспределяться между всеми участвующими игроками, не создавая необоснованных конкурентных преимуществ тому или иному участнику этой цепочки.

Один из вопросов, связанных с договорной структурой российских поставок газа в Европу, который в настоящее время является предметом ожесточенных споров, – проблема так называемых “оговорок о пунктах конечного назначения” (территориальных ограничений на продажу). Эти положения являются неотъемлемой частью существующих российских экспортных контрактов на поставку газа в Европу, и против них решительно возражает Европейская комиссия на том основании, что они противоречат законодательству ЕС о конкуренции. В течение определенного времени усилия Комиссии ЕС направлены на принудительное исключение “оговорок о пунктах конечного назначения” из всех существующих контрактов на импорт газа из России, Алжира и Норвегии.

Комиссия ЕС (Директорат по вопросам конкуренции – DG COMP) подняла вопрос об “оговорках о пунктах конечного назначения” в 2001 г. в связи с поставками российского газа в Италию, Австрию и Германию. После активных и продолжительных дебатов по этому вопросу соответствующие изменения вносятся в российские контракты (Газпрома) на поставки газа в Италию (с ENI, 2003 г.) и Австрию (с OMV, 2004 г.). Аналогичные переговоры еще ведутся с Германией (с EON/Ruhrgas). Можно ли считать, что проблема оговорок о пунктах конечного назначения решена и что создана эффективная, сбалансированная и взаимовыгодная “модель”, имеющая характер прецедента?

Мой ответ: “пока нет”. Данный вопрос глубже, чем кажется на первый взгляд, и он не связан только с проблемой оговорок о пунктах конечного назначения как таковой, поскольку последняя по объективным причинам отражает лишь составную часть более широкого пакета контрактных характеристик, обусловленного более чем тридцатилетней историей поставок советского (российского) газа в Европу и

^{*} Ряд других публикаций автора на русском языке по этому и другим взаимосвязанным вопросам можно найти на сайтах www.eniprf.ru (публикации за период до 2002 г.) и www.encharter.org/Secretariat/Deputy_Secretary_General (за период с 2002 г. и по настоящее время).

сложившейся за это время экономической и контрактной структурой этих поставок, обеспечивающей высокую надежность и бесперебойность газоснабжения Европы.

Ниже мы попытаемся рассмотреть проблему оговорок о пунктах конечного назначения более подробно, остановившись на трех группах вопросов, связанных с поставками российского газа в Европу:

- 1) Каким образом они организованы и почему?
- 2) Происходит ли их реорганизация и, если да, то каким образом и почему?
- 3) Отражают ли текущие изменения баланс интересов экспортеров и импортеров (производителей и потребителей)?

Это даст нам возможность ясно понять экономическую основу существующих договорных структур поставок российского газа в Европу с тем, чтобы:

- а) найти сбалансированное решение в целях их адекватной модернизации в соответствии с объективными изменениями газовых рынков в более широком (чем собственно и только внутренний рынок ЕС) масштабе, и, таким образом
- б) обеспечить надежные и эффективные поставки газа в Европу (расширяющийся Европейский Союз) в рамках пока еще незаконтрактованных (не оформленных договорами) количественных потребностей в импортном газе.

1 Основные элементы экспортных поставок российского газа в Европу

При описании организации экспорта российского газа в Европу следует отметить наличие четырех его основных характерных черт, объединенных в единый пакет контрактных характеристик:

- долгосрочные контракты типа “бери и/или плати” (“ДСК БИП”);
- продажи на границе (на внешней границе 15 “старых” государств-членов ЕС*);
- оговорки о пунктах конечного назначения (территориальные ограничения на продажу);
- ключевая роль транзита (как в физическом, так и в договорном плане).

Эта система отражает исторический баланс интересов в организации торговли газом между экспортерами (СССР/Россия) и импортерами (Европа/ЕС). Оговорки о пунктах конечного назначения представляют собой только один неотъемлемый элемент этого пакета, который подчиняется так называемому “эффекту матрицы”: когда один элемент матрицы изменяется, это приводит к соответствующим изменениям сумм в надлежащих строках и столбцах, а также к изменению итоговой суммы всей матрицы, что, в свою очередь, ведет к появлению новой матрицы. Таким образом, изменение одного элемента приводит к изменению картины в целом. И именно поэтому только комплексные изменения всего пакета могут привести к установлению нового баланса интересов сторон.

2 Долгосрочные контракты

2.1 Российские ДСК с Европой

Нынешняя организация поставок российского газа в Европу – это результат инвестиционных решений, принятых несколько десятилетий назад. Ориентированная на экспорт инфраструктура поставок российского газа в Европу была создана в основном в советский период. В качестве примера можно привести известную сделку 1970-х годов “Газ – Трубы” – ряд инвестиционных проектов, в соответствии с

* То есть на внешней границе Организации, существовавшей до 1 мая 2004 г. (в ее контурах до расширения).

которыми поставки труб, компрессорных станций, компьютерного обеспечения от европейских партнеров, в основном, из Германии, Италии и Франции (в то время действующие президенты США сначала ввели ограничения (Картер), а затем установили и полное эмбарго (Рейган) на соответствующие поставки из США в СССР), для нового строящегося трубопровода в Западную Европу должны были оплачиваться поставками советского газа в эти страны. Договорная структура этих сделок основывалась на долгосрочных контрактах типа “бери и/или плати”, которые были нужны в качестве гарантии (обеспечения) долгосрочных поступлений доходов для оплаты стоимости кредитов и поставок, полученных для реализации проектов.

Общезвестно, что долгосрочный контракт типа “бери и/или плати” является финансовым инструментом, востребованным банками и другими финансовыми учреждениями. Продавец принимает на себя геологический риск и риск поставок, а покупатель принимает на себя рыночный риск. С 1970-х годов, в связи с объективными причинами, отражающими естественное развитие международных энергетических и финансовых рынков, происходит очевидный переход от акционерного финансирования к долговому финансированию в качестве главного средства привлечения финансовых средств для разработки и реализации новых нефтяных и газовых проектов. С тех пор все больше и больше нефтяных и газовых инвестиционных проектов разрабатываются с использованием инструментов проектного финансирования, в особенности в области добычи и транспортировки углеводородов (Razavi 1996; Конопляник-Лебедев 2000; Конопляник 2003а). В рамках проектного финансирования объем и стоимость финансирования зависят от будущих доходов и рисков, связанных с будущими потоками доходов, генерируемыми самим проектом, под реализацию которого привлекается финансирование. Поток доходов является функцией объема поставок, умноженного на цену товара, и, таким образом, зависит от “объемных” и “ценовых” рисков. С одной стороны, ДСК БИП является эффективным механизмом снижения риска поставок (“объемного риска”), поскольку он гарантирует объем товаров, поставляемых в течение срока договора. ДСК БИП снижает риск поставки для обеих сторон договора – как для потребителя/покупателя, так и для производителя/продавца (через формулу “бери и/или плати”). С другой стороны, ДСК БИП в сочетании с адекватным механизмом ценообразования, заложенным в таком контракте, представляет собой эффективный механизм снижения “ценового риска” (Конопляник 2002b).

До начала 1970-х годов, то есть на более ранних этапах развития энергетических рынков, ДСК БИП являлись неотъемлемым торговым элементом концессий и соглашений о разделе продукции (“СРП”), которые были главным финансовым/инвестиционным инструментом разработки проектов в области добычи и транспортировки нефти и газа. Это был период абсолютного господства долгосрочных контрактов. Цены в рамках ДСК БИП в то время, как правило, устанавливались на весь срок контракта, поскольку это был период (особенно в его конце – в 1950–1960-е годы) относительно стабильных цен на нефть и фиксированных обменных курсов (то есть до установления плавающего обменного курса доллара США).

С конца 1970-х – начала 1980-х годов (и до начала периода “биржевого (спотового/фьючерсного) ценообразования”, который еще не достигнут в большинстве стран, за исключением США и Великобритании) цены на газ в рамках ДСК БИП больше не устанавливались напрямую в абсолютном выражении. В рамках современных долгосрочных контрактов цена на газ устанавливается с помощью “формулы ценообразования” и основывается на так называемых “формулах привязки”, которые привязывают цены на газ к ценам на другие первичные энергоресурсы, конкури-

рующие с газом на конкретном рынке в конкретном секторе конечного потребления (так называемые “цены замещения”). Например, если российский газ поставляется на электростанции в Германии, то его цена может быть привязана к ценам на уголь и топочный мазут (конкурирующие с газом в балансе топливоснабжения электростанций) на германском рынке, которые будут являться его “ценами замещения” в данном секторе продаж. Наиболее часто цены на газ привязываются к биржевым (спотовым/фьючерсным) ценам на мазут и сырую нефть, которые зависят от глобальных ожиданий игроков на мировом рынке нефти (на котором этап “биржевого ценообразования” наступил во второй половине 1980-х годов). На этапе “биржевого ценообразования” на рынках газа в ходе развития энергетических рынков механизм ДСК БИП будет отделен от “формул привязки” и будет основываться на сочетании спотовых/фьючерсных/опционных сделок с инструментами хеджирования. На этом этапе, возможном при условии достаточного и/или избыточного предложения газа, конкуренция по линии “газ – замещающие его энергоресурсы” (являющаяся основой для формирования механизмов ценообразования на базе “формул привязки”) дополнится (сменится?) конкуренцией по линии “газ – газ”. Однако долгосрочные контракты как таковые будут продолжать свое существование до тех пор, пока риски, которым подвергается сторона таких контрактов, не будут превышать риски, которым подвергается сторона (особенно поставщик) более коротких по сроку контрактов. Таким образом, рыночная ниша у долгосрочных контрактов сохранится в расширяющемся – по объективным причинам – спектре контрактных инструментов на энергетических рынках.

Объединение в рамках одного инструмента механизмов сокращения как объемных, так и ценовых рисков делает ДСК БИП эффективным финансовым инструментом для новых проектов в области добычи и транспортировки. Он представляет собой востребованный финансовым сообществом механизм сокращения рисков проектного финансирования применительно к долгосрочным капиталоемким создаваемым с нуля проектам в области добычи и транспортировки, в особенности в новых регионах, где отсутствует или недостаточно развита производственно-транспортная и макроэкономическая инфраструктура. Механизм ДСК БИП был использован для финансирования создания “южного” (через Украину в 1970-х годах) и “северного” (через Белоруссию в 1980-х–1990-х годах) основных маршрутов поставок советского (российского) газа в Европу. Недавно был продлен срок большей части заключенных Россией ДСК БИП на поставки в Европу в связи с приближавшимся истечением срока их действия и были заключены новые ДСК БИП.

