

Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газового рынка*



А.А. Конопляник,
профессор РГУ нефти и газа им.
И.М.Губкина, советник Генерального
директора ООО «Газпром экспорт»,
доктор экономических наук

В данной статье автор рассматривает с экономико-правовой точки зрения отношения России и европейских государств, связанные с поставками российского газа. Автор проводит исторический анализ, выделяя этапы и особенности взаимоотношений сторон, рассматривая их в контексте политической и экономической действительности. Автор анализирует особенности новой процедуры реализации возможных газотранспортных проектов на территории ЕС, оптимальные варианты формирования новых трубопроводных мощностей, обеспечивающих надежные и бесперебойные поставки газа в ЕС после завершения транзитного контракта с Украиной в 2019 г.

Ключевые слова: Европейский газовый рынок, газотранспортные системы, Третий Энергетический пакет ЕС.

Russia: difficult adaptation to the new realities of the European gas market

Konoplyanik A.A.

In this article, the author considers from the economic-legal point of view the relations between Russia and European countries associated with supplies of Russian gas. The author conducts the historical analysis, highlighting the stages and features of the parties' relationships, considering them in the context of the political and economic reality. The author analyzes the features of the new procedure for the implementation of potential gas transport projects in the EU, the optimal options for developing new pipeline capacities to ensure reliable and uninterrupted gas supplies to EU after the termination of the transit contract with Ukraine in 2019.

Keywords: European gas market, gas transport systems, the Third EU Energy Package.

Начиная с конца 1990-х годов происходит необратимое и последовательное изменение архитектуры рынка газа ЕС, в частности, такие важнейшие его преобразования, как:

- разделение рынков товарного газа (контракты на поставку) и газотранспортных мощностей (контракты на транспортировку),
- разделение компаний по видам деятельности: отделение естественно-монопольной (транспортировка) от всех остальных (конкурентных) видов деятельности,
- применение регулируемого доступа (так называемый «обязательный доступ третьих сторон») к объектам газотранспортной инфраструктуры,
- переход от модели торговли газом на границе страны-импортера (в пунктах сдачи-приемки) к модели торговли газом на виртуальных торговых площадках (ВТП / виртуальных хабах) в рамках «рыночных зон», устроенных по принципу «вход-выход»,
- переход от дистанционной тарификации стоимости транспортировки газа к тарифам «вход-выход» и т.п.¹

Эти изменения произошли тремя этапами и закрепились в законодательстве ЕС соответствующими «Энергетическими пакетами»: Первым (для газа — 1998 г.), Вторым (2003 г.) и Третьим (2009 г.). Эти «пакеты» (директивы и регулирования) и принимаемые в их развитие подзаконные акты (сетевые кодексы) становятся неотъемлемой частью европейского законодательства. Государства Европейского союза стремятся диверсифицировать источники и маршруты поставок и расширить номенклатуру поставщиков газа в ЕС. Все эти изменения создают как новые риски

* Представленная статья отражает личную точку зрения автора и представляет сокращенную версию одноименной главы в монографии ИМЭМО РАН «Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы». М. 2016. С.188.

¹ Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования. // ИНП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г. М.: Изд-во ИНП РАН, 2010. 102 с.

и неопределенности, так и новые возможности для российского газового экспорта^{2,3}.

Одновременно с этим возникают новые риски и неопределенности за пределами ЕС, на пути российского газа на европейский рынок⁴. Главнейшие из них — это транзитные риски, апофеозом материализации которых явились российско-украинские транзитные кризисы 2006 и 2009 г., которые вынудили Россию и «Газпром» изменить экспортную трубопроводную стратегию поставок газа в Европу: от госплановской «один рынок — одна труба» перейти к концепции «один рынок — две трубы», минимизирующей транзитные риски. Но сохраняются риски и неопределенности, связанные с вхождением Украины в Договор об энергетическом сообществе (далее — ДЭС)⁵ и с последствиями применения в этой связи на территории этого транзитного для России государства положений Третьего Энергетического пакета ЕС.

В статье анализируется роль российских «обходных» газопроводов в Европе как инструмента повышения надежности поставок российского газа в ЕС, обоюдовыгодного для обеих сторон, в условиях вышеописанных рисков и неопределенностей.

