

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



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

**Чтобы правильно понимать последствия применения Третьего энергетического пакета ЕС для всех заинтересованных сторон, необходимо адекватно представлять существующую контрактную структуру газовых поставок в Евросоюз на всём протяжении трансграничных производственно-сбытовых цепочек – от устья скважины за пределами ЕС до горелки у конечного потребителя. Эта структура опирается на систему долгосрочных контрактов с механизмами формульного ценобразования на газ с индексацией по стоимости замещения (цене альтернативных газу энергоносителей у конечного потребителя – «на горелке»). Она складывалась в течение последних 50 лет.**

\* Продолжение. Начало в № 4 за 2011 г.

# Европа – больше, чем Европа

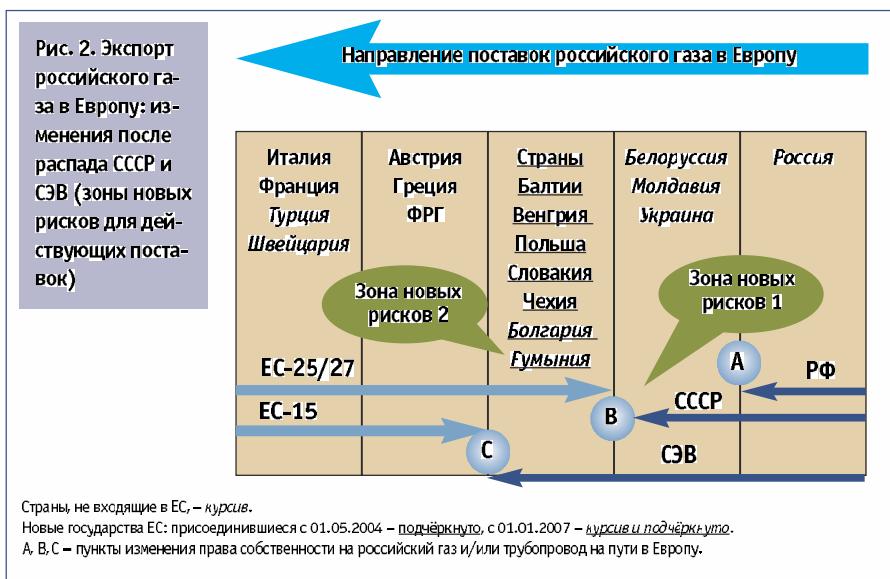
## Новые времена – новые риски

Начало такой, доминирующей сегодня в Европе, системе газовых поставок было положено формированием в 1962 г. модели долгосрочного экспортного газового контракта так называемого Гронингенского типа. Это произошло после того, как в связи с открытием крупнейшего газового месторождения Гронинген Нидерланды обнародовали новую энергетическую политику, нацеленную на максимальное извлечение ресурсной ренты государством-собственником недр. С соответствующей программной речью перед парламентом выступил тогдашний министр экономики Нидерландов де По-

Рис. 1. Экспорт советского/российского газа в Европу: расположение пунктов сдачи-приёмки и пунктов смены прав собственности



Источник карты: МЭА.



уз, и поэтому документ, излагающий основы этой стратегии и содержащий основные положения будущих контрактов Гронингенского типа, впоследствии стал известен как «Нота де Пуза».

В апреле 1968 г. начались первые экспортные поставки советского газа в Западную Европу (по контракту с австрийской компанией OMV с пунктом сдачи-приёмки в Баумгартене на австрийско-чехословацкой границе). В силу политического послевоенного раздела Европы на Западную и Восточную поставщики (Всесоюзное внешнеторговое объединение «Союзгазэкспорт») и покупатели советского газа (австрийская OMV, немецкая Ruhrgas, французская Gas de France, итальянская Eni и другие) могли обеспечить выполнение контрактных обязательств (бесперебойность поставок и т. п.) только в пределах территории, на которой они реально могли контролировать потоки сырья (то есть осуществлять контроль и за трубой, и за газом в ней). Западноевропейские компании-покупатели в состоянии были обеспечить такой контроль только в ЕС, опираясь на институты контрактного права (уже к 1968 г. довольно развитые в западном сообществе). А «Союзгазэкспорт» мог осуществлять такой контроль только в СССР и странах СЭВ, опираясь на политическое руководство КПСС экономической жизнью всего социалистического содружества и механизмы социалистической экономической интеграции. Именно поэтому пункты сдачи-приёмки были жёстко привязаны к политической границе между Востоком и Западом (см. рис. 1).

После распада системы СЭВ и СССР в конце 1980 – начале 1990-х годов, политическая карта Европы резко изменилась. Но структура поставок советского (теперь – российского) «голубого топлива» с жёстко зафиксированными в долгосрочных экспортных газовых контрактах (ДСЭГК) ключевыми географическими пунктами производственно-сбытовых цепочек осталась неизменной. Это значит, что теперь на пути российского сырья в Европу возникли две зоны новых, отсутствовавших ранее рисков (см. рис. 2).

- Зона новых рисков 1 – расположенные по трассе экспортных трубопроводов бывшие советские республики, теперь новые суверенные независимые государства, которые обрели самостоятельность в формировании «правил игры» на своей территории, в том числе для транзитного газа. А любое изменение правил игры и/или утрата контроля за их формированием, в том числе и за счёт появления нового суверенного участника производственно-сбытовой цепочки, создаёт непредсказуемость бизнес-среды и влечёт за собой новые риски.

