



Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия для поставщиков энергоресурсов и за пределами Евросоюза*

Европа – больше, чем Европа

Андрей КОНОПЛЯНИК, консультант правления ОАО «Газпромбанк», доктор экономических наук, профессор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Далее рассмотрим более подробно некоторые основные проблемы Третьего энергетического пакета ЕС с точки зрения ориентированных на Евросоюз не европейских экспортёров. Объясним также, какие экономические факторы лежат в основе их озабоченностей, и укажем на некоторые потенциальные предварительные решения, которые могут быть приняты во внимание законодательными органами ЕС при составлении и утверждении Рамочных руководящих указаний и Технических регламентов – документов, развивающих и конкретизирующих до уровня операционных процедур положения Третьей газовой директивы ЕС (см. часть 1 статьи, рис. 4).

* Продолжение. Начало в №№ 4 и 5 за 2011 г.

КАК ИЗБЕЖАТЬ «КОНТРАКТНОГО НЕСООТВЕТСТВИЯ»?

Первая проблема, о которой следует упомянуть, – это так называемое *контрактное несоответствие*. Она возникла в результате разработки в ЕС концепции «разделения» вертикально интегрированных корпораций. На «связанных» (интегрированных) рынках газа (до внедрения концепции «разделения») газовая компания (как правило, «вертикально интегрированное предприятие», если использовать терминологию Энергетических директив ЕС) занималась как добычей, так и транспортировкой газа по трубопроводам, которые обычно сама же строила (привлекая для этого соответствующее финансирование) и впоследствии эксплуатировала. Это позволяло ей контролировать и нести полную ответственность за газовые потоки на всём протяжении производственно-сбытовой цепи – от устья скважины до пунктов сдачи-приёмки газа. И вся эта цепочка находилась в пределах её внутренней структуры управления. То есть, упрощённо гово-

ря, вертикально интегрированная компания обладала правом собственности и на трубу, и на газ в трубе. Такой подход обеспечивает минимизацию рисков и затрат на поставку газа потребителям¹.

После появления концепции «разделения» (принудительного дробления вертикально интегрированных корпораций по видам деятельности) добывающие компании утратили право на владение/контроль над трубопроводами, по которым они поставляют добываемый ими газ своим потребителям. Это предопределило необходимость наличия двух контрактов на поставку сырья от устья скважины до пункта сдачи-приём-

1 См., например, разъяснение по данному вопросу касательно контрактов на экспорт газа из СССР/России в следующих статьях: Конопляник А. Российский газ для Европы: об эволюции контрактных структур (от долгосрочных контрактов, продаж на границе и оговорок о пунктах конечного назначения – к иным формам контрактных отношений?) // «Нефть, газ и право». 2005. № 3. С. 33–44; № 4. С. 3–12; Конопляник А. Russian Gas to Europe: From Long-Term Contracts, On-Border Trade, Destination Clauses and Major Role of Transit to ...? // «Journal of Energy and Natural Resources Law». 2005. Vol. 23. № 3. P. 282–307.