Новые грани газового рынка

В 2009 г. страны ЕС (а вместе с ними и все государства «Большой энергетической Европы», т.е. связанные с ЕС стационарной капиталоемкой энергетической инфраструктурой) «проснулись» в новом газовом мире. На рынке газа ЕС сложил-

ся избыток предложения за счет факторов, лежащих как на стороне спроса, так и предложения. На стороне спроса рыночная ниша для газа сжимается в результате продолжающегося затяжного экономического кризиса, повышения энергоэффективности в странах ЕС и замещения газа другими энергоресурсами, в первую очередь возобновляемыми источниками энергии, жестко субсидируемыми национальными правительствами ЕС, и де-

шевым импортным углем из США, вытесненным из этой страны в Европу («эффект домино») еще более дешевым американским сланцевым газом.

На стороне предложения усилилась конкуренция поставщиков внутри сжимающейся рыночной ниши для газа в ЕС. В первую очередь это произошло за счет перенаправления в ЕС ранее нацеленных на США экспортных потоков сжиженного природного газа (далее — СПГ) из Катара. Это произошло после того, как американский газовый рынок практически оказался закрыт для импорта (еще один «эффект домино» американской сланцевой революции). Это привело к образованию избытка физического предложения газа в ЕС, резкому расширению спотового рынка газа и снижению цен разовых сделок в ЕС, которые на пике кризиса в 2009–2010 гг. упали вдвое ниже контрактных. Однако после печальных событий на АЭС Фукусима в Японии в 2011 г. вектор поставок катарского СПГ сменился с Европы на Японию, и разрыв между контрактными и спотовыми ценами в ЕС существенно сократился.

В сентябре 2009 г., на пике кризиса и радикальных балансовых изменений на рынке газа ЕС, там произошли также принципиальные институциональные изменения — был введен в действие Третий энергопакет, предложивший кардинально иную архитектуру рынка газа в ЕС. Ввод его в действие в условиях избытка предложения газа в ЕС (на мой взгляд — чисто хронологическое совпадение) ускорил либерализацию европейского рынка газа.

Поверх всего этого произошли серьезные по своим последствиям для ЕС, Украины, России и всей «Большой энергетической Европы» политические изменения в результате январских газовых транзитных кризисов 2006 и 2009 г., которые запустили негативные по своим последствиям эффекты для системы российских газовых поставок в Европу⁶.

² Конопляник А. Европа — больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза // Нефть России. 2011. № 4. С. 56–61; № 5. С. 60–67; № 7. С. 48–51; № 8. С. 79–83.

³ Konoplyanik A. Russia and the Third EU Energy Package: Regulatory Changes for Internal EU Energy Markets in Gas and Possible Consequences for Suppliers (Including Non-EU Suppliers) and Consumers // International Energy Law Review. 2011. Issue 8. P. 24–40.

⁴ Андрей Конопляник: рынок газа в условиях неопределенности // 2014. 3 февраля. http://pro-gas.ru/news_interview/22.htm.

⁵ Вступил в силу для Украины в феврале 2011 г. Не путать с Договором к Энергетической Хартии (ДЭХ).

⁶ Конопляник А. Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия-ЕС-Украина и возможные пути их решения // ИМП РАН, Открытый семинар «Экономика энергетики (семинар А.С. Некрасова)». 152-е заседание от 21 октября 2014 г. М.: Изд-во ИМП РАН, 2014. 132 с.

Цели разные – механизм один

ЕС преследует цель сократить доминирующую роль России как главного зарубежного газового поставщика, Украина — устранить монополию России как единственного внешнего поставщика, Россия — устранить монополию Украины как главного транзитного маршрута в Европу и монополию Европы как основного экспортного газового рынка. Как видно, цели сторон разнятся. Механизм их достижения, на первый взгляд, один и тот же у каждой из сторон: диверсификация. Но понимается он импортерами, транзитерами, экспортерами по-своему.

Для ЕС как для совокупности государств-потребителей диверсификация означает множественность источников поставки (стран-экспортеров), путей и способов доставки (трубопроводы и приемные терминалы СПГ), поставщиков (компаний, поставляющих физический газ и торгующих физическим и бумажным газом). При этом на территории стран ЕС поставки, торговля газом и использование газотранспортных мощностей должны производиться по правилам Третьего энергопакета ЕС.

Для Украины как для страны-потребителя диверсификация имеет те же грани, что и для стран ЕС. При этом на территории Украины как страны, присоединившейся к ДЭС, операции на рынке товарного газа и на рынке транспортировки газа должны также производиться, по истечении действующих контрактов, по правилам действующего законодательства ЕС для газовой сферы, т.е. по правилам Третьего энергопакета ЕС.