- Зона новых рисков 2 – бывшие суверенные государства Восточной Европы, которые вышли с распадом системы СЭВ из-под политического и экономического контроля СССР. Они были юридически независимы и ранее, но фактически зависели от Советского Союза, в том числе и в отношении формирования правил транзита газа по их территории. Эти страны практически сразу после объявления своей независимости дружно проголосовали за вступление в Евросоюз. Став в 2004–2007 гг. членами ЕС, они

начали применять Энергетические директивы ЕС – сначала Вторые (вступившие в силу в 2003 г.), а потом и Третьи (с 2009 г.). Именно поэтому законодательство ЕС приобрело практическое значение для экспорта российского газа (и стало оказывать на него прямое и немедленное воздействие) после мая 2004 г., когда в ЕС вошли 10 новых членов.

В рамках зон новых рисков 1 и 2 можно ввести периодизацию, объясняющую их разный характер на различных этапах и демонстрирующую выбранные Россией действия по их минимизации (см. табл. 1).

### ТРИ «ЗВОНКА» К ГАЗОВОЙ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ

После распада СЭВ и СССР «Газпром» стремился сохранить действовавшую до того времени модель своих экспортных поставок в ЕС, при которой контроль над экспортными трубопроводами на пути от внешней границы России до исторически сложившихся пунктов сдачи-приёмки газа на внешней границе ЕС принадлежал бы российскому монопольному экспортёру «голубого топлива». Именно этим объясняется активно проводившаяся им политика по скупке активов трубопроводных компаний, в том числе на территории стран – будущих членов ЕС. Причём эта политика осуществлялась даже в то время, когда уже было видно, что данный путь (более дорогой по сравнению с разработкой международно-правовых инструментов обеспечения надёжного и бесперебойного транзита) не сможет обеспечить должного уровня контроля. Это было видно в силу декларировавшихся с конца 1990-х годов намерений Еврокомиссии и реально проводившейся с 2003 г. (с принятием Вторых энергетических директив) в ЕС политики по дискриминации владельцев газотранспортных систем и/или лиц, осуществляющих контроль над ними с целью скорейшего обеспечения полного и эффективного (с позиции Еврокомиссии) разделения вертикально интегрированных компаний (ВИК) и отделения бизнеса поставки газа от сферы обеспечения его транспортировки.

Это означает, что теперь компания-экспортёр вынуждена была заключать два контракта – на поставку газа и на его транспортировку.

Таким образом, вектор долгосрочных изменений «правил игры» был предопре-

**Табл. 1: Зоны новых транзитных рисков 1 и 2 для экспорта российского газа в постсоветское время: периодизация рисков**

Зоны транзитных рисков, периоды, страны А	Причина появления новых транзитных рисков Б	Характер новых транзитных рисков В
<b>Зона новых рисков 1:</b>		
1 С 1991 г. по настоящее время (Белоруссия, Молдавия, Украина)	Приобретение суверенитета бывшими республиками бывшего ССР. Начало формирования этими странами собственных независимых друг от друга законодательств, в том числе в отношении транспортировки и транзита газа.	Формирование законодательства «с чистого листа», период отсутствия разветвлённого, детального, предполагающего однозначные интерпретации хотя бы по ключевым вопросам транспортировки/транзита законодательства; в большинстве случаев – отсутствие специального законодательства по транзиту.
2 С 2010 г. по настоящее время (Молдавия, Украина)	Присоединение Молдавии (май) и Украины (сентябрь) к Договору об энергетическом сообществе ЕС со странами Юго-Восточной Европы. Распространение на эти государства энергетического законодательства Евросоюза ( положений Второй газовой директивы ЕС 2003 г.).	Необходимость применения законодательных норм, дискриминирующих транзит (сегментация ВИК плюс обязательный доступ для третьих сторон).
<b>Зона новых рисков 2:</b>		
3 1989–2004 гг. (страны Балтии, Венгрия, Польша, Словакия, Чехия – до 2004 г.; Болгария, Румыния – до 2007 г.)	Приобретение фактического суверенитета суверенными государствами – бывшими членами СЭВ. Начало формирования этими странами собственных независимых друг от друга законодательств, в том числе в отношении транспортировки и транзита газа.	То же, что и в п. В-1.
4 2004–2009 гг. (все вышеуказанные страны; Болгария, Румыния – с 2007 г.)	Распространение на эти страны, в связи с их вступлением в ЕС, законодательства ЕС в полном объёме, в том числе энергетического законодательства ЕС ( положений Второй газовой директивы).	То же, что и в п. В-2.
5 С 2009 г. по настоящее время (все вышеуказанные страны)	Вступление в силу Третьей газовой директивы ЕС. Третья газовая директива ЕС является более «либеральной», чем Вторая, и предусматривает дискриминационные меры в отношении компаний из третьих стран. Из законодательства ЕС исключены понятие «транзит» и возможность предоставления для него специального режима при неясности, как будут (и будут ли) прописаны ключевые положения регулирования ЕС, необходимые для осуществления экспортных поставок извне ЕС с бывшей «транзитной» (внутри ЕС) составляющей, ибо кардинально меняется архитектура рынка газа ЕС и модель осуществления газовых поставок.	