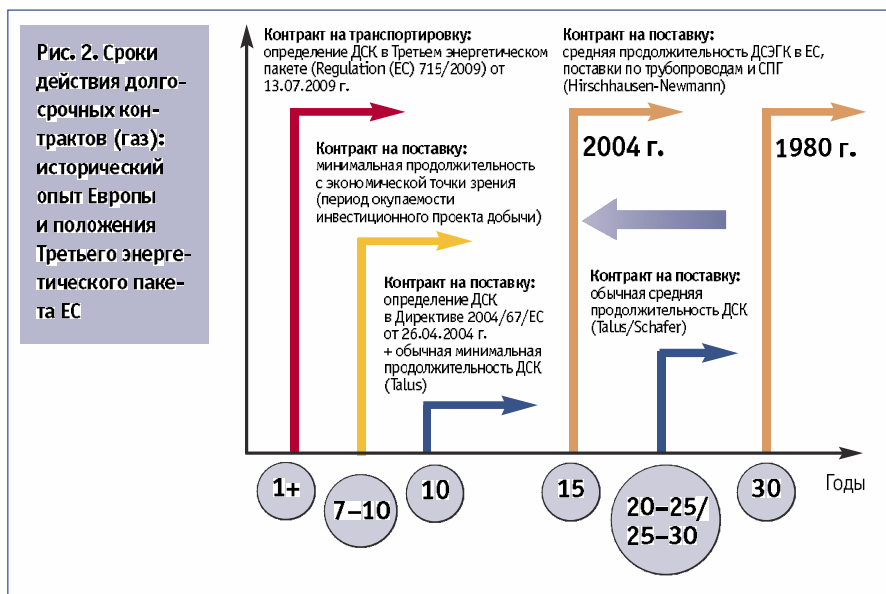
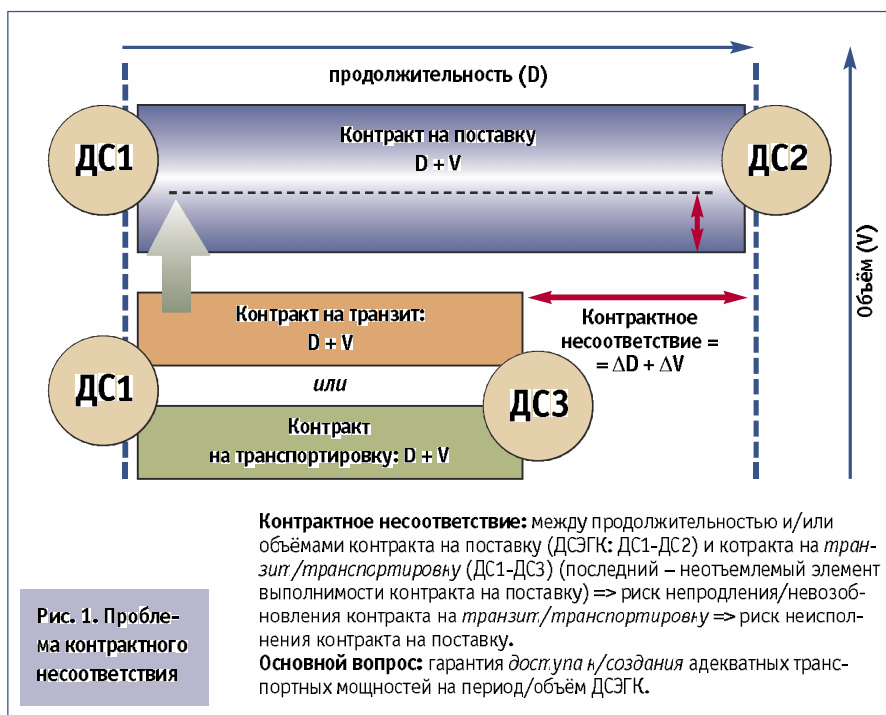
ки, заключаемых между двумя парами разных контрагентов:

- между производителем/экспортёром/продавцом (первая договаривающаяся сторона – ДС1 на рис. 1) и покупателем/импортёром (как правило, оптовым покупателем, необязательно конечным потребителем) (вторая договаривающаяся сторона – ДС2 на рис. 1);
- на транспортировку между ДС1 и владельцем/оператором транспортных мощностей (третья договаривающаяся сторона – ДС3 на рис. 1).

Отсюда следует, что долгосрочные экспортные газовые контракты (ДСЭГК) и контракты на транспортировку между ДС1 и ДС3 должны соответствовать друг другу, включая даты начала и окончания их действия. В противном случае поставщик сталкивается с риском непродления соглашения на транзит в то время, когда срок действия ДСЭГК ещё не закончился. Это может привести к срыву его обязательств. Поэтому основным вопросом тут является обеспечение долгосрочного доступа к транспортным мощностям.