Для России как для страны-экспортера диверсификация означает множественность географических рынков (государств-импортеров), путей и способов доставки на эти рынки (трубопроводы и экспортные терминалы СПГ), покупателей (по номенклатуре импортеров и сфере их деятельности — оптовый и/или розничный сегменты газового рынка). Под диверсификацией для России понимается, в первую очередь, выход на новые азиатские рынки в дополнение к основному сегодняшнему европейскому экспортному рынку, в том числе по завершении действующих долгосрочных контрактов на поставку в Европу, пик законтрактованных объемов которых на рынок ЕС пройден. Поэтому часть высвобождающихся объемов может быть переброшена с Европы на Азию.

Но все три грани диверсификации применимы и к продолжению работы на европейском рынке, который еще долго будет оставаться основным экспортным рынком для российских газовых по-

ставок. Значительная часть завершающихся долгосрочных контрактных обязательств на поставку российского газа в Европу будет вновь законтрактована в ЕС, но уже на других условиях. Новые долгосрочные контракты станут короче, утратят монополию нефтепродуктовой привязки, станут более гибкими по своей внутренней структуре. Расширится доля разовых сделок в российском газовом экспорте^{7,8}.

Таким образом, для России и ЕС существуют общие грани диверсификации, нацеленные на снижение транзитных рисков, в первую очередь — для действующих контрактов на поставку, за счет множественности путей доставки. Для России это означает формирование обходящих Украину газопроводов, которые должны быть введены в действие к окончанию действующего десятилетнего (2009–2019 гг.) транзитного контракта с Украиной.

Предпосылки новой газотранспортной стратегии

С начала экспорта советского газа в Западную Европу в 1968 г. действовала госплановская концепция поставок: «один рынок — одна труба». При этом надежность поставок гарантировалась тем, что система экспортных трубопроводов проходила по территории стран — членов СЭВ, а пункты сдачи-приемки находились на их границе со странами ЕС. Юридически суверенные государства — члены СЭВ были на практике подконтрольны указаниям из Москвы, откуда и осуществлялся фактический контроль над трубой, а право собственности на газ в трубе до пунктов сдачи-приемки на западной границе СЭВ принадлежало всесоюзному внешнеторговому объединению «Союзгазэкспорт». Но страны СЭВ и не были заинтересованы создавать риски для бесперебойности транзита через их территорию, ибо поставки советского газа в сами эти страны осуществлялись по льготным ценам, а его доставка шла по тем же экспортным трубам, что и в страны ЕС. При этом контроль за надежностью и бесперебойностью поставок находился в одних руках: как за объемы, сроки, характеристики экспортируемого газа, так и за бесперебойность и надежность функционирования экспортных,

⁷ Konoplyanik A. Gazprom's concessions in oil-indexed long-term contracts reflect «forced adaptation» to new realities // Gas Matters. April 2011. P. 26–28.

⁸ Konoplyanik A. Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable // Energy Strategy Reviews. March 2012. Volume 1. Issue 1. P. 42–56.

в том числе транзитных, трубопроводов до пунктов сдачи-приемки советского/российского газа в ЕС отвечал грузоотправитель (советская/российская сторона). А значит, никакой угрозы транзиту в то время не существовало⁹.

В начале 1990-х годов, после распада системы СЭВ и затем СССР, новые суверенные транзитные государства (включая бывшие республики бывшего СССР) на пути теперь российского газа в Европу стали собственниками газотранспортных систем (далее — ГТС), расположенных на их территории. Теперь для исполнения контрактов на поставку российского газа в страны ЕС «Газпром» должен был заключать контракты на *транспортировку* своего газа по территории бывших стран — членов СЭВ и бывших республик бывшего СССР с соответствующими собственниками/операторами ГТС этих новых де-факто и де-юре независимых государств. Возможности прямого контроля из Москвы над операторами ГТС в этих странах оказались утраченными, но механизмы льготных цен поставляемого в эти страны газа вплоть до конца 1990-х годов (бывшие страны СЭВ) и середины 2000-х годов (страны СНГ) создавали мощные стимулы для сохранения бесперебойности транзита. Затем Россия подписала серию межправительственных соглашений с большинством этих стран, минимизируя тем самым потенциальные транзитные риски.