Источник: составлено автором.

делён с конца 1990-х годов, с момента принятия Первых энергетических директив ЕС и провозглашения основных целей «либерализации» (хотя я бы назвал их лишь инструментами её обеспечения):

- сегментации вертикально интегрированных компаний (*unbundling*);
- обеспечения регулируемого (обязательного) доступа для третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре (*mandatory third party access*).

Вектор этих изменений накладывается на довольно жёсткую контрактную

структуре поставок, которая как вне, так и внутри ЕС опирается преимущественно на цепочку долгосрочных контрактов (см. рис. 3).

Следует, однако, понимать, что природа этих долгосрочных контрактов существенно различается:

- экспортные долгосрочные контракты (контракты производителей) – это, в случае России, ДСЭПК между «Газпромом» и оптовыми европейскими покупателями. Эти ДСК являются по сути своей инвестиционным инструментом,

обеспечивающим финансирование (обычно заёмное, так называемое проектное) капиталоёмких процессов освоения месторождений (расположенных за тысячи километров и от российской границы, тем более от экспортных рынков) и строительства тысячекилометровой газотранспортной инфраструктуры до пунктов сдачи-приёмки сырья. Эти контракты не подпадают полностью под юрисдикцию ЕС, так как одна из их сторон – российская компания, контрольный пакет акций которой

## Действия «Газпрома»/России

Г

- По возможности, приобретение прямого и/или косвенного контроля над трубопроводными активами (купка пакетов акций трубопроводных компаний).
- Привязка экспортной цены поставляемого в страну газа к уровню транзитных тарифов на газ, транспортируемый через эту страну в направлении ЕС в рамках единого контракта.
- Финансирование строительства новых транзитных трубопроводов с получением права собственности на них.
- Заключение краткосрочных транзитных контрактов, предусматривающих так называемое «право первого отказа».
- Подписание долгосрочных транзитных контрактов.
- Унификация «правил игры» в Евразии в сфере энергетики, в том числе в области транспортировки и транзита газа, посредством разработки юридически обязывающего Договора о Транзите газа в Европе и связанных с ним документов (в частности, проекта Протокола о Транзите газа в Европе по транзиту).

Пока нет чётко выраженной политики, как нет и оценки последствий присоединения Молдавии, и особенно Украины, к Договору об энергетическом сообществе ЕС-ЮВЕ.

То же, что и в п. Г-1, то есть стремление наращивать прямой контроль над трубопроводными активами на территории транзитных государств, в том числе и тех стран, которые намерены в скором будущем (в связи с заявлением о вступлении в ЕС) принять к исполнению на своей территории нормы законодательства ЕС, всё более и более ущемляющие права собственников газотранспортных систем и/или лиц, осуществляющих контроль за ними – при отсутствии должного внимания к другим (в первую очередь, многосторонним международно-правовым) инструментам защиты транзита.

- Продолжение политики, изложенной в п. Г-3.
- Попытки вывести транзитные (внутри территории ЕС до пунктов сдачи-приёмки) составляющие экспортных потоков российского газа из-под действия законодательства ЕС, в том числе опираясь на международные обязательства ЕС в рамках ДЭХ и других двух- и многосторонних договоров, построенных на «менее либеральных», чем Вторая газовая директива ЕС, принципах.
- Выход России из временного применения ДЭХ.
- Стремление «Газпрома» добиться продолжения своего участия в газовом бизнесе в ЕС в качестве владельца и/или оператора газотранспортных систем.
- Намерение «Газпрома» получить изъятия из режима ОДТС для своих новых инфраструктурных проектов (например, «Южный поток») с целью обеспечения их финансирования и т. п.
- Попытки российской стороны участвовать совместно с европейскими институтами в формировании комфортных для всех участников трансграничного газового бизнеса «правил игры» на формирующемся газовом рынке ЕС, предусматривающем окончательное разделение бизнеса поставки товара и сферы владения/управления газотранспортными сетями/системами (в этом случае «Газпром» выступает только в качестве поставщика газа/грузоотправителя на территории ЕС).

к тому же принадлежит российскому государству;

- долгосрочные контракты оптовых импортеров российского газа со своими покупателями (см. рис. 3) заключаются между двумя субъектами права ЕС. И именно на их разрушение нацелено острие реформ, проводимых Еврокомиссией, которая стремится обеспечить ликвидность торговых операций на рынке ЕС, в чём ДСК ей очень мешают. Ибо они противоречат принципам конкуренции – как они понимаются Директоратом по

конкуренции Еврокомиссии. При этом ЕК пытается распространить новые правила не только на новые поставки, но и на уже существующие (на условиях ДСК).