2.2 ДСК на рынке ЕС

Долгосрочные контракты являются характерной особенностью не только поставок российского (и любого другого импортного газа) газа в Европу. Европейский газовый рынок сам развивается на основе долгосрочных контрактов на поставку газа типа “бери и/или плати”. В настоящее время ДСК БИП являются также и ключевым элементом поставок газа внутри Европы. Сегодня поставки на основе ДСК составляют более 90% объема импорта газа стран континентальной Европы, и этот механизм по-прежнему будет являться неотъемлемой частью договорной структуры газового рынка ЕС в обозримом будущем (таблица 1).

Европейская комиссия давно и настойчиво выступала против долгосрочных контрактов как препятствующих конкуренции, и даже в своей первой Директиве по газу установила ограничения для поставщиков по ДСК БИП, предусмотрев возможность отказа таким поставщикам в доступе к сети. “Внедрение конкуренции в

газовой отрасли приведет к утрате рыночной доли сегодняшними поставщиками. Эти компании часто покупают большие объемы газа у его производителей в рамках [ДСК БИП], в соответствии с которыми покупатели обязуются выбрать газ или заплатить за него, или в любом случае заплатить за большую часть законтрактованного объема, даже если они не могут (не смогут в дальнейшем) продать этот закупленный ими газ. В связи с тем, что по мере развития внутреннего рынка газа конкуренция растет, ожидается падение цен. Это может привести к серьезным финансовым трудностям для газовых компаний, принявших на себя обязательства по контрактам “бери и/или плати” по более высоким ценам. Однако на случай возникновения такой ситуации Директива по газу предусматривает специальные защитные механизмы. В случае серьезных экономических затруднений, связанных с обязательствами “бери и/или плати”, доступ к сети, в качестве последнего средства, временно может быть закрыт, что обеспечит защиту рынка поставщика” (ЕС 2000).

Таблица 1. Роль долгосрочных контрактов в поставках газа в государства-члены ЕС.

	Италия	Франция	Германия	Испания	Бельгия	Греция
Общий объем поставок в 2002 г., млрд м ³	72,5	44,2	94	23	17,5	2,1
Доля импорта в общем объеме поставок, %	80	96	82	99,5	100	100
Доля ДСК в общем объеме поставок, %	–	94	–	44	91	100
Средний оставшийся срок контрактов, количество лет	14	15	11	–	–	13

К счастью, Еврокомиссия в конце концов согласилась с важной ролью ДСК БИП (ДЕС 2003) в поставках газа, хотя не до конца и с определенными оговорками, оставляющими возможность для различного толкования той меры, в какой применение ДСК БИП соответствует законодательству ЕС.

3 Продажи на границе

Как известно, двумя главными трассами экспортных трубопроводов из Западной Сибири в Европу являются: а) южная – через Украину, а затем через Словакию и Чешскую Республику и б) северная – через Беларусь и далее через Польшу. Также хорошо известно, что российский газ экспортируется в ЕС в соответствии с долгосрочными контрактами, которые предусматривают в качестве пунктов сдачи-приемки несколько пунктов на восточных границах “старого” ЕС, например, в Баумгартене на словацко-австрийской границе или в Вайдхаусе на чешско-германской границе и т.д. (пункты С на рис. 1).

Такая договорная структура имеет ясное экономическое объяснение с учетом конкретных исторических обстоятельств. СССР подписывал долгосрочные контракты с европейскими компаниями во времена “холодной войны”, когда две политические системы разделяли Европу на зону НАТО на западе и зону СЭВ на востоке. В указанных обстоятельствах СССР мог гарантировать безопасность своих

* Следует помнить, что в терминологии авторов цитируемого документа ЕС “поставщик” – это оптовый покупатель (импортер) газа у его производителя.

были подписаны ранее, еще до распада Советского Союза, и остаются и будут оставаться неизменными до истечения сроков действия таких договоров в ближайшие/отдаленные годы в будущем. Это означает, что после расширения ЕС 1 мая 2004 г. основные пункты сдачи-приемки поставляемого в Европу российского газа автоматически “передвинулись” внутрь территории ЕС. Появились новые параметры поставок российского газа в Европу, которые не существовали до указанной даты. С юридической точки зрения не существовало поставок российского газа в пределах границы 15 государств-членов ЕС (до 1 мая 2004 г.). Однако в пределах границы 25 государств-членов ЕС (после 1 мая 2004 г.) они существуют, пересекая территории некоторых новых государств, присоединившихся к ЕС*. В пунктах В на рис. 1 изменяется лишь право собственности на трубопроводы (оно переходит от компаний соответствующих государств СНГ к компаниям соответствующих новых государств-членов ЕС), однако право собственности на российский газ, транспортируемый по этим трубопроводам, по-прежнему остается у “Газпрома”**. Только в пунктах С (пунктах сдачи-приемки российского газа в соответствии с ДСК БИП) право собственности как на трубопровод, так и на газ в этом трубопроводе переходит к европейским компаниям.

Итак, расширение ЕС привело к возникновению новой объективной реальности в торговле российским газом с Европой – с 1 мая 2004 г. торговля российским газом (с юридической точки зрения) происходит на территории ЕС. Необходимо подчеркнуть именно эту важную особенность произошедших изменений в торговле российским газом с Европой – расширение ЕС затронуло не географическую, а юридическую структуру контрактных отношений между Россией и ЕС. Расширение ЕС привело к тому, что теперь внутри территории ЕС продается газ, право собственности на который принадлежит российским поставщикам. Это свидетельствует о том, что в отношениях между Россией и ЕС появился новый вопрос, который должен быть прояснен: порождает ли эта новая реальность новые риски в рамках существующих газовых поставок для каких-либо участников контрактов? Каковы конкретные виды таких рисков (если они существуют)? Каково их происхождение? Для кого конкретно возникают такие риски? Можно ли и каким образом застраховать, предотвратить или распределить эти риски между участниками?

Мы рассмотрим этот вопрос более подробно в последней части данной статьи, посвященной транзиту.

4 Оговорки о пунктах конечного назначения

“Оговорки о пунктах конечного назначения” (или территориальные ограничения на продажу) являются экономически обусловленной неотъемлемой частью существующих схем российского экспорта в Европу. Оговорки о пунктах конечного назначения разрешают поставщикам газа продавать газ различным покупателям (конечные потребители которых расположены на различном удалении от пунктов сдачи-приемки, где покупатели приобретают этот газ) по различным ценам и на различных условиях на одном и том же пункте сдачи-приемки. Оговорки о пунктах конечного назначения ограничивают последующую (пере)продажу, а также использование закупленного газа только определенными, указанными в контракте географическими

* Новая и старая границы ЕС (то есть ЕС в составе 25-ти и 15-ти государств-членов Организации) выделены на рис. 1 темными линиями, проходящими через точки В и С соответственно.

** На пути от пунктов А к пунктам В на рис. 1 право собственности на газ принадлежит российским компаниям-поставщикам (Газпрому/Газэкспорту и др.), а право собственности на трубопровод – соответствующим компаниям стран СНГ.

районами сбыта и, таким образом, препятствуют (ведущей к необоснованному ущемлению интересов как производителя, так и оптового покупателя газа) конкуренции “газ – газ” для газа, происходящего из одного источника (страны, компании).

В наглядно-упрощенном виде экономическая основа оговорок о пунктах конечного назначения представлена на рис. 2. Оговорки о пунктах конечного назначения являлись и являются инструментом снижения рыночного риска при поставках на основе ДСК БИП при наличии фиксированных пунктов сдачи-приемки на внешней границе определенной территории, в то время как физические поставки осуществляются дальше в пределах этой территории. “Эффективные” – по терминологии г-на М Фриша (Frisch 2003a; 2003b) – экспортные цены на пункте сдачи-приемки A^* для поставок на рынки (конечным потребителям) B , C , D и E (см. рис. 3) рассчитываются по формуле встречной цены (то есть с привязкой к цене конечного продукта: цена на рынке потребителя** минус затраты на транспортировку с пункта сдачи-приемки A до данного конкретного рынка, так называемый принцип “нет-бэкинг” – от английского net-back). Чем больше расстояние от пункта сдачи-приемки до конкретного рынка, тем ниже “эффективная” цена газа (или цена фоб) на этом пункте для поставок на данный конкретный рынок. Оговорки о пунктах конечного назначения запрещают импортеру перепродавать газ, приобретенный по более дешевой “эффективной” цене (цене фоб), то есть предназначенный для рынка, находящегося на большем расстоянии от пункта сдачи-приемки, на рынке, ближайшем к пункту сдачи-приемки, для которого “эффективная” цена (цена фоб) на поставляемый газ на этом пункте сдачи-приемки является самой высокой.

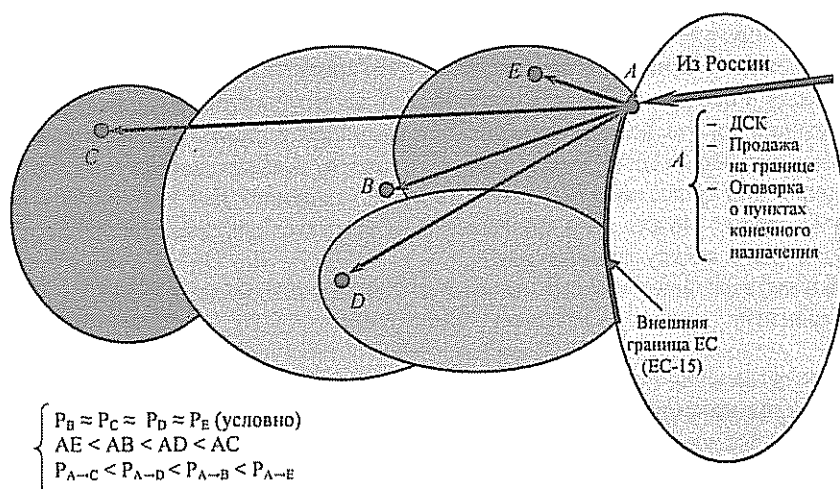


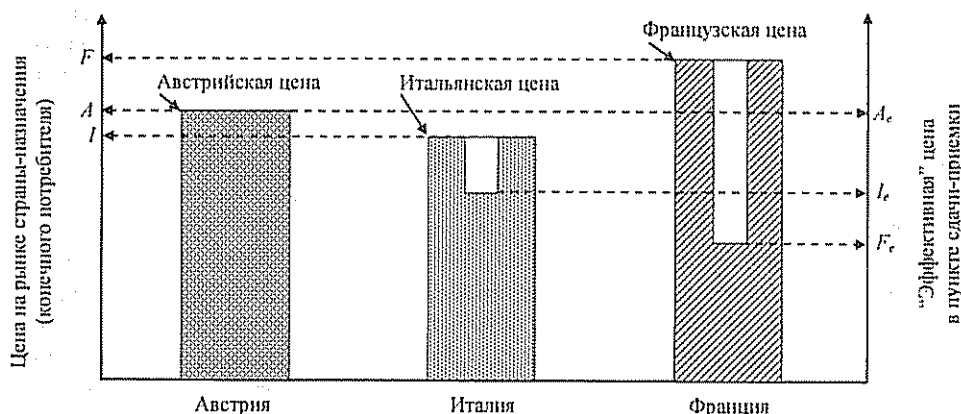
Рис. 2. Оговорки о пунктах конечного назначения как экономически обоснованная неотъемлемая часть существующих схем российских экспортных поставок в Европу.