Законодательные органы ЕС стремятся создать ликвидный внутренний рынок по торговле газом, при этом законодательство Евросоюза в области энергетики берёт за основу преимущественно принцип краткосрочности. Поэтому минимальное пороговое значение продолжительности «долгосрочного» доступа к транспортным мощностям по законодательству ЕС² оказывается меньше, чем у «долгосрочных» контрактов на поставку в том же законодательстве³, и существенно меньше, чем необходимо для исполнения сегодняшних ДСЭГК (см. рис. 2).

Обычным сроком действия долгосрочного контракта считается период от 20–25 лет (Ким Талус⁴) приблизительно до 25–30 лет (Клаус Шафер⁵). Согласно исследованию, проведённому Кристианом фон Хиршхаузенем и Анне Нойманн⁶, средний срок действия импортных



² Определение ДСК в Третьем энергетическом пакете (Regulation (EC) 715/2009 от 13.07.2009 г.).

³ Определение ДСК в Директиве 2004/67/EC от 26.04.2004 г.

⁴ См.: Talus Kim. Vertical Natural Gas Transportation Capacity, Upstream Commodity Contracts and EU Competition Law. (Готовится к публикации, цитата приведена с личного разрешения автора).

⁵ См.: Schafer Klaus. Natural gas markets in Europe – Challenges and developments. Презентация на конференции «ONS 2010 – Безопасность. Стабильность. Поставки». Ставангер, 25 августа 2010 г.

⁶ См.: Christian von Hirschhausen and Anne Neumann. Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts // "Oil, Gas and Energy Law Intelligence" (OGEL). Vol. 3. Issue 1. March 2005.

ДСЭГК в ЕС (как по трубопроводам, так и в виде СПГ), которые были подписаны в определённом году, сократился с 30 лет в 1980 г. до 15 лет в 2004 г.⁷ (то есть вдвое за 25 лет).

⁷ На первый взгляд, эти цифры (Талуса и Шафера, с одной стороны, и Хиршхаузена и Нойманн, с другой) не совпадают друг с другом, но это только на первый взгляд, так как средний срок действия ДСЭГК в определённом году учитывает как контракты с обычно меньшим сроком действия, подписанные в данном году, так и контракты с обычно большим сроком действия, подписанные в предыдущие годы. Таким образом, средний срок действия ДСЭГК, существующих в определённом году, больше срока действия ДСЭГК, подписанных в этом же году.

Согласно К. Талусу, общей отправной точкой срока действия долгосрочного контракта на поставку можно считать десять или более лет⁸. Этот же период обоснованно заложен как норма в законодательстве ЕС⁹. Так как долгосрочный контракт – это инструмент проектного финансирования, его минимальный срок действия означает минимальное время,

⁸ Там же.

⁹ Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply. Art. 2 (1).

необходимое для окупаемости инвестиций в проект разведки и добычи. И в упрощённом виде 10-летний срок действия означает годовую внутреннюю норму прибыли (ВНП) в размере примерно 10%. Если инвестором принимается более высокая ВНП, общая отправная точка для срока действия контракта будет ниже. Однако я не думаю, что в проектах по разведке и добыче нефти и газа общепринятая ВНП в целях проектного финансирования превысит 15%. Это означает, что вышеупомянутая общая отправная точка будет не менее 7 лет. Более того, недавно мы узнали о том, что в Германии обсуждается возможность установления верхней границы ВНП для инвестиций в инфраструктуру, которая будет равна 5%. Это приведёт к дальнейшему увеличению минимальной продолжительности периода окупаемости инвестиций – приблизительно до 20 лет.

Подведём итоги: период в 7–10 лет – это необходимый минимальный срок действия ДСЭГК с экономической точки зрения, который может быть впоследствии увеличен в рамках сегментированного/дизинтегрированного рынка и который определяется продолжительностью периода окупаемости инвестиций в проект по разведке и добыче нефти и газа.