Газовый рынок ЕС вышел на стадию насыщения (соответствующую «развитым» энергетическим рынкам), поэтому приросты спроса на «голубое топливо» в Европе не столь велики. В этих условиях наращивание уровня ликвидности только за счёт новых объёмов сырья, поступающего в Европу (значительная часть новых газовых поставок в ЕС,

особенно СПГ, – спотовые), при сохранении в неизменности «старой» модели торговли до срока завершения действия ДСЭГК растянуло бы период внедрения новых правил игры на более долгий срок<sup>1</sup>. Правда – немаловажная деталь, – плавность перехода была бы залогом отсутствия ненужных потрясений и более чёткой проработанности проводимых в течение последних 10–15 лет реформ (от Первой к Третьей газовой директиве). Еврокомиссия же все эти годы стремится радикализировать сценарий реформ, поэтому в рамках «моделируемого рынка» старается обеспечить переброску на спотовый рынок части существующих объёмов поставок газа по ДСК, чтобы искусственно расширить масштабы спотовой торговли и биржевого ценообразования и тем самым повысить ликвидность торговых операций. Это, по мнению Еврокомиссии и других сторонников англо-саксонской модели, приведёт к снижению цен для конечных потребителей (см. предыдущую часть статьи).

Именно поэтому основной пафос борьбы против ДСК, ведущейся Еврокомиссией и/или под её руководством с конца прошлого века (с начала работы над Вторыми энергетическими директивами), на мой взгляд, направлен на ДСК между субъектами права ЕС (см. рис. 3), а не на российские ДСЭГК. Но интерпретация множеством чиновников и с той, и с другой стороны недостаточно детально прописанных положений законодательных актов, не делающая различий между разными ДСК, распространила данную борьбу и на российские ДСЭГК, тем более что в связи с расширением ЕС на Восток часть российских ДСЭГК оказалась на территории ЕС, образовав тем самым «серую зону» с позиции применения законодательного регулирования ЕС.

Представленные же во Вторых и Третьих газовых директивах оговорки якобы в защиту ДСК (без указания, о каких именно ДСК идёт речь) являются весьма размытыми, неустойчивыми, неопределёнными, ибо обуславливают применение ДСК их соответствием очень широко понимаемым «конкурент-

<sup>1</sup> Так, даже на пике кризиса 2009–2010 гг., когда доля спотовых поставок резко возросла (в том числе в силу действия встроенных в ДСЭГК адаптационных механизмов, позволяющих в целях сохранения покупателя давать ему возможность манёвра закупками в рамках контрактных обязательств за счёт установления в ДСЭГК уровня минимальных отборов газа), эта доля в Европе не превышала 30%.

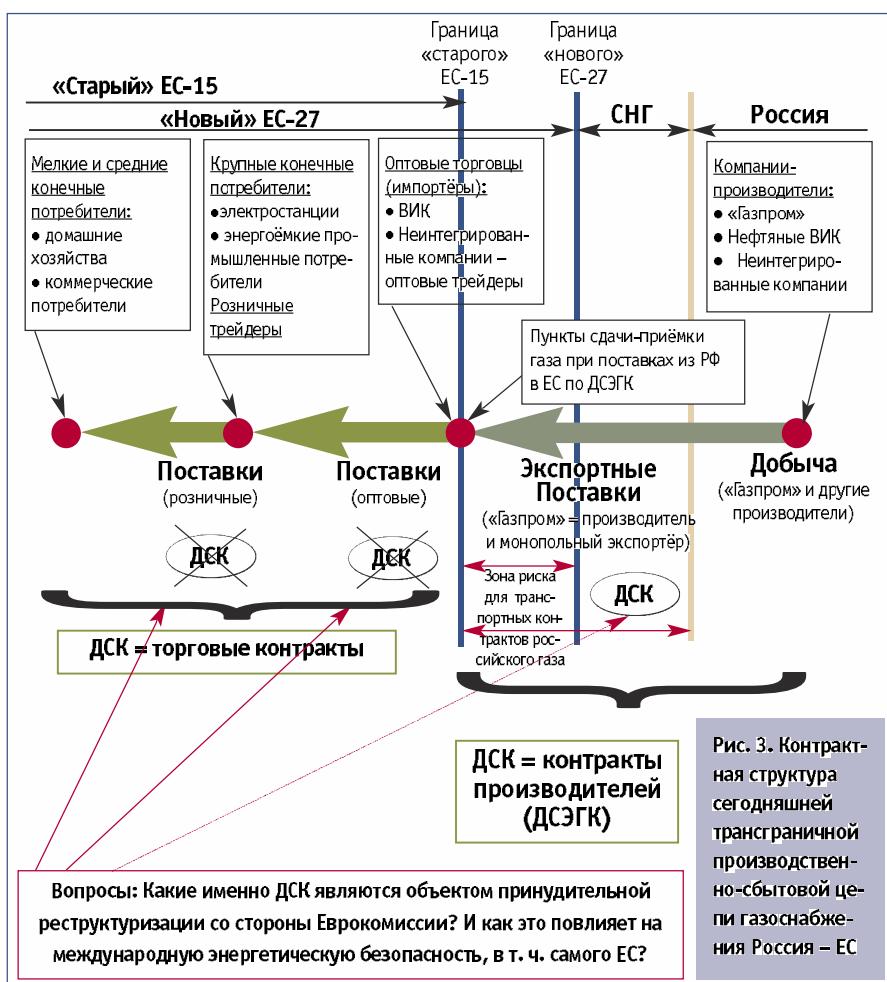


Рис. 3. Контрактная структура сегодняшней трансграничной производственно-сбытовой цепи газоснабжения Россия – ЕС