Таким образом, переходя на традиционную внешнеторговую терминологию “цена сиф – цена фоб”, мы неизбежно и со всей очевидностью приходим к выводу об объективном характере оговорок о пунктах конечного назначения в международной контрактной практике, в частности, применительно к контрактной структуре поставок советского/российского газа в Европу.

* То есть так называемая “цена фоб”.

** То есть так называемая “цена сиф”.

Рассмотрим конкретный пример. Баумгартен является пунктом сдачи-приемки для поставок российского газа в Австрию, Италию и Францию, то есть в три страны, которые расположены на различном расстоянии (с точки зрения дальности транспортировки) от этого пункта сдачи-приемки и на национальных рынках которых действуют различные условия установления цен на энергоресурсы и сложились различные уровни цен на энергоресурсы. Как показано на рис. 3, который взят из (Frisch 2003а; 2003в), внутренняя цена на французском рынке (F) выше, чем соответствующая цена в Австрии (A), которая, в свою очередь, выше, чем в Италии (I). Это значит, что для поддержания/сохранения конкурентоспособности любого, в том числе импортного, газа на этих рынках, его контрактная цена сиф должна быть адекватна ценам A , I , F . В связи с различными расстояниями этих рынков от пункта сдачи-приемки, “эффективная” цена (цена фоб) на этом пункте для поставок в Австрию (A_e) является – и должна быть – более высокой, чем для поставок в Италию (I_e), которая, в свою очередь, выше, чем для поставок во Францию (F_e).



- $F - F_e$ = Французская корректировка с учетом транспортировки
 $A_e - F_e$ = Французская “скидка” в Баумгартене
 $I - I_e$ = Итальянская корректировка с учетом транспортировки
 $A_e - I_e$ = Итальянская “скидка” в Баумгартене

Рис. 3. Оговорки о пунктах конечного назначения: схематическое изображение установления цены на российский газ в Баумгартене.

Оговорки о пунктах конечного назначения запрещают покупателю, приобретающему российский газ для его поставки, например, во Францию, перепродать его в Австрии (в Австрию) (возможно, даже в том же самом пункте сдачи-приемки – в Баумгартене) или в Италии (в Италию) и, таким образом, получить непредвиденную прибыль (или неправомерную выгоду), обусловленную наличием различных цен, устанавливаемых одним поставщиком в одном и том же географическом пункте для поставок в различные пункты конечного назначения. Отсутствие оговорок о пунктах конечного назначения для поставок с установленным договорным объемом обязательств создаст необоснованную конкуренцию “газ – газ” в этом пункте сдачи-приемки между договорными схемами и контрактными объемами, предлагаемыми одним и тем же поставщиком для разных рынков.

При наличии достаточной пропускной способности в рамках конкретной транспортной системы и достаточных возможностей для того, чтобы эффективным

образом изменять пункты назначения поставок в рамках этой системы, конкуренция “газ – газ” приведет к снижению цены на рынке ближайшего потребителя, а в ином случае может привести к хаосу или дискриминации в отношении некоторых игроков (участников) в цепочке начисления стоимости газа.

Рассмотрим теоретический пример – отсутствие оговорок о пунктах конечного назначения (территориальных ограничений на продажу) в Баумгартене для поставок российского газа в соответствии с ДСК БИП в три вышеупомянутые государства ЕС. В этом случае покупатели российского газа, имея свободу выбора, в первую очередь попытаются продать как можно больше газа на ближайшем к пункту сдачи-приемки австрийском рынке, при поставке на который экспортные цены сиф российского газа (цены его реализации на внутреннем рынке) являются самыми высокими среди трех упомянутых пунктов назначения, в результате чего “ценовая рента” от его перепродажи также будет самой высокой. Это приведет к перераспределению потоков газа между тремя странами и создаст избыточное предложение газа в Австрии (что приведет к снижению цен на австрийском рынке) и к недостаточному предложению газа во Франции и Италии (что приведет к повышению цен на этих двух рынках). Это, в свою очередь, изменит соотношение цен на газ на трех рассматриваемых рынках и будет стимулировать обратное перераспределение потоков газа между австрийским рынком, с одной стороны, и итальянским и французским рынками, с другой. Перераспределение потоков, безусловно, затронет и другие – в первую очередь соседние – европейские страны. Однако имеется ли достаточное количество трубопроводов с соответствующей пропускной способностью для быстрого изменения потоков газа в Европе между различными странами в противоположных направлениях (в данном случае между тремя вышеупомянутыми государствами, а также между ними и соседними странами)? Существует ли эффективный режим доступа третьих сторон на рынке ЕС, который позволил бы существовать таким колебаниям в направлениях и объемах потоков газа? В связи с тем, что такие колебания, скорее всего, будут носить краткосрочный характер, существует ли действенный механизм краткосрочной торговли газом (включая эффективное управление транспортными перегрузками) в континентальной Европе? Мой ответ на эти вопросы скорее будет отрицательным (см. ниже) – по крайней мере, на данный момент.

Наконец, отсутствие оговорок о пунктах конечного назначения в рамках существующих ДСК БИП привело бы к существенному нарушению устойчивости и надежности газоснабжения европейских потребителей.

Вот почему в принципе невозможно отменить все оговорки о пунктах конечного назначения во всех долгосрочных контрактах, руководствуясь исключительно техническими и логистическими причинами, поскольку это может привести к случаям прекращения поступления газа, аналогично случаям прекращения подачи электроэнергии, которые недавно наблюдались в Великобритании, Италии, Швейцарии и др. Вот почему, на мой взгляд, Комиссия Европейских сообществ пытается решать вопросы об оговорках о пунктах конечного назначения на индивидуальной основе.

В 2003–2004 гг. под сильным давлением со стороны Еврокомиссии существенные изменения были внесены в два крупных российских контракта на поставку газа в государства ЕС, связанные с оговорками о пунктах конечного назначения: договоры с итальянской компанией ENI (2003 г.) и с австрийской компанией OMV (2004 г.). Кратко проанализируем их с учетом содержащихся выше разъяснений.

4.1 *Соглашение между OMV и Газпромом 2004 г.*

Объем поставок российского газа в Австрию достигает 5,5 млрд м³ в год, что покрывает 2/3 внутреннего спроса. Поставки осуществляются на основании ДСК БИП с пунктом сдачи-приемки в Баумгартене. Оговорки о пунктах конечного назначения были включены в эти ДСК, предусматривая ограничение на использование газа только в Австрии, то есть запрет на перепродажу за пределы страны.

В мае 2004 г. OMV и “Газэкспорт” договорились продлить срок существующих контрактов на поставку газа до 2012 г. и увеличить поставки до 6,5 млрд м³ в год. Формула расчета цены была изменена: существующая база для расчета цены, в роли которой выступал официальный индекс цен на газ на германском рынке (в г. Висбадене), была изменена на цену нефтепродуктов в г. Роттердаме (что, по моему мнению, отражает переход от контроля за колебаниями цен на энергоресурсы на местном рынке к наблюдению за поведением цен на глобальном нефтяном рынке, то есть дальнейшую интернационализацию структур договоров на поставки газа в соответствии с тенденциями дальнейшей глобализации и усиливающейся взаимозависимости рынков энергоресурсов). По мнению Комиссии ЕС, контракты приводятся в соответствие с “условиями либерализованного газового рынка”, поэтому оговорки о пунктах конечного назначения из них исключаются – “за ненадобностью”, как препятствующие свободной конкуренции, – и компания OMV больше не связана ограничениями об использовании газа только в Австрии.

С учетом разъяснений, представленных на рис. 2 и 3, мы можем заключить, что исключение оговорки о пунктах конечного назначения из сделки между OMV и Газпромом 2004 г. (если его рассматривать на индивидуальной основе) не имеет прямых отрицательных последствий для Газпрома, поскольку его “эффективная” цена на газ в Баумгартене для поставок в Австрию является самой высокой по сравнению с ценами на поставки во Францию и Италию. При этом цены сиф и фоб для этого (австрийского) контракта практически совпадают. Поэтому ре-экспорт (в результате отмены указанной контрактной оговорки) российского газа, предназначенного для поставок в Австрию, не приведет к прямой упущенной выгоде для российских поставщиков.

4.2 *Соглашение между ENI и Газпромом 2003 г.*

Объем поставок российского газа в Италию достигает 16,9 млрд м³ в год, что составляет 1/4 внутреннего спроса. Поставки осуществляются на базе ДСК БИП с пунктом сдачи-приемки в Баумгартене, а затем газ транспортируется дальше в Италию по Трансавстрийскому газопроводу (ТАГ). Оговорки о пунктах конечного назначения были включены в эти ДСК, предусматривая ограничение на использование газа только в Италии.

В рамках совместного решения Комиссии Европейских Сообществ, ENI и Газпрома от 2003 г. представлен пакет документов, предусматривающий исключение оговорок о пунктах конечного назначения из всех *существующих* контрактов на поставку. В новых контрактах будет предусмотрено два пункта сдачи-приемки вместо одного, указанного в существующих контрактах. ENI имеет право перепродавать газ в любой пункт назначения, в том числе за пределы Италии. ENI обязана предлагать значительные объемы газа покупателям за пределами Италии в течение 5 лет, начиная с 1 октября 2003 г. Если достаточные объемы не будут проданы за первую половину указанного периода (до 1 апреля 2006 г.), ENI организует аукцион в Баумгартене. ENI не будет включать так называемые “положения о согласии” в свои новые контракты в Италии. В период с 2008 по 2011 гг. ENI будет содействовать увеличению мощностей

контролируемого компанией (за счет владения контрольным пакетом акций) газопровода ТАГ (по которому поступает 100% российского газа, экспортируемого в Италию), а также будет содействовать улучшению доступа третьих сторон (ДТС) к ТАГ для его использования в целях транзита (WP 2004).