Однако в ст. 2.1.14 «Определения» Регламента (КЕС) 715/2009 говорится, что «под „долгосрочными услугами“ понимаются услуги, предлагаемые оператором системы транспортировки на протяжении одного года или более»¹⁰. Это означает, что существует следующий риск: в то время как стороне ДСЭГК со сроком действия, например, 15 лет для исполнения своего контракта на поставку требуется адекватный доступ к транспортным мощностям (то есть на 15 лет), оператор системы транспортировки предоставит доступ к ней на более короткий период (например, всего на 5 лет), который хотя и будет превышать минимальный пороговый срок долгосрочного контракта на транспортировку, но будет меньше времени действия ДСЭГК. То есть возникнет «контрактное несоответствие». Причём в данном примере мы не рассматриваем ещё один элемент этого уравнения – соответствие объёмов поставки и предоставляемых для их прокачки газотранспортных мощностей.

Каков же выход из этой ситуации? Со своей стороны я вижу два разных подхода:

- найти решение проблемы «контрактного несоответствия», если не удастся избежать её возникновения;
- предотвратить появление самой проблемы.

В первом варианте общеизвестным решением является так называемое *право первого отказа*, которое довольно широко используется во всём мире, на газовых рынках с различной структурой (как в США, так и в СНГ). Оно вполне приемлемо для поставщиков, но якобы противоречит законодательству ЕС, – по крайней мере, на это неоднократно указывали представители Еврокомиссии участникам двусторонних неофициальных консультаций экспертов России и ЕС по вопросам, связанным с Протоколом к Энергетической Хартии по транзиту, с участием специалистов Секретариата Энергетической Хартии в 2004–2007 гг.¹¹

Во втором варианте решение заключается в обеспечении наличия продуктов, предполагающих долгосрочный доступ к транспортным мощностям. Это означает, что, во-первых, так называемые *связанные с мощностями продукты*¹² (типовые контракты на доступ к системам транспортировки) должны относиться не только к объёмам предоставляемых транспортных мощностей, но и к срокам. То есть данный «типовой продукт» должен иметь две характеристики: объём и продолжительность.

Во-вторых, необходимо регулярное экономически обоснованное тестирование рыночного спроса на мощности. Наиболее эффективный механизм такого тестирования – регулярно повторяющаяся процедура «открытой подписки» (open season). При правильном применении она гарантирует обеспечение транспортными мощностями долгосрочных контрактов и недопущение «контрактного несоответствия». Проект такой процедуры совместно был разработан в 2004–2007 гг. во время неофициальных двусторонних консультаций экспертов РФ и ЕС по вопросам, связанным с Протоколом к Энергетической Хартии

по транзиту¹³. Её обновлённая версия будет выставлена на обсуждение в ходе одного из следующих раундов двусторонних неформальных консультаций экспертов России и ЕС по проблемным вопросам Третьего энергопакета ЕС. Вопрос же о включении взаимоприемлемого «совместного продукта» в законодательство ЕС – это суверенное право законодательных органов Евросоюза.

ЗАПРЕТИТЬ, ЧТОБЫ ПОТОМ РАЗРЕШИТЬ

То, что хорошо для ликвидной торговли, не всегда оптимально для проектного финансирования, особенно когда речь идёт о долгосрочных капиталоемких инвестиционных проектах (например, по разведке и добыче газа). То же самое относится и к режиму обязательного доступа третьих сторон (ОДТС) к стационарной энергетической инфраструктуре. ОДТС считается одним из необходимых условий ликвидной торговли на открытых конкурентных рынках, вместе с тем он препятствует проектному финансированию (по крайней мере, на том этапе, когда капиталовложения в строительство транспортной инфраструктуры со стороны спонсоров проекта ещё не окупилась). А ведь именно надёжное проектное финансирование является необходимым условием для создания дополнительных поставок сырья, что способствует развитию открытых и конкурентных рынков и ликвидной торговли.

Сегодня около 70–80% инвестиций в проекты по разведке и добыче нефти и газа привлекаются на международных рынках капитала в качестве займов. Это означает необходимость соблюдения правил проектного финансирования во избежание недоинвестирования отрасли. Сказанное относится и к вопросу о доступе третьих сторон (ДТС) к мощностям по транспортировке углеводородов.