Для России и ЕС существуют общие грани диверсификации, нацеленные на снижение транзитных рисков, в первую очередь — для действующих контрактов на поставку за счет множественности путей доставки.

сбоям поставок российского газа в Европу в 2006 и 2009 г. В результате для минимизации транзитных

А кое-где «Газпром» смог войти в акционерный капитал компаний — собственников ГТС, чтобы обеспечивать надежность функционирования соответствующих ГТС и тем самым гарантировать бесперебойность поставок через механизмы акционерного контроля/влияния на собственников/операторов ГТС. Формирующимся международно-правовым инструментам минимизации транзитных рисков Россия/«Газпром» предпочитали акционерные механизмы¹⁰.

Но с начала 2000-х годов возникли транзитные проблемы с Украиной и Белоруссией. Стороны разошлись во мнениях относительно сбалансированности предоставляемых друг другу льгот в условиях изменившейся ценовой конъюнктуры (рост цен на нефть привел к росту контрактных цен на газ, связанных контрактными формулами ценообразования)¹¹. Это привело к краткосрочным сбоям поставок российских рисков мы были вынуждены перейти к концепции «один рынок — две трубы», диверсифицируя маршруты доставки газа на существующие рынки. Концепция «множественности трубопроводов» явилась нормальной реакцией экспортера на изменившиеся условия на рынке газа.

Следует помнить, что «Газпром» в рамках заключенных им с европейскими контрагентами контрактов на поставку (некоторые из них имеют срок действия до 2035 г.) обязан доставить законтрагованный газ в оговоренные сроки и объемах в пункты сдачи-приемки, находящиеся ныне далеко в глубине территории ЕС. Таким образом, в рамках одного контракта на поставку «Газпрому» как поставщику необходимо заключить несколько контрактов на транспортировку. Это увеличивает номенклатуру контрактов, необходимых для реализации одной торговой сделки, и ведет к росту транзакционных издержек и рисков¹². При этом в результате принятия в 2003 г. Второго энергетического пакета ЕС «Газпром» не может быть более в странах ЕС (или в государствах, не входящих в ЕС, но применяющих законодательство ЕС на своей территории, как, например, страны ДЭС) собственником/акционером газотранспортных компаний-операторов, осуществляющих доставку российского газа в пункты сдачи-приемки в ЕС. «Газпром» оказался лишен, тем самым, акционерных рычагов/инструментов контроля (влияния) за надежностью исполнения своих контрактов на поставку¹³.

⁹ См.: Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования // ИИП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г. М.: Изд-во ИИП РАН, 2010. 102 с.; 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; Koнопляник 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. N 3. P. 282–307; Koнопляник А. 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.

¹⁰ Koнопляник А. 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.

¹¹ Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования // ИИП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г. М.: Изд-во ИИП РАН, 2010. 102 с.

¹² Именно с целью минимизации таких рисков в экспортные контракты «Газпрома» были изначально введены так называемые «оговорки о пунктах конечного назначения» (*destination clauses*), которые препятствовали перепродаже на ближайшем рынке закупаемого в пунктах сдачи-приемки российского газа, предназначенного для удаленных рынков. Эти оговорки были отменены под давлением Еврокомиссии в 2003-м и последующих годах.

¹³ И столкнулся, например, с такой проблемой, как «контрактное несоответствие» (*contractual mismatch*).

Однако если поставщик несвоевременно или не в полном объеме доставляет газ в пункт сдачи-приемки, то это чревато судебными исками и высокими штрафами (к нему, а не к транзитеру) за нарушение контрактных условий поставки.

В 2006 и 2009 г. их, к счастью, удалось избежать — наши европейские партнеры проявили мудрость и дальновидность и не стали разминывать долгосрочные устойчивые отношения с Россией/«Газпромом» на сомнительные краткосрочные экономические дивиденды штрафных санкций. Но, учитывая нынешнюю политическую ситуацию, высока вероятность того, что в случае еще одного срыва транзитных поставок покупателями российского газа будут предъявлены финансовые претензии к «Газпрому».

«Один рынок – две трубы»

Поэтому было решено создавать альтернативные пути доставки газа на рынки Северо-Западной и Южной Европы — транспортные системы «Северный поток» и «Южный поток». Они должны были прийти в те же пункты сдачи-приемки, куда доставляется газ и по украинской ГТС (см. рис. 1). «Северный поток» через одноименный морской трубопровод и трубопроводы на суше ЕС — OPAL и Gazelle — «дотягивается» до Вайдхауса на германско-чешской границе — основного пункта сдачи российского газа европейским компаниям — оптовым покупателям для дальнейшей его поставки в страны Северо-Западной Европы (СЗЕ).