С учетом разъяснений, представленных на рис. 2 и 3, мы можем заключить, что решения Еврокомиссии-ENI-Газпрома от 2003 г. чревато отрицательными последствиями для Газпрома, поскольку “эффективная” цена на его газ в Баумгартене для поставок в Италию (цена фоб Баумгартен) является более низкой по сравнению с ценой фоб в той же точке для поставок в Австрию. По крайней мере, это предоставляет необоснованное преимущество компании ENI в случае прямой перепродажи на аукционе в пункте сдачи-приемки в Баумгартене газа, закупленного у Газпрома, если дополнительная прибыль, полученная на аукционе, поступит исключительно в распоряжение ENI.

Является ли этот вывод верным? Получает ли ENI необоснованные выгоды?

Является ли сделка сбалансированной, включая также дисконтированный во времени эффект затрат и выгод (оговорки о пунктах конечного назначения исключены из *существующих* контрактов, в то время как повышение пропускной способности ТАГ и вопрос о ДТС отложены на *будущий* период – 2008–2011 гг.)? Станет ли механизм раздела дополнительной прибыли (аналогичный модели, используемой в алжирском ДСК) более справедливым решением в случае его использования на предполагаемом(ых) аукционе(ах), который(ые) должен(ны) начаться после 1 апреля 2006 г.?

По мнению некоторых экспертов, исключение оговорок о пунктах конечного назначения должно быть четко обусловлено и увязано с введением полного и неограниченного доступа третьих сторон к газотранспортной системе ЕС. Исключение оговорок о пунктах конечного назначения без неограниченного доступа третьих сторон к такой системе предоставит импортерам газа необоснованные преимущества по сравнению с экспортерами газа (Frisch 2003a; 2003b).

Однако на сегодняшний день неограниченный ДТС к газотранспортной системе ЕС является заявленной целью и установленным юридическим обязательством, которое пока еще полностью не реализовано на практике. И, по всей видимости, оно не будет реализовано в полном масштабе, по крайней мере, в ближайшие несколько лет – во всяком случае, так представляет себе положение дел само европейское газовое сообщество.

На Конференции FLAME в марте 2004 г. (эти регулярные конференции являются, возможно, наиболее важным и заслуживающим внимания событием года в газовой отрасли в ЕС) был проведен опрос*, цель которого состояла в том, чтобы узнать мнение присутствующих на конференции специалистов-представителей европейского газового сообщества о перспективах развития внутреннего рынка газа ЕС. По данным организаторов Конференции FLAME-2004, в опросе приняли участие примерно 250 делегатов конференции, представлявших все бизнес-сегменты газовой отрасли, представители национальных и общеевропейских органов регулирования газовой отрасли, научных кругов, консультанты из европейских стран.

Результаты этого опроса свидетельствуют, что, по мнению европейского газового сообщества, несмотря на деятельность Еврокомиссии, направленную на дальнейшую либерализацию внутреннего рынка ЕС, внутренний рынок газа ЕС в ближайшие

* Flame Industry Insights. – Deloitte & Touche LLP, 2004, личные заметки автора, участвовавшего в опросе.

5–10 лет будет по-прежнему характеризоваться монополией нескольких международных (западных) энергетических компаний, а доступ к мощностям трубопроводов (отсутствие на практике эффективного ДТС) по-прежнему будет представлять собой серьезную проблему.

Это еще одно доказательство вывода о несбалансированном характере решения, – если рассматривать его в качестве общего правила – принятого в отношении оговорок о пунктах конечного назначения в связи с поставками в Европу российского газа на базе ДСК БИП. Посмотрим, каково будет решение в отношении сделки Газпром-E.ON/Ruhrigas...

5 Транзит

Примерно 2/5 мировой добычи нефти, 1/5 газа и 1/40 электроэнергии экспортируется, то есть продается с пересечением по крайней мере одной границы.

Только небольшая часть внешней торговли нефтью связана с транзитными поставками, поскольку основная часть экспорта нефти осуществляется по морю в танкерах.

Роль транзита в торговле электроэнергией в глобальном контексте еще менее значительна в связи с резким ростом потерь с увеличением расстояния передачи и доминирующим принципом поставки электроэнергии в энергосистему, а не конкретному потребителю от конкретного поставщика в рамках физических поставок вне энергосистемы. Однако транзит электроэнергии может являться жизненно важным для отдельных государств, особенно в районах сложного переплетения государственных границ, как, например, между центрально-азиатскими государствами (бывшими республиками бывшего Советского Союза) в районе Ферганской долины (результат планирования трасс высоковольтных линий электропередачи в эпоху единого СССР).

В то же время, применительно к экспорту газа компонент транзита имеет исключительно большое значение. На долю транзита приходится до 40% международной торговли газом или около 7% мировой его добычи.

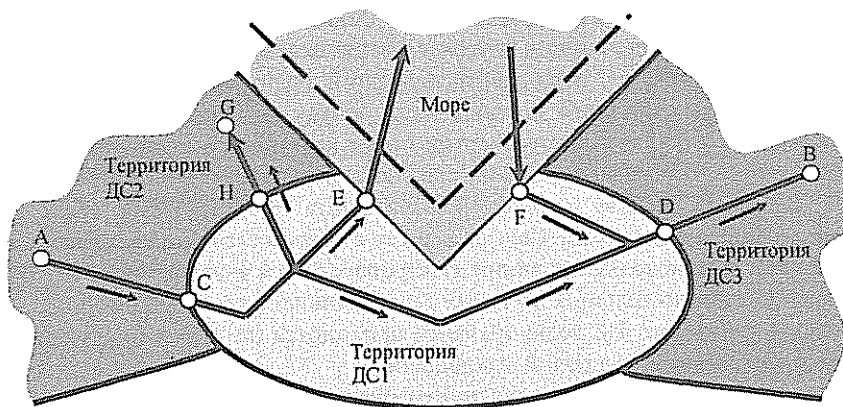
Для России проблема осуществления транзитных поставок экспортируемых ею энергоресурсов является более важной, чем для любой другой страны-энергоэкспортера, включая страны, которые конкурируют с Россией в Европе, в особенности в газовой сфере. При экспорте российского газа прямые поставки составляют только около 40% по сравнению с 2/3 в случае Норвегии и 3/4 в случае Нидерландов. Доля прямых поставок в экспорте газа Алжира только на пять процентных пунктов выше, чем в случае России, однако на российский газ приходится гораздо более значительная доля транзита через территории двух и более государств (таблица 2). Поэтому для России экспорт газа сопряжен с более высокими, чем у (сегодняшних) конкурентов, потенциальными транзитными рисками вследствие большей сложности транзита (из-за его многозвенности) при экспорте российского газа.

Таблица 2. Роль транзита газа для его основных существующих экспортеров в Европу.

Страна-экспортер	Прямые поставки, % от объема экспорта	Транзит через территорию, % от объема экспорта:			
		одной страны	двух стран	трех стран	четырёх стран
Нидерланды	76,2	13,8	10,0	–	–
Норвегия	67,7	7,5	21,4	3,4	–
Алжир	44,9	14,8	9,6	24,3	6,4
Россия	39,5	9,4	11,4	28,1	11,6

Вот почему вопросы транзита энергоресурсов и переговоры по Протоколу Энергетической Хартии по транзиту имеют такое значение для России. Как было отмечено Государственной Думой Российской Федерации на парламентских слушаниях, посвященных ратификации Договора к Энергетической Хартии в январе 2001 г. (последнее публичное официальное мероприятие в России, посвященное рассмотрению проблематики ДЭХ), успешное завершение Протокола Энергетической Хартии по транзиту с полным учетом интересов России является существенно важным (необходимым условием) для возврата к рассмотрению вопроса о ратификации ДЭХ Россией, которая подписала Договор в 1994 г., но пока его не ратифицировала*.

С юридической точки зрения, существуют три различных варианта осуществления поставок энергетических материалов и продуктов (ЭМП) с территории одной договаривающейся стороны (скажем, из пункта А, расположенного на территории ДС2) на территорию другой договаривающейся стороны (скажем, в пункт В, расположенный на территории ДС3), если между ними находится территория по крайней мере еще одной договаривающейся стороны (территория ДС1) (рис. 4).



Три возможности поставок энергоресурсов из пункта А в пункт В:

Без транзита (продажа на границе в пунктах С, D):

РФ-ЕС, Туркменистан-РФ, Казахстан-РФ, Алжир-Италия, Алжир-Испания;

Транзит:

- по трубопроводу, находящемуся в собственности/аренде экспортера: Франция-Германия, Норвегия-Франция, Италия-Австрия; планируется РФ-СНГ/Восточная Европа;
- по трубопроводу, не находящемуся в собственности/аренде экспортера.

Рис. 4. Транзит не является единственным вариантом...

Вариант 1 – вообще без транзита.

В этом случае продажа на границе будет осуществляться в пунктах сдачи-приемки С и D (рис. 4), где от одного юридического лица к другому переходит право собственности

* Рассмотрение вопроса о причинах нератификации и перспективах ратификации ДЭХ Россией выходят за рамки настоящей статьи. Этому вопросу посвящены, в частности, следующие публикации автора, полагающего, что ратификация ДЭХ соответствует долгосрочным объективным интересам нашей страны (Конопляник 2001; 2002с; 2003с и др.). Однако следует отметить, что в системе органов государственной власти пока не сложилось единого мнения по вопросу о необходимости ратификации ДЭХ Россией. Аргументы оппонентов ратификации ДЭХ Россией представлены, например, в публикациях гг. В Язева, О Фоменко (в частности, в различных выпусках журнала "Нефтегазовая вертикаль").

как на газопровод, так и на газ в этом газопроводе. На этих условиях осуществлялись все поставки советского/российского газа в страны ЕС-15, как это было показано выше. Последние долгосрочные договоры на поставку газа, заключенные Россией с Туркменистаном, Казахстаном и Узбекистаном, также основываются на условиях продажи на границе – на внешней границе указанных государств при поставках газа в Россию (или через Россию). Однако продажа на границе является не только прерогативой российских контрактов на поставку газа в Европу, она также является неотъемлемой частью, например, схем поставки алжирского сетевого газа в Италию и Испанию.

Еще одним вариантом избежать транзита является прокладка трубопроводных трасс, там, где это позволяет географическое расположение соответствующих государств, через международные воды. Эту задачу решает проект “Голубой поток”, связывающий напрямую Россию и Турцию. На это же нацелен и проект Северо-Европейского газопровода, трасса которого должна пройти из России в Западную Европу через акваторию Балтийского моря⁷.

Вариант 2 – транзит по газопроводу, который находится в собственности (аренде) экспортера газа.