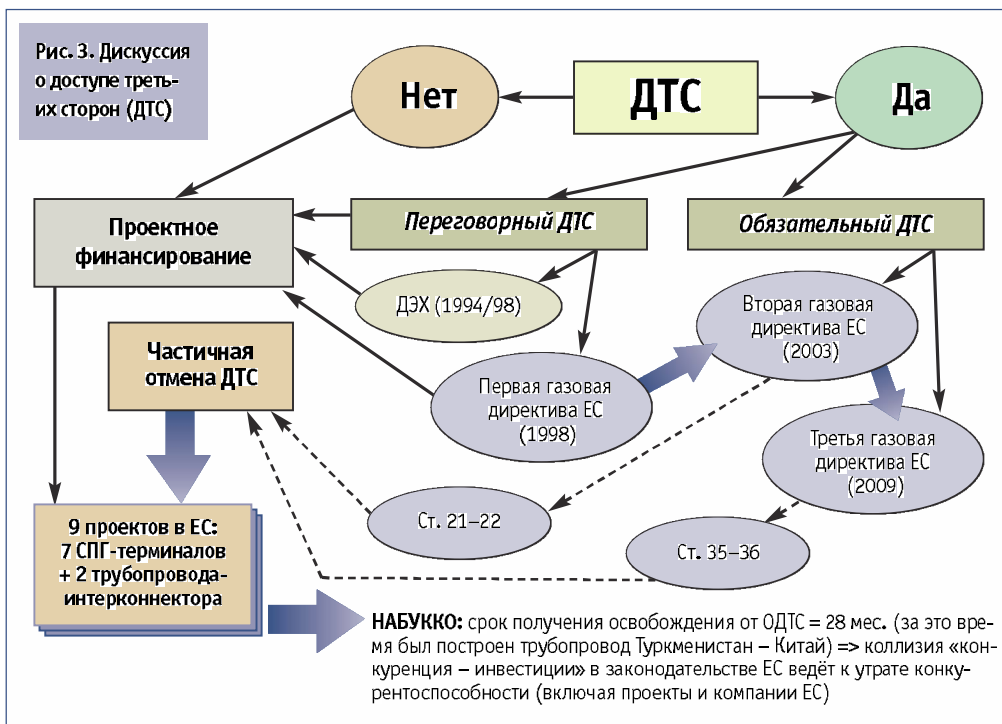
Существуют два варианта: либо принцип ДТС применяется, либо нет (см. рис. 3). Оба они правомочны с юридической и экономической точек зрения. При отсутствии ДТС проблем с соблюдением правил проектного инвестирования не возникает, поэтому инвестиционные проекты без ДТС более перспективны (лучше удовлетворяют критериям бан-

¹¹ См. соответствующие публикации и презентации автора на сайте www.kopoplyanik.ru.

¹² Согласно определению ст. F2.4.2 «Связанные продукты» Рамочного руководящего указания о распределении транспортных мощностей – см.: ERGEG, Capacity Allocation on European Gas Transmission Networks, Pilot Framework Guidelines. E09-GNM-10-05, 10 December, 2009.

¹³ См. описание проекта в статье: A. Kopoplyanik, 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.

¹⁰ Регламент (КЕС) №715/2009 Европейского парламента и Совета от 13 июля 2009 г. «Об условиях доступа к системам транспортировки природного газа и отмене Регламента (КЕС) № 1775/2005» – ОJ, 14.08.2009. L 211/40.



как единственного вида доступа к транспортной инфраструктуре.

Однако, как указывалось выше, ОДТС фактически препятствует проектному финансированию. Поэтому законодательные органы ЕС, осознав и предвидев эту ситуацию, включили в ст. 21–22 Второй и ст. 35–36 Третьей газовых директив специальные положения, разрешающие отступать от режима ОДТС в отдельных инвестиционных проектах. В результате все крупные капиталоемкие газовые проекты в ЕС (как минимум, два соединительных трубопровода-интерконнектора и семь приёмных терминалов СПГ два года назад) осуществлялись на основании такого изъятия из общего режима ОДТС.