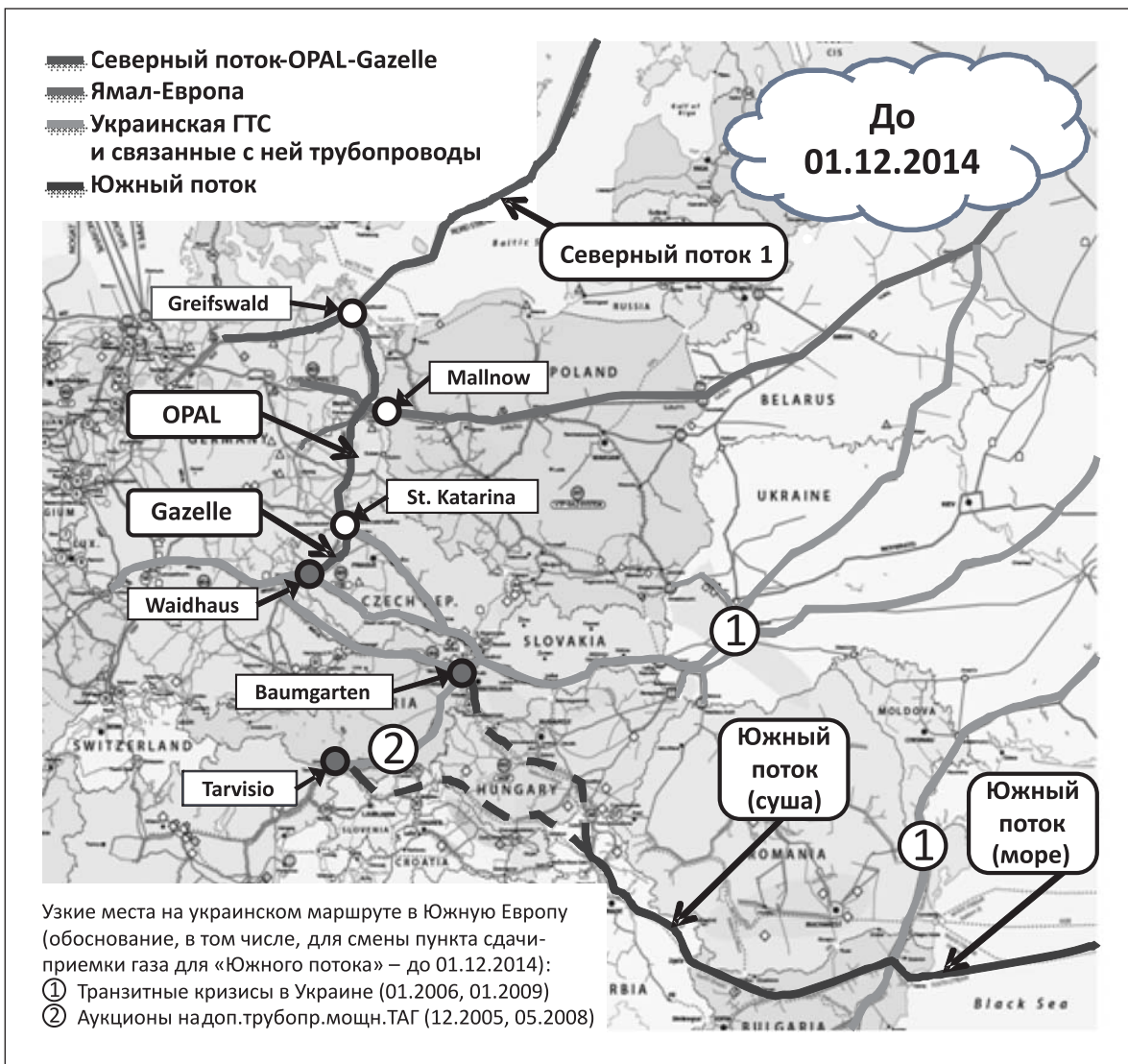


Рис. 1. Украинские и обходные трубопроводы в рамках концепции «две трубы на каждый рынок» (до 1 декабря 2014 г.)