Согласно этой схеме, например, газ, поступающий из России и предназначенный для Франции, экспортируется компанией Gas de France из пункта сдачи-приемки в Вайдхаусе дальше через территорию Германии до французской границы; или газ, предназначенный для Италии, экспортируется компанией ENI из пункта сдачи-приемки в Баумгартене дальше через территорию Австрии по газопроводу ТАГ, который частично находится в собственности ENI. Аналогичная схема используется при поставках норвежского газа во Францию по трубопроводу, арендуемому норвежским поставщиком. С 1990-х годов Газпром применяет аналогичный подход в бывших государствах СССР и Центральной Европе, где он стремится приобрести (в некоторых случаях успешно, а в некоторых – пока нет) акции трубопроводных компаний тех стран, которые исторически являются транзитными государствами применительно к поставкам российского газа в Европу (Словакия, Чехия, Польша, Беларусь, Украина).

Вариант 3 – транзит по газопроводу, который не находится в собственности/аренде экспортера газа.

Варианты 2 и 3 являются предметом законодательного (международно-правового) регулирования в рамках Договора к Энергетической Хартии (в частности, ст. 7 “Транзит”) и проекта Протокола Энергетической Хартии по транзиту. Несомненно, вариант 2 является более дорогостоящим (см. рис. 5), чем вариант 3.

Успешное завершение Протокола по транзиту не означает, что он станет являться препятствием для всех других путей и средств осуществления поставок из пункта А в пункт В (рис. 4), помимо транзитных. Протокол будет действовать не вместо, а наряду (вместе) с другими (в том числе нетранзитными) способами осуществления трансграничной транспортировки энергоресурсов, однако он будет обеспечивать дополнительные и более надежные правовые гарантии для варианта 3 – самого дешевого способа осуществления таких поставок. И дело самого бизнеса решить, какой из трех описанных выше вариантов поставок газа он сочтет наиболее предпочтительным и будет использовать на практике, исходя из собственных предпочтений и собственной оценки рисков.

⁷ 9 декабря 2005 г. был дан старт реализации этого проекта.

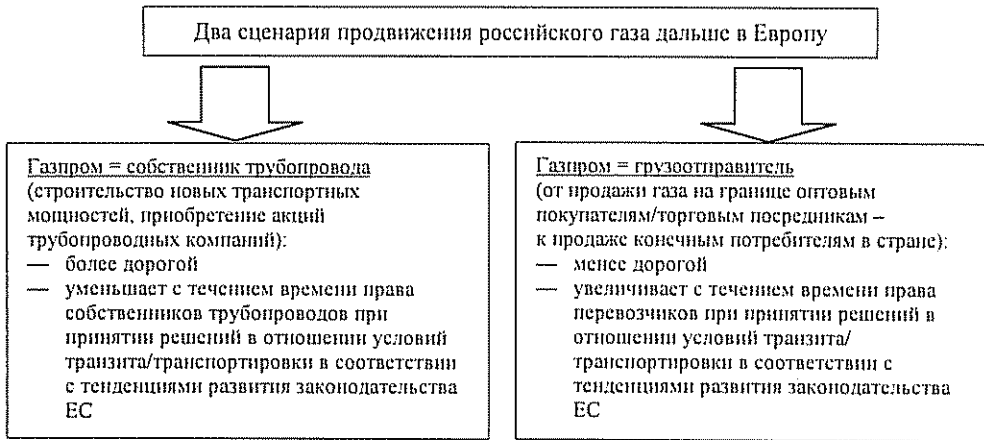


Рис. 5. ... однако этот вариант может быть самым дешевым, если будет предусмотрена адекватная правовая защита.

6 Протокол Энергетической Хартии по транзиту

Целью Протокола Энергетической Хартии по транзиту является формирование четких межгосударственных правил игры, регулирующих трансграничную транзитную транспортировку энергоресурсов по трубопроводам и сетям, основанных на действующих положениях о транзите Договора к Энергетической Хартии 1994 года, то есть реализация на практике принципа “свободы транзита”. Протокол по транзиту, таким образом, будет способствовать снижению уровня политических и финансовых рисков, связанных, среди прочего, с теми нефтяными и газовыми проектами, которые предусматривают транзитную транспортировку на территории Евразии. Это, в свою очередь, приведет к повышению надежности и безопасности трансграничного энергоснабжения на формирующемся энергетическом рынке Евразии, удешевлению стоимости привлечения капитала (акционерного и заемного финансирования), повышению инвестиционной привлекательности проектов по добыче и транспортировке энергии, росту их конкурентоспособности как на энергетических рынках, так и на рынках капитала.

Таким образом, Протокол по транзиту, как, впрочем, и все остальные юридически обязательные документы Энергетической Хартии, нацелен не только на обеспечение безопасности поставок и надежности энергоснабжения, но и способствует обеспечению надежности спроса посредством применения экономических рычагов. Иными словами, он действует не только в интересах государств-потребителей, но и в интересах государств-производителей и государств, через территорию которых осуществляется транзит энергоресурсов. Протокол по транзиту (после его завершения, подписания, ратификации и вступления в силу) обеспечивает общепризнанный всеми странами ДЭХ (причем, что важно, находящимися на разных уровнях и стадиях экономического развития) взаимоприемлемый уровень недискриминации при транзитных поставках, являющийся юридически обязательным правилом, а не только лишь политической декларацией.

Среди ключевых положений Протокола содержится определение “наличных мощностей для транзита” по национальным трубопроводам и электроэнергетическим сетям; он обязывает подписавшие государства вести переговоры с заинтересованными третьими сторонами о доступе к таким “наличным мощностям” на принципах добросовестности и отсутствия дискриминации; он устанавливает также правило, что

транзитные тарифы должны носить недискриминационный характер, основываться на затратах и быть свободными от искажений в результате злоупотребления господствующим положением на рынке со стороны собственников трубопроводов или сетей^{*}.

Основные вопросы Протокола по транзиту к ДЭХ:

- Обязательства по соблюдению транзитных соглашений.
- Запрет несанкционированного отбора энергии в транзите.
- Определение Наличных Мощностей сооружений для транспортировки энергии, используемых для транзита.
- Согласованный доступ третьих сторон (ДТС) к Наличным Мощностям (обязательный ДТС исключается).
- Содействие строительству, расширению или эксплуатации сооружений для транспортировки энергии, используемых для транзита.
- Транзитные тарифы должны быть недискриминационными, объективными, разумными и прозрачными, не подверженными влиянию рыночных искажений и основанными на издержках, включая разумную норму прибыли.
- Гармонизация технических и учетных стандартов путем использования международно-признанных стандартов.
- Укрепление функций учета и замера на международных границах.
- Координация в случае аварийного перерыва, сокращения или прекращения транзита.
- Защита Международных соглашений по свопам энергии.
- Выполнение и соблюдение.
- Разрешение споров.

История проекта Протокола Энергетической Хартии по транзиту началась в марте 1998 г., когда шесть центрально-азиатских государств Каспийского региона подняли вопрос о необходимости создания коммерчески привлекательного климата для инвестиций в проекты, связанные с нефте- и газопроводами, путем решения политических, технических, финансовых, коммерческих и юридических проблем, возникающих при реализации таких проектов. В феврале 2000 г. начались переговоры по этому юридически обязательному международно-правовому документу между правительствами государств Европы и Азии, являющихся членами ДЭХ (всего 51 государство).

В декабре 2002 г. стадия многосторонних переговоров по Транзитному Протоколу была признана делегациями всех государств завершенной, при этом остались только три неурегулированных вопроса, которые касаются, в основном, различий в позициях между Россией и Европейским Союзом в отношении:

- предложения Европейского Союза об Организации региональной экономической интеграции (положение об ОРЭИ);
- предложения российской стороны о так называемом «праве первого отказа» для транзитных поставщиков (в том числе в рамках действующих контрактов на поставку – как правило, ДСК БИП) и
- вопроса о методологии расчета транзитных тарифов^{**}, в частности, при использовании такого механизма управления транспортными перегрузками как аукционы.

^{*} Более подробная информация о Договоре к Энергетической Хартии и проекте Протокола по транзиту находится на веб-сайте Энергетической Хартии www.encharter.org, где размещены оба документа, а также ряд публикаций сотрудников СЭХ по этому вопросу.

^{**} Более подробно о сути позиций сторон см. работы (Konoplyanik 2003b; 2003c).

Двусторонние консультации между Россией и ЕС по трем неурегулированным вопросам продолжают. В ходе этих встреч эксперты сторон достигли практически полного взаимопонимания по вопросу о методологии расчета транзитных тарифов, в том числе при использовании механизмов управления транспортными перегрузками, а также существенно продвинулись вперед в понимании озабоченностей каждой из сторон по двум другим нерешенным вопросам Транзитного протокола^{*}.

7 Газовый транзит и расширение ЕС

В ходе консультаций был поднят естественный и имеющий существенные экономические последствия вопрос о географических границах транзита российского газа в Европу – с юридической точки зрения. Ответ на этот вопрос не так очевиден, как это может показаться.

Общераспространенная ошибка зачастую состоит в неверном представлении о том, что для России (российских поставщиков) “транзитный” участок маршрута поставок российского газа в Европу – это расстояние между внешней границей России и внешней границей конкретного государства ЕС, которое является конечным пунктом назначения поставок российского газа. Таким образом, все страны, находящиеся между Россией и конечным пунктом назначения, должны считаться (считаются) “транзитными государствами” для поставляемого в ЕС российского газа.

Однако это не так. Транзитное плечо поставок российского газа в Европу – с юридической точки зрения – заметно короче.

На рис. 1 показаны главные маршруты – Украинский (южный) и Белорусский (северный) – используемые для экспорта газа, добываемого в России, в страны ЕС. Существует несколько ключевых пунктов, которые необходимо отметить на этих маршрутах. Рассмотрим этот рисунок с точки зрения реалий политической карты Европы по состоянию до и после 1 мая 2004 г. (то есть до и после расширения ЕС).

Пункты “А” расположены на границе России со странами СНГ. В этих пунктах право собственности на газопроводы переходит от Газпрома к компаниям соответствующих стран СНГ, а Газпром сохраняет право собственности на газ, транспортируемый по этим трубопроводам далее, через территории таких соседних с Россией государств, в третьи страны. В этих же пунктах начинается международный транзит российского газа в Европу (через указанные государства СНГ в третьи страны).