ным нормам» законодательства ЕС. Так, пункт 42 преамбулы Третьей газовой директивы говорит: «Долгосрочные контракты будут оставаться важной составной частью газоснабжения стран-членов (ЕС – А.К.) и должны рассматриваться как один из инструментов газоснабжения до тех пор, пока они не вступают в противоречие с настоящей Директивой и находятся в соответствии с Договором (Римским договором об образовании ЕС в 1958 г. – А.К.), включая правила конкуренции. Поэтому необходимо принимать во внимание долгосрочные контракты при планировании поставок и мощностей по транспортировке газа»<sup>2</sup>. Абсолютно такая же – слово в слово – оговорка содержалась и

во Вторых газовых директивах, только в пункте 25 преамбулы<sup>3</sup>.

Итак, либерализация рынка газа ЕС, проводимая под флагом сегментации бизнеса ВИК, повышения ликвидности (читай: борьба против ДСК) и т. п., вела к постоянному изменению условий среды, в которой осуществлялись неизменные по сути своей ДСЭГК Гронингенского типа. То есть среда менялась, контракты – нет. Когда-то должна была наступить «точка бифуркации». Она наступила, на мой взгляд, лишь с принятием Третьих энергетических директив ЕС.

Первая газовая директива не вызывала серьёзных опасений с точки зрения возможности её негативного влияния на российские поставки в Европу, ибо пункты сдачи-приёмки «голубого топлива» были расположены на границе с Евросоюзом и в зону действия законодательства ЕС не попадали. Даже Вторая газовая директива сама по себе не породила тревоги. И лишь осознание того, что новое законодательство Евросоюза распространяется на территорию государств,

расположенных «выше» по трансграничной производственно-сбытовой газовой цепи, чем пункты сдачи-приёмки российского газа (то есть будет применяться и в отношении сегментов, находящихся на территории новых стран-членов ЕС), вызвало осознание необходимости диалога. Его цель – минимизировать риски, облегчить переход к новым «правилам игры», а также получить изъятия из этих правил (см. табл. 1).

Таким образом, вплоть до Первой газовой директивы 1998 г. поставщик газа в Европе (обычно – вертикально интегрированная компания), как правило, являлся и собственником (или оператором) газотранспортной системы. Первая директива положила начало политике ЕС по дезинтеграции (сегментации) ВИК. Она ввела раздельные учёт и отчётность. Вторая директива (2003 г.) предусматривала уже бухгалтерское разделение (отдельные финансовые счета). Третья – установила окончательное разделение ВИК: активы, связанные с поставками газа, должны быть юридически отделены от тех, которые обеспечивают его транспортировку. Радикализация либерализационной идеологии, по версии Еврокомиссии и её генерального директората по конкуренции, предопределила, на мой взгляд, контуры будущей архитектуры рынка газа в ЕС.

## НОВАЯ АРХИТЕКТУРА ВЫЗЫВАЕТ ВОПРОСЫ

Сложившееся в ЕС видение будущей архитектуры внутреннего рынка газа, положенное в основу соответствующих документов Третьего энергетического пакета, представлено на рис. 4. Тут необходимо отметить некоторые характерные особенности. В отличие от общепринятого (и неверного) представления, сложившегося не только у непрофессиональной аудитории, но частично и у тех, которые считают себя профессионалами, будущий внутренний рынок газа ЕС не структурирован (даже на уровне экономической модели) и не будет развиваться (по меньшей мере, в обозримом будущем) как единая (однородная) рыночная зона в рамках границ Евросоюза. Следовательно, возникнет совокупность рыночных зон, которые будут организованы по принципу «вход-выход» (на базе тарификации доступа к мощностям транспортировки) с виртуальными «хабами» (центрами спотовой торговли, где будут формироваться биржевые цены на

<sup>2</sup> DIRECTIVE 2009/73/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC. – OJ, 14.8.2009, L211/99.

<sup>3</sup> DIRECTIVE 2003/55/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC. – OJ, 15.7.2003, L176/59.

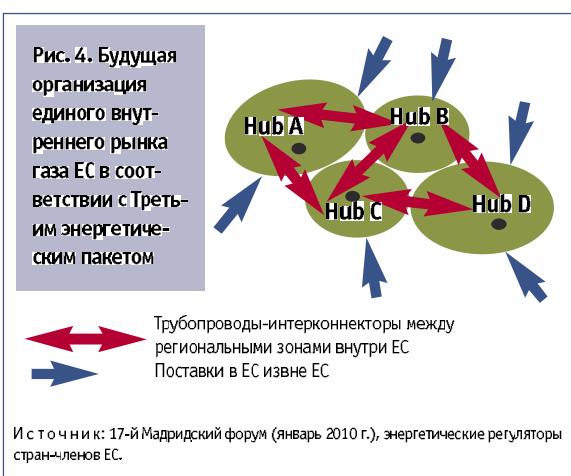
поставляемый газ), по одному в каждой зоне. Основное предназначение такой структуры вполне понятно: переход к унифицированным механизмам распределения транспортных мощностей (концепция «связанных продуктов» – bundled products) и формирования цены на газ (концепция «ликвидных хабов» – liquid hubs).