Для «Южного потока» (состоящего из морской и наземной в ЕС частей) было выбрано два конечных пункта — Баумгартен на австрийско-словацкой границе (основной пункт сдачи российского газа на входе в австрийский транзитный трубопровод TAG для дальнейшей поставки в Италию) и итальянский Тарвизио (на выходе из TAG)¹⁴.

Таким образом, сооружение данных альтернативных трубопроводов явилось попыткой поиска динамического равновесия в рамках концепции «один рынок — две трубы», уравнивающей появление новых транзитных рисков в связи с геополитическими изменениями на карте Европы в 1990-е гг.

Следует еще раз подчеркнуть: эта концепция предполагает переброску на новые маршруты в первую очередь существующих контрактных обязательств по поставкам в Европу после завершения десятилетнего (2009–2019 гг.) транзитного контракта с Украиной.

Украинские транзитные риски

Строительство столь масштабных проектов требует огромных финансовых вложений, которые привлекаются, как правило, с рынка заемного капитала (долговое или проектное финансирование). Поэтому для инвестиционного проекта большое значение имеют не только прямые (технические) затраты, но и риски, которые, в итоге, также трансформируются в дополнительные финансовые издержки. Например, если есть риск прерывания транзита, то это реальная угроза для финансовых институтов, что предоставляемые ими в долг деньги на модернизацию транзитной ГТС не будут своевременно возвращены. Значит, эти заемные средства будут либо выделены под более высокий процент, либо не будут предоставлены вовсе. Процентная ставка при долговом финансировании инвестиционного проекта определяется совокупностью трех кредитных рейтингов: (а) страны, в которой осуществляется проект, (б) компаний-акционеров/спонсоров проекта, (в) собственно экономикой проекта, что для транзитного проекта означает надежность/ бесперебойность транзита.

При этом в проектном финансировании есть правило (практически «закон»), что рейтинг проекта (здесь — модернизации украинской ГТС для продолжения осуществления технически надежного транзита) не может быть выше рейтинга компаний — акционеров проектной компании (спонсоров данного проекта, в число которых «по определению», точнее по закону Украины № 4116-а от 8 сентября 2014 г. «О внесении изменений в некоторые законы Украины относительно реформирования системы управления Единой газотранспортной системой Украины», наряду с европейскими и/или американскими компаниями, входит НАК «Нафтогаз Украины» или его правопреемник, поскольку сам «Нафтогаз» подлежит реорганизации в соответствии с применяемым теперь на Украине, как стране ДЭС, энергетическим законодательством ЕС¹⁵), каковой рейтинг, в свою очередь, не может быть выше суверенного рейтинга страны (Украины). Ситуация с кредитными рейтингами Украины и «Нафтогаза» общеизвестна¹⁶: суверенный рейтинг Украины находится на преддефолтном уровне у всех трех международных рейтинговых агентств; вместо минимально необходимых «Нафтогазу» рейтингов от двух международных рейтинговых агентств он получает рейтинг — на таком же преддефолтном уровне — только от одного.

Собственно транзитные поставки через украинскую ГТС характеризуются сегодня запредельно высокими рисками (см. рис. 2). Эти риски относятся как к существующим, так и к будущим поставкам (требующим модернизации украинской ГТС), они имеют разную природу (текущие — одна группа рисков, будущие — все три, как указано выше), но они существуют и требуют поиска наиболее адекватного и эффективного решения по их минимизации/устранению.

Если говорить о рисках в отношении существующих транзитных поставок, то после повреждений 6 октября 2015 г. и 20 октября 2015 г. и подрыва 22 ноября 2015 г. линии электропередачи (ЛЭП) Мелитополь-Джанкой в Херсонской области, поставляющей электроэнергию в Крым, приведенный на рис. 2 «индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита» достиг и сохранил, на мой взгляд, максимальное значение, ибо возможность подрыва, например, компрессорной станции на магистральном транзитном газопроводе стала, увы, реальностью. Тем более в рамках нарастающей антироссийской риторики и действий нынешнего политического руководства Украины.

Если говорить о рисках и неопределенностях в отношении возможных будущих транзитных поставок, то необходимость структурных реформ

¹⁴ Чтобы избежать транзитных рисков, вызванных ранее примененными на этом трубопроводе процедурными решениями по расширению его мощностей.

¹⁵ Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречий. // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (часть 1); № 7–8. С. 4–9 (часть 2). № 9. С. 4–9 (часть 3). № 10. С. 4–10 (часть 4).