Пункты “В” расположены на границе между странами СНГ (бывшая граница СССР) и странами Восточной Европы (бывшие члены СЭВ). В этих пунктах право собственности на трубопроводы, по которым осуществляются поставки газа из России, переходит к компаниям соответствующих восточноевропейских стран, а Газпром по-прежнему сохраняет право собственности на газ, который транспортируется по этим трубопроводам далее в Европу. В указанных пунктах одно транзитное плечо экспортных поставок (А-В на рис. 1), пересекающее территорию стран СНГ, сменяется другим транзитным плечом (В-С на рис. 1), пересекающим территории соответствующих восточноевропейских стран.

^{*} Автор не ставит своей целью в настоящей статье подробно обсуждать содержание и развитие переговоров о Протоколе по транзиту. Этому вопросу посвящены многие из его публикаций последних лет, которые можно найти в открытом доступе на веб-сайте Энергетической Хартии www.encharter.org в разделе “Секретариат/заместитель Генерального секретаря”. Состояние переговоров по Транзитному протоколу представлено в Документе СС299 “Проект Протокола к Энергетической Хартии по транзиту. Доклад Секретариата”, подготовленном к 16-й сессии Конференции по Энергетической Хартии, состоявшейся 9 декабря 2005 г., находящемся на веб-сайте в зоне доступа стран-участниц.

Пункты “С” расположены на границах стран Восточной Европы с государствами ЕС-15. Именно в этих пунктах, расположенных на внешних границах “старого” ЕС в составе 15 государств, российский газ продается потребителям из Западной Европы – компаниям государств ЕС. В этих же пунктах “транзит” (как юридическое понятие – в терминах статьи 7 ДЭХ) российского газа заканчивается, а право собственности на трубопроводы и на поставляемый из России газ в них переходит к соответствующим компаниям государств ЕС.

Далее, если поставляемый в страны конечного назначения газ, происходящий из России, пересекает после пунктов “С” территорию одного или нескольких государств ЕС, то эти поставки будут являться транзитом в рамках его определения в статье 7 ДЭХ, но с юридической точки зрения эти транзитные поставки уже не будут являться транзитом российского газа, поскольку право собственности на него перешло в пунктах сдачи-приемки “С” к европейским покупателям, ответственность за доставку и связанные с этим риски также перешли в этих пунктах на европейских оптовых покупателей. Таким образом, после пунктов сдачи-приемки “С” этот газ, оставаясь по происхождению российским, перестает быть российским по праву собственности на него и становится газом “французским”, “немецким”, “австрийским”, “итальянским” и т.п. – по стране регистрации компании-покупателя российского газа в пунктах сдачи-приемки “С”.

Итак, если рассматривать ситуацию, имевшую место до 1 мая 2004 г., то транзитное плечо для российского газа (в юридическом смысле) начинается от границ России со странами СНГ и заканчивается на западной границе стран Восточной Европы (бывшие члены СЭВ) с государствами “старого” ЕС-15.

Однако ЕС, предложив в ходе переговоров по Транзитному Протоколу свою “интеграционную поправку”^{*}, выдвинул тем самым, по мнению российской стороны, по сути новое определение транзита в проекте Транзитного Протокола (отличающееся от определения транзита в ДЭХ), в соответствии с которым “транзит” – с юридической точки зрения – российского газа (как впрочем и любого другого газа, поступающего извне ЕС) должен теперь заканчиваться на внешней границе расширяющегося ЕС, то есть даже до достижения (не достигнув) предусмотренных контрактами на поставку пунктов сдачи-приемки российского газа при его поставках в ЕС. В соответствии с такой логикой, транзит российского газа в рамках ЕС-25 должен прекращаться и трансформироваться в иной вид перемещения (транспортировки) ЭМП где-то в середине его контрактного пути – поскольку новая граница Евросоюза проходит между точками отгрузки и доставки российского газа – в Европу. Возможно ли такое в контрактной практике?

В рамках “старого” ЕС (в составе 15-ти государств) такое новое, предложенное ЕС, фактическое понимание понятия “транзит” в рамках сложившейся структуры контрактных поставок российского газа в Европу не затрагивало интересы российских поставщиков – но лишь их западноевропейских контрагентов-покупателей российского газа для дальнейших его поставок в третьи страны. Более того, в рамках ЕС-15 не возникало отмеченное выше противоречие, поскольку пункты сдачи-приемки находились на границе, а не внутри пределов ЕС. Иначе говоря, применение “интеграционной поправки ЕС” в рамках ЕС-15 было экономически нейтральным для России и не создавало для страны и ее экономических агентов дополнительных рисков, связанных с транзитом.

^{*} См., например, (Конопляник 2002d).

Однако в рамках расширившегося ЕС-25 экономические последствия применения “интеграционной поправки ЕС” могут оказаться далеко не нейтральными и сопровождаться дополнительными рисками для той или другой стороны, в частности – для российских и других поставщиков извне ЕС.

После 1 мая 2004 г., когда произошло расширение ЕС и 10 новых государств вошли в его состав, включая государства, по территории которых осуществляется транзит российского газа в Европу, пункты сдачи-приемки “С” российского газа в ЕС – которые до 1 мая располагались на внешней границе территории ЕС (ЕС-15) – стали располагаться в пределах территории ЕС (ЕС-25). Пункты “В” стали пунктами, расположенными на новой внешней границе новой территории ЕС (ЕС-25), но они не стали новыми пунктами сдачи-приемки российского газа: до и после этих пунктов право собственности на газ в трубе продолжает оставаться у российских поставщиков, также как и ответственность за его доставку до пунктов сдачи-приемки.

После расширения ЕС положения Римского договора 1958 г., устанавливающие общий внутренний европейский рынок, включая, среди прочего, “свободное обращение товаров”, и иные положения “аки коммюнитер” ЕС, стали господствовать на территории всех новых государств-членов ЕС так же, как они господствовали на территории первоначальных членов ЕС.

Согласно предложенному ЕС положению об Организации региональной экономической интеграции (ОРЭИ, Статья 20.1 в проекте Протокола по транзиту), транзит применительно к ОРЭИ означает перемещение ЭМП через территорию всей ОРЭИ, а не через территории ее отдельных государств (на рис. 4, согласно положению об ОРЭИ, символ “Территория ДС1” будет означать не только территорию конкретного государства-члена ЕС, но и территорию всей ОРЭИ, то есть территорию ЕС в целом)^{*}. Иначе говоря, в соответствии с предложенным ЕС положением об ОРЭИ, поставки, пересекающие территорию ОРЭИ (ЕС), будут считаться транзитными только в том случае, если и пункты отгрузки, и пункты доставки газа в рамках каждого конкретного контракта будут находиться вне пределов территории ОРЭИ (ЕС). Это означает, что согласно как концепции Римского договора (1958-го года об образовании ЕС) о “свободном обращении товаров”, с одной стороны, так и предложенному ЕС положению об ОРЭИ в проекте Протокола по транзиту, с другой стороны, в рамках ЕС понятия “транзит” не должно существовать. Это, в свою очередь, означает, что транзитных поставок российского газа больше не должно существовать в пределах границ новых государств-членов ЕС, в которых российский газ (как юридическое понятие) по-прежнему “физически” присутствует. Иначе говоря, речь идет о том, что, по мнению ЕС, перемещение российского газа в рамках его поставок из России в страны ЕС до пунктов сдачи-приемки “С” больше не должно являться “транзитом” на отрезке между пунктами “В” и “С” (рис. 1).

Это означает, что если до 1 мая 2004 г. транзитными государствами для поставок российского газа в Европу были все государства Зон II и III, включая как бывшие страны СНГ, так и восточноевропейские страны – бывшие члены СЭВ, то после 1 мая 2004 г., в соответствии с предложенным ЕС положением об ОРЭИ в проекте Протокола Энергетической Хартии по транзиту, таковыми должны остаться только страны Зоны II (рис. 6). И только на них теперь должно распространяться действие Транзитного Протокола (будь он принят в редакции его нынешнего проекта).

^{*} Эти и другие возможные последствия реализации Протокола по транзиту для поставок российского газа в Европу были проанализированы, среди прочего, в работах (Конопляник 2003а; 2003б).

Российская сторона продолжает выражать активное несогласие с таким пониманием предложенного ЕС “положения об ОРЭИ”, в соответствии с которым положения многостороннего Транзитного протокола не должны применяться на территории ОРЭИ, а вместо них на территории ЕС должны будут действовать нормы “внутреннего” законодательства ЕС (“аки коммонитер”), пусть даже с обязательствами, записанными в проекте ст. 20.2 проекта Протокола.

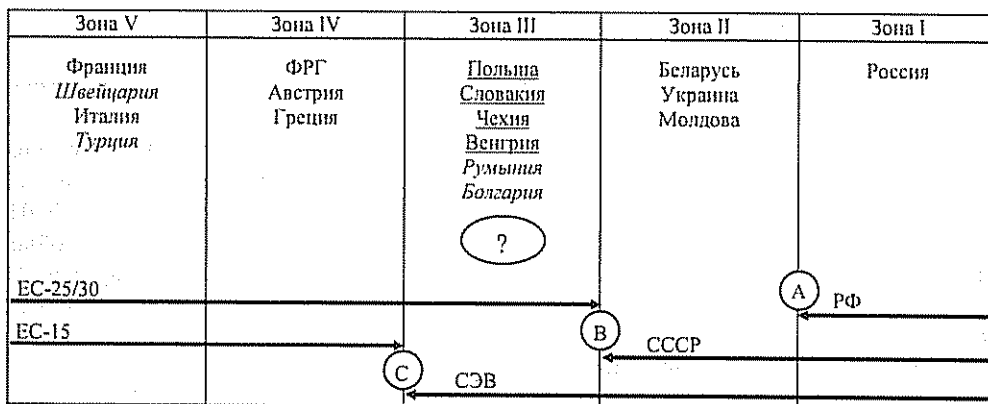


Рис. 6. Российский газ для Европы: продажи на границе и транзитная компонента (2). Курсивом выделены страны-не члены ЕС, подчеркнуты – новые государства ЕС, присоединившиеся с 1.05.2004. А, В, С – пункты изменения права собственности на российский газ и/или трубопровод на пути в Европу.

Российская сторона продолжает настаивать на конкретизации и прояснении этих обязательств, поскольку, по ее мнению, нынешняя редакция статьи 20.2 проекта Протокола допускает неоднозначные толкования. В частности, по мнению российской стороны, в рамках применения “интеграционной поправки” у ЕС и его институтов появится возможность вводить новые условия регулирования, которые могут существенно повлиять на возможность выполнения контрактных обязательств по “транзитным” поставкам в пункты сдачи-приемки. Транзит российского газа (и газа других поставщиков извне ЕС) окажется менее защищенным, появятся дополнительные риски – но ответственность за доставку в пункты сдачи-приемки по-прежнему будет лежать на России (Газпроме/Газэкспорте) и других.