Таким образом, даже сам термин «единий внутренний рынок ЕС» представляется мне не совсем точным – правильнее было бы говорить о панъевропейском рынке.

Однако при этом, естественно, возникает ряд вопросов, которые мы, группа российских специалистов, уже начали обсуждать со своими коллегами из ЕС наряду с другими представляющими взаимный интерес темами в начале 2010 г. Приведу лишь некоторые из этих вопросов.

- **Распределение транспортных мощностей (влияние на торговлю).** Однаковы ли такие механизмы для кратко- и долгосрочного доступа? Допускается ли долгосрочный доступ к наличным мощностям транспортировки, и каковы его пределы? Где будет производиться распределение транспортных мощностей (к каким географическим пунктам оно будет привязано) – на границах зон или в «хабах»? Каковы последствия перехода от номинаций на границе зон к номинациям на «хабах» внутри зон? Связанные продукты – только по объёмам (наличных мощностей трубопроводов) или ещё и по срокам предоставляемого доступа к ним? Если только по объёмам, то как устранить риск появления проблемы

«контрактного несоответствия» – ключевого пункта в обеспечении надёжных и бесперебойных трансграничных поставок газа (если термин «транзит» теперь неупотребим применительно к поставкам российского газа через территорию стран ЕС до пунктов сдачи-приёмки)? Как устраниить этот и другие недостатки Третьего энергетического пакета, если он, по-видимому,



### До Первой газовой директивы 1998 г. поставщик газа в Европе (обычно – вертикально интегрированная компания), как правило, являлся и собственником (или оператором) газотранспортной системы.

основан на концепции «краткосрочности» и поддерживает её?

- **Доступ к транспортной инфраструктуре (влияние на инвестиции).**

Каким образом обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) соотносится с принципами проектного финансирования, и каковы оптимальные пути поиска баланса между правилами конкуренции в торговле, где ОДТС является одним из ключевых принципов повышения ликвидности торговых площадок и торговых операций, и надлежащими стимулами для инвестирования в добывающие мощности и в развитие и модернизацию газотранспортной инфраструктуры, где ОДТС – это одно из наиболее существенных препятствий для проектного финансирования?

- **Ценообразование на газ в «хабах» (влияние на торговлю и инвестиции).** Предполагается ли распространить биржевое ценообразование на все объёмы газа, поставляемые в Европу, или только на их часть? Если лишь на часть – то какие критерии установления «водораздела» между доминирующими сегодня ДСК с формульным ценообразованием, с одной стороны, и спотовой торговлей с биржевым ценообразованием, с другой? Когда европейские «хабы» станут по-настоящему ликвидны? Все или лишь некоторые из них? Какие именно? Возможен ли (и обоснован ли) вариант формирования в Европе своего «Генри-Хаба», то есть основного центра спотовой торговли (по аналогии с американским), котировки которого будут маркерными для остальных европейских торговых площадок?

Более подробно эти вопросы будут рассмотрены далее.

Перечисленные выше характерные особенности развития законодательства ЕС в области энергетики обычно представляются Еврокомиссией, и особенно её генеральным директоратом по конкуренции, как существенные правовые достижения. Однако они подняли ряд вопросов, касающихся постоянно

**Табл. 2. Основные положения газовых директив ЕС (1998/2003/2009) и проблемы, возникшие в результате их принятия**

Основные положения Второй и Третьей газовых директив ЕС (проводимая политика)	Создаваемые ими проблемы и дополнительные риски для торговли и инвестиций (экономические последствия политики)
Сегментация ВИК (разделение на добывающую и транспортную составляющие)	Проблема «контрактного несоответствия» (долгосрочные контракты на поставку и на транспортировку: соответствие по объёмам, срокам и продолжительности)
Обязательный доступ для третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре	Финансирование инвестиционных газовых проектов (добыча + транспортировка): ОДТС дестимулирует (вплоть до полного запрета) «проектное финансирование»
Переход от ДСЭГК с формульным ценообразованием с привязкой к стоимости замещения газа к спотовой торговле с фьючерсными котировками («комmodитизация» газовой торговли)	Усиление ценовой волатильности и уменьшение предсказуемости цен (они теряют своё значение в качестве устойчивого индикатора для оценки окупаемости инвестиций в долгосрочные и капиталоёмкие инвестиционные газовые проекты)

**Табл. 3. Инструменты внедрения ключевых положений газовых директив ЕС за пределами ЕС**

Законодательство ЕС	Инструменты экспорта законодательства ЕС
Первая газовая директива (1998)	Договор к Энергетической Хартии (1994/1998)
Вторая газовая директива (2003)	Договор об энергетическом сообществе ЕС с государствами Юго-Восточной Европы (2006)
Третья газовая директива (2009)	«Положения о компаниях третьих стран» директивы + санкции за нарушение положений директивы (до 10% глобального оборота материнской компании – ст. 41.4(d) директивы) => возможна правовая коллизия: как соотносятся некоторые положения права ЕС с международными обязательствами ЕС

растущей несбалансированности между стимулами для торговли и для инвестиций в европейскую энергетику. Кроме того, усиливается подавление инвестиционных стимулов как для европейских инвесторов к вложениям во внутреннюю энергетическую инфраструктуру ЕС, так и для неевропейских – в инфраструктуру, ориентированную на Евросоюз (см. табл. 2).