Однако это решение имеет свои отрицательные стороны.

ковского финансирования). Логика тут понятна: финансовые институты, предоставляющие средства на реализацию долгосрочного капиталоемкого проекта по добыче и доставке энергоресурсов, заинтересованы в получении максимальных гарантий их возврата (и ускорении данного процесса). Это может быть обеспечено лишь одним путём: 100-процентным заполнением трубы продукцией того месторождения, под проект освоения которого и создавалась данная магистраль. Если же предоставить часть мощностей сторонним грузооправителям, то поток продукции, поставляемой инвестором по этому трубопроводу (а значит, и объём получаемых им доходов), уменьшится. Соответственно, снизится норма прибыли и удлинятся сроки возврата инвестиций. Возрастут риски невозврата средств. Таким образом, перспективы получения проектного (долгосрочного) финансирования ухудшаются.

При наличии ДТС в рамках правовой системы определённой страны картина, касающаяся проектного финансирования, несколько сложнее. В этом случае гораздо проще и понятнее осуществлять финансирование инфраструктурных проектов при наличии в системе законодательства «переговорного ДТС». Стороны могут обсуждать требуемую продолжительность периода отсутствия разрешения на ДТС к транспортным мощностям, финансирование, строительство и

последующая эксплуатация которых осуществлялись спонсорами (как правило, «вертикально интегрированными предприятиями»). Данный период может охватывать либо часть, либо весь жизненный цикл проекта транспортировки.

Именно так обстояло дело с Первыми энергетическими директивами ЕС, разрешающими «переговорный ДТС», и с Договором к Энергетической Хартии, в котором в Понимании 4.1(b)(i) особо оговаривалось: «Положения Договора не обязывают какую-либо Сторону Договора вводить обязательный доступ третьих сторон»¹⁴. Поэтому ни Первые энергетические директивы ЕС (1996/1998), ни ДЭХ (1994/1998) не противоречили принципам проектного финансирования (см. рис. 3).

С вводом в действие в 2003 г. Вторых энергетических директив ЕС ситуация кардинально изменилась: обязательный доступ для третьих сторон (ОДТС) был закреплён как единственный вид ДТС в пределах Евросоюза и государств, вводящих в действие законодательства ЕС в области энергетики¹⁵.

Третьи энергетические директивы ЕС (2009) ещё раз подтвердили роль ОДТС

Так, из-за «презумпции виновности» компании, реализующей проект, процедуры предоставления права на отступление от правил ЕС достаточно сложны и продолжительны по времени (см. рис. 3). Приведу всего один пример: у компании, ведущей строительство газопровода «Набукко», это заняло 28 месяцев. За меньший срок Туркменистан и Китай успели подписать соглашение, осуществить инвестиции и соорудить трубопровод Туркменистан – Узбекистан – Казахстан – Китай. Учитывая тот факт, что проект «Набукко» – это «любимое детище» Еврокомиссии, было бы разумно предположить, что все процедуры, касающиеся этого трубопровода, должны были осуществиться гораздо быстрее по сравнению с любым другим аналогичным проектом.

В целом данная правовая конструкция выглядит не вполне логичной. Предварительное условие для принятия инвестиционного решения запрещено законом, и компании, реализующей проект, необходимо веско обосновать свои соображения по поводу получения изъятия из режима ОДТС. В конечном итоге это приводит к снижению глобальной конкурентоспособности проектов и компаний ЕС при сравнениях, за основу которых берётся дисконтированный поток денежных средств (ДПДС). Ведь более продолжительные процедуры означают увеличение расходов на реализацию проектов.

(Окончание следует) ■

¹⁴ Договор к Энергетической Хартии и связанные документы // Секретариат Энергетической Хартии. 1996. С. 26.

¹⁵ Например, государств Юго-Восточной Европы, начиная с 2006 г., когда между ними и ЕС вступил в силу Договор об энергетическом сообществе, а также Молдавии и Украины начиная с 2010 г., когда эти государства присоединились к указанному договору.