В ходе встреч экспертов обеих сторон обсуждаются предложенные российской стороной варианты компромиссных решений, защищающих, по мнению российской стороны, ее обоснованные экономические интересы (по крайней мере, в рамках существующих и будущих контрактных обязательств по поставкам российского газа до пунктов его сдачи-приемки европейским покупателям) в рамках наложения процессов расширения ЕС и дальнейшей интеграции и либерализации внутреннего газового рынка Евросоюза на существующую контрактную структуру поставок российского газа в Европу.

Ключевым элементом предложений российской стороны является содержащееся в предложенном ею проекте ст. 20.3 положение, в соответствии с которым “свободное обращение ЭМП на территории ОРЭИ” начинается с пунктов сдачи-приемки российского газа (и любого другого газа, происходящего извне ОРЭИ) на территории ОРЭИ, то есть с момента первого изменения права собственности на газ на территории ОРЭИ. В этом случае (при таком подходе):

- если пункты сдачи-приемки располагаются на границе ОРЭИ (как это было в случае ЕС-15), то транзит – в контрактном смысле – заканчивается на внешней границе ОРЭИ;
- если пункты сдачи-приемки располагаются не на внешней границе ОРЭИ, а внутри территории страны-члена ОРЭИ, являющейся “внешней” страной ОРЭИ (то есть национальная граница этой страны является внешней границей ОРЭИ), то транзит – в контрактном смысле – также заканчивается на внешней границе ОРЭИ;
- если пункты сдачи-приемки располагаются внутри территории страны-члена ОРЭИ, не являющейся “внешней” страной ОРЭИ (то есть национальная граница этой страны не является внешней границей ОРЭИ), то транзит – в контрактном смысле – заканчивается на национальной границе этой страны.

Предложение российской стороны четко артикулирует, что статья 20.1 применяется не к физическим, а к контрактным объемам газа. Это означает, что она может применяться ко всем поставкам, происходящим из и предназначенным для ОРЭИ. Это дает, на мой взгляд, возможность применять для различных контрактных объемов газа в одной и той же трубе различные (“национальные” и “международные”) правила регулирования (в зависимости от “национального” или “международного” характера потока газа в трубе, определяемого типом соответствующего контракта), что и может послужить эффективной развязкой этого нерешенного пока сторонами вопроса о последствиях применения предложенного ЕС “положения об ОРЭИ”.

В соответствии со ст. 20.3 от внешней границы ОРЭИ и до расположенных внутри территории ОРЭИ пунктов сдачи-приемки газа, происходящего извне ЕС, должны будут действовать положения Транзитного Протокола. Однако эти положения будут распространяться только на те объемы газа в соответствующих трубопроводах, которые законтрактованы для поставки извне ЕС в указанные пункты (где и произойдет смена права собственности на газ). То есть на территории ОРЭИ положения Транзитного Протокола должны будут распространяться только на контрактные обязательства в рамках импортных контрактов с транзитной (в соответствии с определением ст. 7 ДЭХ) компонентой. Если в той же трубе находятся в это время дополнительные (иные) объемы газа, находящиеся в “свободном обращении”, то есть происходящие из и предназначенные для ОРЭИ, – то на эти объемы распространяются нормы “аки коммюнитер”.

Обсуждение “положения об ОРЭИ” продолжается...

8 Газовый транзит и проблема несовпадения сроков действия договоров

Расширение ЕС может также иметь определенные экономические последствия для поставок российского газа в Европу в рамках действующих долгосрочных контрактов в случае несовпадения сроков действия поставок по таким контрактам со сроками соответствующих транзитных соглашений. Характер таких потенциальных проблем связан с общей проблемой возможного несовпадения сроков долгосрочных контрактов на поставку газа, с одной стороны, со сроками (более) краткосрочных транзитных соглашений, предоставляющих доступ к транспортным мощностям на территории транзитных государств, которые обеспечивают реализацию таких контрактов на поставку, с другой стороны. Что касается поставок российского газа в Европу, то это означает несовпадение сроков действия долгосрочных контрактов на поставку российского газа в Европу (ДСК БИП) с компаниями ЕС, с одной стороны,

* У ОРЭИ может быть и “внутренняя” граница – как, например, граница ОРЭИ со Швейцарией, не являющейся членом ЕС.

и краткосрочных транзитных соглашений с соответствующими компаниями транзитных государств (или, как в случае новых государств-членов ЕС и в соответствии с проектом положения об ОРЭИ в проекте Протокола по транзиту, – более коротких по срокам соглашений о транспортировке с собственниками трубопроводов таких государств) – до пунктов сдачи-приемки российского газа, с другой стороны.

Несовпадение сроков действия долгосрочных контрактов на поставку и сроков действия соглашений о транзите/транспортировке как неотъемлемого элемента исполнения контракта на поставку создает риск невозобновления соглашения о транзите/транспортировке, особенно в случаях, когда поставка и транспортировка являются юридически раздельными (разделенными) хозяйственными операциями. Это ведет к удорожанию транзита (любой риск должен быть компенсирован – например, застрахован), что невыгодно ни поставщику, ни покупателю/потребителю. Ключевой вопрос, касающийся проблемы несовпадения, – это гарантия доступа к транспортным мощностям для поставщика в течение всего срока действия существующего (действующего) контракта на поставку (рис. 7).

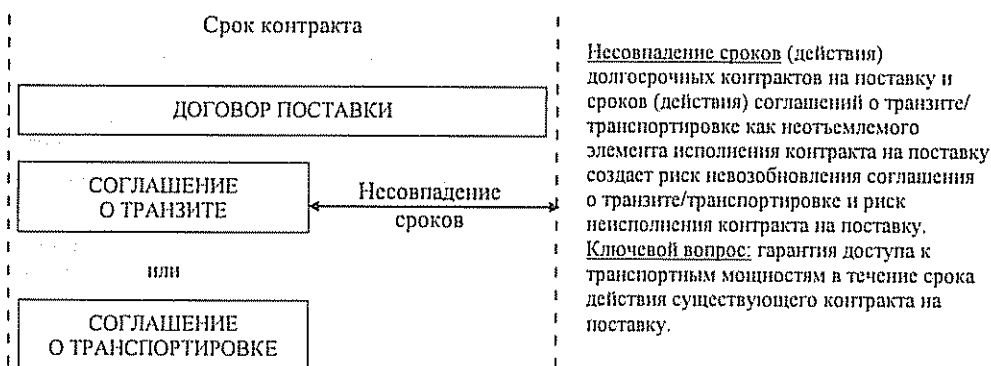


Рис. 7. Несовпадение сроков долгосрочных контрактов на поставку и соглашений о доступе к транспортным/транзитным мощностям.

Существует два основных направления решения проблемы несовпадения контрактных сроков: исключить несовпадение полностью и (или), если несовпадение остается, использовать механизмы минимизации связанных с этим рисков.

В первом случае существует две возможности:

- сократить срок действия контрактов на поставку до срока действия соглашений о транзите/транспортировке; или
- увеличить срок действия соглашений о транзите/транспортировке до срока действия контрактов на поставку.

Сокращение средних контрактных сроков находится в русле естественного направления развития энергетических рынков: с течением времени средний срок действия договоров на поставку уменьшается. По расчетам Хиршхаусена и Ньюмана (Hirschhausen-Neumann 2005), в европейских странах ОЭСР за период с 1980 г. по 2003 г. средневзвешенная продолжительность газовых контрактов сократилась вдвое – примерно с 30 до 15 лет. Поэтому недавняя настойчивая борьба Европейской комиссии против долгосрочных контрактов формально вписывалась в общую тенденцию сокращения контрактных сроков в газовой сфере. Однако есть и существенная разница: сокращение средней продолжительности контрактов на рынке происходит обычно эволюционным путем (за счет расширения номенклатуры контрактов, прира-

шение числа которых обеспечивается по большей части более короткими по продолжительности контрактами в странах с развитой транспортной инфраструктурой), а не путем административных запретов и/или ограничений на применение того или иного типа общеприменимых контрактных отношений. К тому же, как было показано выше, альтернативы ДСК БИП как инструменту финансирования новых инвестиционных проектов пока нет. Поэтому сокращение сроков контрактов на поставку до сроков контрактов на транзит, если такое несовпадение существует, вряд ли может рассматриваться как эффективное общее правило решения этой проблемы на всем пространстве Энергетической Хартии, в том числе как вне, так и внутри пределов ЕС.

Подхода на увеличение сроков транзитных соглашений до продолжительности контрактов на поставку придерживается Газпром в Восточной Европе/СНГ (последние долгосрочные соглашения о транзите, подписанные с Польшей, Чешской Республикой, Украиной, Туркменистаном, Узбекистаном, Казахстаном).

Во втором случае (при невозможности добиться полного совпадения сроков и продолжительностей контрактов на поставку и транзит) существует также несколько возможностей решения проблемы. Одна возможность, которая довольно длительное время обсуждалась в ходе переговоров по Транзитному Протоколу, — это, так называемое, “право первого отказа” (ППО). Указанный подход был предложен российской делегацией как универсальное решение проблемы несовпадения контрактных сроков на всем пространстве Энергетической Хартии, однако он был категорически отвергнут делегацией ЕС, которая однозначно заявила, что ППО никогда не будет применяться на территории ЕС как несовместимое с законодательством ЕС о конкуренции положение. В качестве рабочего компромисса делегация ЕС предварительно согласилась с тем, что в границах государств-членов ДЭХ ППО может применяться — но только в отношении существующих российских поставок за пределами территории ЕС*.

Как показано выше, основной объем поставок газа в страны ЕС обеспечивается на основе долгосрочных контрактов (таблица 1). И, как выясняется, проблема несовпадения контрактных сроков в рамках ЕС существует не только в теории, но и в деловой практике. Сама Еврокомиссия признала, что в том, что касается открытия энергетических рынков ЕС, подавляющее большинство государств-членов ЕС еще только должны будут вводить новые правовые нормы ЕС в национальное законодательство.

Вышесказанное означает, что вопрос доступа к транспортным мощностям в пределах срока действия долгосрочных контрактов на поставку на территории ЕС является актуальным и требует рассмотрения. В связи с этим возникает ряд естественных вопросов, ответы ЕС на которые могли бы очень помочь, по меньшей мере, успешному завершению переговоров по Протоколу по транзиту:

- Существует ли в рамках ЕС проблема доступа к транспортным мощностям?
- Существует ли в рамках ЕС несовпадение сроков действия (сроков истечения) контрактов на поставку и соглашений о транспортировке?
- Существует ли в рамках ЕС риск невозобновления соглашений о транспортировке в период действия долгосрочных контрактов на поставку?
- Каковы в рамках ЕС процедуры возобновления соглашений о транспортировке в период действия долгосрочных контрактов на поставку (если такие процедуры существуют)?