Тем не менее, несмотря на растущую, на мой взгляд, несбалансированность своего энергетического законодательства по линии «торговля – инвестиции», ЕС проводит политику по его «экспорту» в страны, расположенные «вверх» (в направлении устья скважины) по производственно-сбытовым трансграничным газовым цепочкам.

### «ЭКСПОРТ» ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ЕС

Еврокомиссия, являющаяся проводником перманентных правовых реформ в сфере энергетики (три реформы за 11 лет: 1998–2003–2009), и её генеральный директорат по конкуренции, служащий «рулевым» этих новаций, положили в основу структуры газового рынка ЕС англо-саксонскую модель энергетических рынков, действующих на мировом нефтяном рынке и рынках газа США и Соединённого Королевства. Как отмечалось выше, сегодня цена на нефть на мировом рынке отражает уже не баланс спроса-предложения на «физическое» сырьё, а соотношение между спросом и предложением на нефтяные финансовые деривативы. Именно поэтому ни её спотовые/фьючерсные котировки, ни форвардные кривые больше не могут служить ориентиром для проектного финансирования, ибо их интенсивные колебания не позволяют инвесторам опираться на них для обоснования окупаемости потенциальных капиталовложений в долгосрочные проекты<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> См. также: А. Коноплянник. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «чёрного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

Это – одна из причин недоинвестирования мировой нефтяной отрасли в 1990-е годы, когда англо-саксонская модель начала доминировать в этом секторе (тогда мировая цена на «чёрное золото» колебалась в диапазоне 10–25 долларов за баррель). Это привело к повсеместному росту удельных затрат на геологоразведку, разработку и добычу в следующем десятилетии (так как снижения издержек можно добиться только путём инноваций, внедряемых за счёт инвестиций в основные фонды) и подстегнуло рост цен в начале 2000-х годов, чему впоследствии способствовал растущий спрос на нефть в Китае и Индии. Следующий этап повышения цен был вызван притоком спекулятивной ликвидности на рынок «бумажной» нефти через различные финансовые инструменты, например индексные, хедж-фонды и т. д., в ожидании дальнейшего роста цен на нефть. Сегодня один из ключевых финансовых инвесторов на «нефтяном рынке» (рынке «бумажной» нефти) – это так называемый бельгийский стоматолог, типичный представитель верхнего эшелона среднего класса, индивидуальный финансовый инвестор в Западной Европе, вкладывающий средства в «бумажную» нефть с использованием этих «простых для инвестирования» производных финансовых инструментов.

Если описанная выше модель<sup>5</sup> и есть ожидаемый результат «искусственно смоделированной» будущей архитектуры газового рынка в расширенной «энергетической Европе», у меня возникают серьёзные опасения по поводу его надёжности, стабильности, прогнозируемости и финансируемости как для производителей (особенно за пределами ЕС), так и для конечных потребителей. Тем не менее Евросоюз распространяет данную

правовую модель на государства, не входящие в ЕС, с использованием чёткого, умного и прямого подхода, предполагающего применение на разных этапах различных инструментов<sup>6</sup> (см. табл. 3).

Основным многосторонним инструментом экспорта энергетического законодательства ЕС, основанного на Первых энергетических директивах ЕС (1996/1998), был Договор к Энергетической Хартии (ДЭХ), подписанный в 1994 г. и вступивший в силу в 1998 г. Он разрабатывался с опорой на создавшиеся в то

**Сегодня цена на нефть на мировом рынке отражает уже не баланс спроса-предложения на «физическое» сырьё, а соотношение между спросом и предложением на нефтяные финансовые деривативы.**

же самое время Первые энергетические директивы ЕС<sup>7</sup>.

В Вторых энергетических директивах (2003 г.) получили своё дальнейшее развитие такие основные правовые концепции ЕС в сфере энергетики, как ОДТС, разделение (сегментация) ВИК и т. д., с уклоном в сторону большей «либерализации» европейских рынков энергоносителей. Это потребовало использования другого инструмента для экспорта энергетического законодательства, так как ДЭХ с этой ролью больше не справлялся. Именно поэтому, с моей точки зрения, практический интерес ЕС к ДЭХ как таковому и к содействию по его усовершенствованию с тех пор неуклонно ослабевает. После 2003 г. новым многосторонним инструментом по

<sup>5</sup> См. также: А. Коноплянник. Эволюция механизмов ценообразования на мировом рынке нефти: проблемы и риски движения от рынка физической к рынку бумажной энергии. – Выступление с обзорным докладом на Пленарном заседании 3 «Новые явления на мировом рынке нефти. Инвестиции в нефтегазовом секторе». Первый российский нефтяной конгресс. Москва. Центр Международной торговли. 14–16 марта 2011 г. ([www.konoplyanik.ru/](http://www.konoplyanik.ru/)).

<sup>6</sup> Более подробно см.: А. Коноплянник. «Третий путь» для России. Москве предстоит выбрать один из трёх вариантов построения общего энергетического пространства с ЕС // Нефть России. 2009. № 6. С. 16–21; № 7. С. 14–19; № 8. С. 11–16; № 9. С. 13–18.

<sup>7</sup> См., например: Т. Вальде, А. Коноплянник. Договор к Энергетической Хартии и его роль в мировой энергетике // Нефть, газ и право. 2008. № 6. С. 56–61; 2009. № 1. С. 46–50; № 2. С. 44–49; № 3. С. 48–55.

распространению энергетического законодательства ЕС стал Договор об энергетическом сообществе между Евросоюзом и странами Юго-Восточной Европы.

В Третьих энергетических директивах (2009 г.) предусмотрен иной механизм экспортного энергетического законодательства, позволяющий заставить государства и компании за пределами ЕС играть по внутренним правилам Евросоюза даже на их собственных внутренних рынках, если они хотят сохранить свое присутствие на рынке единой Европы. Согласно «положениям о компаниях из третьих стран» (ст. 11) и другим пунктам, содержащимся в этих директивах, организационная структура всех иностранных предприятий, намеревающихся работать на внутреннем рынке ЕС в качестве владельца или оператора трубопроводных активов, должна соответствовать внутренним правилам Евросоюза в наиболее жестком их варианте (например, представленном в Третьих директивах). То есть предусматривается организационно-правовое разделение ВИК, ОДТС и т. д. В противном случае соответствующие компании, согласно ст. 41.4(d) Директивы 2009/73/EU, могут быть оштрафованы на сумму в размере «до 10% годового оборота вертикально интегрированного предприятия». Это означает, как объяснили нам наши европейские коллеги в ходе упомянутых выше неофициальных консультаций, 10% мирового годового оборота головной компании вертикально интегрированного холдинга.

На протяжении ряда лет, начиная с моей работы в Секретариате Энергетической Хартии, где мы занимались организацией процесса двусторонних неофициальных консультаций между специалистами из России и ЕС (с участием штатных сотрудников СЭХ) по нерешенным вопросам по проекту Протокола к Энергетической Хартии по транзиту<sup>8</sup>, единственный вопрос так и не был рассмотрен по существу<sup>9</sup>. Дело в том, что наши коллеги из Еврокомиссии так и не приняли приглашение от СЭХ и российских специалистов к дискуссии о том, каким образом внутреннее законода-



тельство ЕС (*acquis communautaire*) соотносится с нормами международного права (ДЭХ, соглашение между Россией и ЕС о партнёрстве и сотрудничестве и т. д.), особенно в части положений о защите инвестиций. Один из ключевых моментов предложенной дискуссии заключается в следующем: для ЕС как единого целого его общий свод законодательных актов представляет собой внутреннее (национальное) законодательство. Это означает, что международные договоры, стороной которых является ЕС как единое целое, имеют над ним преобладающую силу в случае несоответствия их положений. ЕС как единое целое (а также отдельные государства-члены Евросоюза) является так называемой договаривающейся стороной ДЭХ. Это означает, что в случае правовой коллизии положения ДЭХ должны преобладать над

нормами Второй и Третьей директив ЕС.

Наше приглашение европейских коллег к подробному обсуждению вышенназванных правовых вопросов по-прежнему остается в силе, так как это позволит добиться ясности, взаимопонимания и сократить «серую зону» возможных расхождений при интерпретации внутреннего законодательства ЕС<sup>10</sup>.

**(Продолжение следует) ■**

<sup>10</sup> Последнее неофициальное приглашение в адрес Еврокомиссии к обсуждению этих вопросов на неподлитизированном экспертном уровне с целью улучшения взаимопонимания между специалистами сторон или, по меньшей мере, сокращения разрыва в понимании было сделано во время упомянутых выше консультаций между группой российских специалистов и представителями органов регулирования в сфере энергетики государств-членов ЕС с участием представителей Еврокомиссии, последний раз – в мае 2010 г. Ответ от Еврокомиссии ещё не получен.

Электронная подписка на доступ к платным материалам портала "НЕФТЬ РОССИИ"

Банк: \$ 10.15 - 4.81 € 48.49 - 6.31 Нефть: Ливадия 555.7 - 1.4 Нов.-Яр.: 589.25

Также читайте по теме на [www.oilru.com](http://www.oilru.com):

- Будущее украинской ГТС зависит от европейских потребностей в природном газе
- Business New Europe: У Nabucco есть проблемы со спросом и предложением
- События в Японии помогут «Газпрому» укрепить позиции в Европе, полагают эксперты

<sup>8</sup> См. серию публикаций автора по данному вопросу на сайте [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru), в частности о результатах, достигнутых в ходе этих консультаций, в следующих статьях: A. Konoplyanik. Gas Transit in Eurasia: transit issues between Russia and the European Union and the role of the Energy Charter. – Journal of Energy and Natural Resources Law. Vol. 27. N 3. August 2009, p. 445–486.

<sup>9</sup> Этот вопрос оставался нерешенным из-за расхождения мнений делегаций ЕС и России по поводу ст. 20 проекта Протокола по транзиту, так называемой «статьи о региональной организации экономической интеграции (REIO)» (более подробную информацию см. в публикациях автора, указанных в предыдущей сноски).