* О дискуссии, касающейся ППО, см. в работах (Конопляник 2001; 2002с; 2002d; 2003с; Конопляник 2003b; 2003с; 2004).

— Учитывают ли должным образом такие процедуры риски, с которыми сталкиваются поставщики и (в случае новых инвестиций) финансовое сообщество?

По неоднократным заявлениям экспертов ЕС в рамках неформальных встреч экспертов России и ЕС с участием представителей Секретариата, в рамках расширяющегося ЕС не будет возникать проблемы несовпадения контрактных сроков, поскольку при заблаговременном обращении к собственнику/оператору трубопроводных систем, последний обязан предоставить – при имеющихся “наличных трубопроводных/транзитных мощностях” – возможность забронировать доступ к этим мощностям на необходимый срок и с необходимого времени. Эксперты сторон работают над дальнейшим прояснением этого вопроса и его воплощением во взаимоприемлемые юридические формулы в рамках Транзитного Протокола.

Эти и другие вопросы продолжают активно обсуждаться экспертами делегаций России и ЕС в ходе неформальных встреч, возобновившихся осенью 2004 г. Тогда же российская сторона передала делегации ЕС более широкий перечень вопросов*, ответы на которые, как предполагалось, должны были помочь сторонам лучше понять сохраняющиеся озабоченности друг друга и четче сформулировать свои позиции для продолжения двусторонних консультаций. С одной стороны, ЕС не смог пока дать письменные ответы на все поставленные российской стороной вопросы.

Но, с другой стороны, – видимо в этом и состояла основная позитивная роль вопросов российской стороны для процесса консультаций – самим своим фактом они “подтолкнули” процесс этих консультаций/неформальных встреч, способствовали интенсификации общения экспертов сторон и углублению их взаимопонимания по обсуждаемым вопросам.

Надеюсь, что в итоге этого интенсивного и более эффективного процесса поиска взаимоприемлемых решений эксперты сторон в возможно короткие сроки придут к окончательному взаимопониманию по всем пока еще нерешенным вопросам, и найдут компромисс относительно развития договорной структуры поставок российского газа в Европу, и что такой компромисс будет надлежащим образом отражать имеющиеся долгосрочные экономические, финансовые, юридические вопросы, вызывающие озабоченность обеих сторон, и что он будет представлять сбалансированное решение, взаимоприемлемое для всего сообщества Энергетической Хартии.

9. Заключение

Состоявшаяся 9-го декабря 2005 г. 16-я сессия Конференции по Энергетической Хартии приняла решение, что Россия и ЕС должны подготовить до конца февраля 2006 г. график встреч сторон по согласованию остающихся пока открытыми вопросов Транзитного Протокола, включающих как неофициальные консультации экспертов сторон, так и официальные – под председательством Председателя Конференции по Энергетической Хартии – консультации делегаций России и ЕС с целью скорейшего завершения Транзитного Протокола.

Однако в самом конце 2005-го – начале 2006-го года вопросы энергетического транзита получили дополнительный международный резонанс в результате спора между Россией и Украиной в газовой сфере. 4-го января спор был разрешен, при этом все затронутые этим спором стороны (Россия, Украина, ЕС) официально ссылались на принципы Энергетической Хартии как основу для достижения соглашения. Эти события укрепили международное сообщество в отношении важности многосторон-

* Вопросы российской стороны и полученные на них ответы ЕС доступны странам-членам ДЭХ на веб-сайте Энергетической Хартии.

них документов, рассматривающих вопросы энергетического транзита, в частности ДЭХ и завершенного Протокола по Транзиту, для энергетической безопасности всех стран Энергетической Хартии. Поэтому 10-го января 2006 года Председатель Конференции обратился к России и ЕС с предложением интенсифицировать процесс консультации с целью завершения Транзитного Протокола в 2006 году.

Успешное завершение Транзитного Протокола, как известно, является необходимым условием, обозначенным в свое время Государственной Думой для возврата к вопросу о ратификации ДЭХ Россией. 2006-й год в этом смысле является годом особым: Россия председательствует в “Группе Восьми” и выдвинула в качестве основной темы своего председательства тему “энергетической безопасности”. Устойчивый, непрерываемый (даже в случае возникновения споров сторон) транзит является неотъемлемым компонентом энергетической безопасности. В случае согласования позиций России и ЕС по остающимся вопросам и одобрения этих договоренностей консенсусом всех остальных стран-членов ДЭХ в первой половине года, были бы созданы предпосылки для возможного объявления Россией во время Санкт-Петербургского саммита “Группы Восьми” в июле 2006 г. о начале ратификационной процедуры ДЭХ. Это заявление могло бы стать апогеем председательства России в восьмерке, а последующая ратификация ДЭХ явилась бы достойным вкладом России в дело укрепления международной энергетической безопасности.

Литература

- ДЕС, 2003 Директива 2003/55/ЕС Европейского парламента и Совета (26 июня 2003 г.) об
Общих правилах внутреннего рынка природного газа, отменяющая Директиву 98/30/ЕС
ДЕС, 2004 “Директива Совета 2004/67/ЕС от 26 апреля 2004 г. о мерах по обеспечению
надежности снабжения природным газом”
- Конопляник А, 2001 “Есть только один путь к ратификации ДЭХ. Чтобы договориться, надо
понять возражения противной стороны” *Нефть и капитал* 2001 № 3 8–10
- Конопляник А, 2002а “От монополии к конкуренции. Об основных закономерностях
развития рынков нефти и газа” *Нефть и капитал* № 3 март 2002 16–19; а также ряд
других публикаций Конопляника А А на русском языке по этому и другим взаимосвя-
занным вопросам, которые можно найти на сайте www.eniprf.ru (публикации за период
до 2002 г.) и на сайте www.eucharter.org/Secretariat/Deputy_Secretary_General (за период с
2002 г. и по настоящее время)
- Конопляник А, 2002б “Развитие рынков газа, долгосрочные контракты и Договор к
Энергетической Хартии” *Нефтегаз* № 4 25–33
- Конопляник А, 2002с “Ратификация ДЭХ Россией: прежде всего необходимо развеять
добросовестные заблуждения оппонентов” В книге “Договор к Энергетической Хартии –
путь к инвестициям и торговле для Востока и Запада” Под редакцией Т Вальде – англ.изд.
и А Конопляника – рус.изд. (Москва: Международные отношения) 545–614
- Конопляник А, 2002d “Протокол по транзиту к ДЭХ: проблемы, вызывающие озабочен-
ность России, и возможные пути их решения” *Нефть, газ и право* № 5 (47) 49–62
- Конопляник А, 2003а “Протокол по транзиту к ДЭХ: на пути к согласию. Какой режим
будет предоставлен российскому газу на территории стран ЕС?” *Мировая энергетиче-
ская политика* № 3 56–60
- Конопляник А, 2003б “В условиях высокой конкуренции. О возможностях России по
расширению своего присутствия на европейском газовом рынке” *Мировая энергетиче-
ская политика* № 5 62–67.
- Конопляник А, 2003с “Энергетическая Хартия и экономика России: роль процесса Энерге-
тической Хартии в повышении конкурентоспособности России на мировых рынках
энергии и капитала” (Москва: Изд-во ИНИ РАН) 63 с
- Конопляник А, 2004а “Россия на формирующемся Евроазиатском энергетическом простран-
стве: проблемы конкурентоспособности” (Москва: Нестор Академик Паблишерз) 655 с

-
- Конопляник А., 2004b “Энергетическая безопасность и развитие международных рынков энергии” В книге “Энергетическая безопасность: управление рисками в быстро изменяющихся правовых и нормативных условиях” (“Managing Risk in a Dynamic Legal and Regulatory Environment”). Ed. by B.Barton, C.Redgwell, A.Ronne, D.N.Zillman (International Bar Association/Oxford University Press) 47–84
- Конопляник А., Лебедев С., 2000 “Проектное финансирование в нефтегазовой промышленности: мировой опыт и начало применения в России» *Нефть, Газ и Право* № 1 25–40; №2 23–42
- Cayrade P., 2004 “Investments in gas pipelines and LNG infrastructure. What is the impact on the security of supplies?” *CEPS. INDES Working Papers* N3 March 2004
- Communication, 2002 “The internal market in energy: Coordinated measures on the security of energy supply” Communication from the Commission to the European Parliament and the Council (COM (2002) 488 final) dated 11 September 2002
- EC, 2000 “European Commission. Opening up to choice – Launching the single European gas market” (Luxembourg; Office for Official Publications of the European Commission) p 17
- Frisch M., 2003a “The forced removal of destination clauses: European gas security of supplies implications” – Конференция “Природный газ Евразии: перспективы и риски” (“Eurasian Natural gas: Opportunities and Risks”), организованная Секретариатом Энергетической Хартии, 12–13 ноября 2003 г., Брюссель
- Frisch M., 2003b “Can price review and destination clauses undermine gas security of supply in Europe?” Conference “NGas Summit” 1–3 July, 2003, Paris, France
- GP, 2000 «Green Paper “Towards a European strategy for the security of energy supply”» от 29 ноября 2000 г. (COM (2000) 769 final)
- Hirschhausen C., Neumann A., 2005 “Less long-term gas to Europe. A quantitative analysis of European long-term gas supply contracts” *www.gasandoil.com/ogel/* 3 N 1 March 2005
- Konoplyanik A., 2003a “Financing Russian oil and gas sector: The effects of international law instruments” *Journal of World Investment* 4 N 6 941-962
- Konoplyanik A., 2003b “Russian gas to EU markets – 1: Thorny issues impede progress toward final Transit Protocol” *Oil & Gas Journal* 101 N 40 60–64
- Konoplyanik A., 2003c “Russian gas to EU markets – 2: Compromise is best course for Russia, EU in Protocol negotiations” *Oil & Gas Journal* 101 N 41 68–75
- Konoplyanik A., 2004 “Transit Protocol finalization” *Petroleum Economist* July 2004 34
- Outlook, 2003 “IEA World energy investment outlook 2003” (IEA/OECD, Paris)
- Razavi Hossein, 1996 “Financing energy projects in emerging economies” (PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma) 288 p
- WP, 2004 “Пресс-релиз Комиссии о территориальных ограничениях – оговорках о пунктах конечного назначения в договоре между Газпромом и ENI, IP/03/1345, 06.10.2003” Commission Staff Working Paper “Energy dialogue with Russia. Update on progress”, 28.01.2004 SEC (2004)114 Annex 6