¹⁶ Там же.

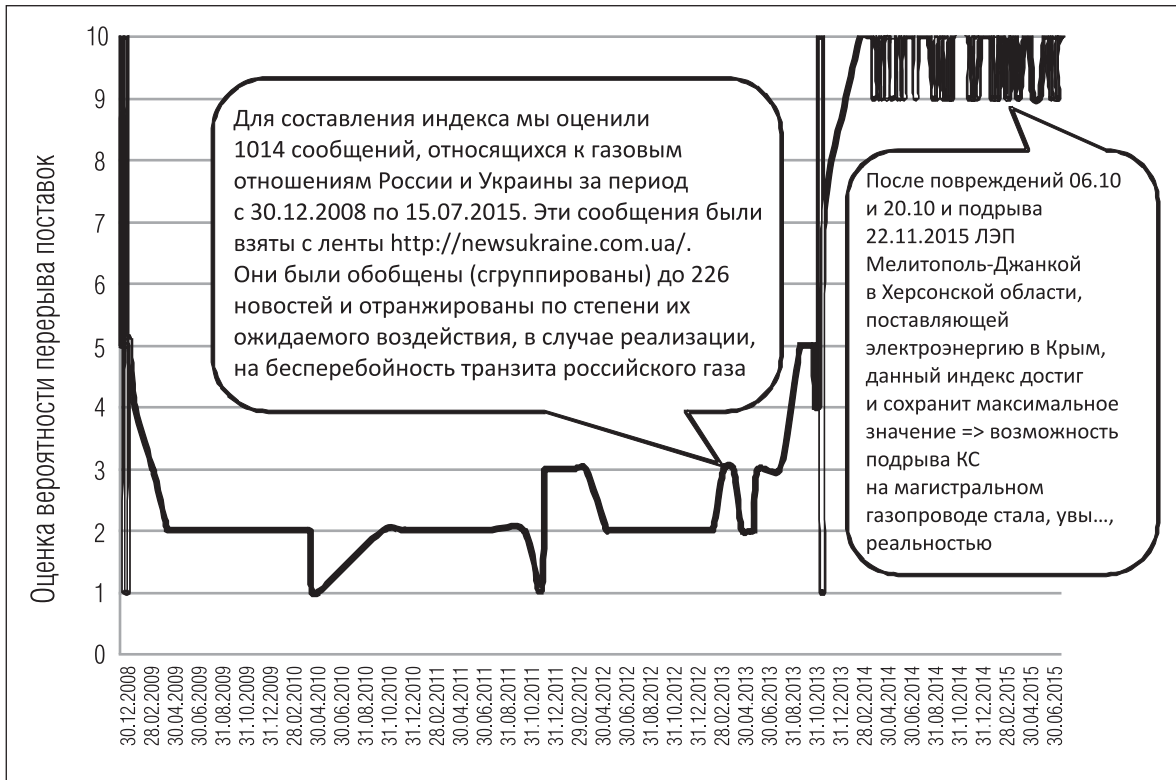


Рис. 2. Украина: индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита (2009–2015 гг.)¹⁷

в газовой отрасли Украины по модели Третьего энергопакета ЕС (вследствие членства Украины в ДЭС) делает для России/«Газпрома» абсолютно неясным ответ на вопрос: кто будет контрагентом «Газпрома» в случае сохранения транзитных поставок через Украину после 2019 г.? Ведь НАК «Нафтогаз Украины» (нынешний контрагент «Газпрома» по осуществлению транзита в ЕС) должен быть разделен по видам деятельности. Кому перейдут и какие именно его нынешние обязательства по транзитному контракту? А долги, чтобы понимать пределы ответственности, в том числе имущественной, нового контрагента «Газпрома»? И т.п.

Поэтому российской стороной был выбран путь формирования альтернативных путей доставки российского газа в Европу, минуя Украину, с целью минимизации указанных рисков и неопределенностей.

Снижение рисков путем дополнительных расходов на строительство новых трубопроводов — вполне логичное с точки зрения экономики решение. То есть речь идет не о поставках новых объемов российского газа (которые надо еще законтрактовать, т.е. на которые надо еще найти потребителей), а о минимизации транзитных рисков путем переброски на новые транспортные маршруты

имеющихся (уже законтраktованных) долгосрочных обязательств. Идет размен дополнительных затрат на повышение надежности поставок в рамках возможностей, предоставляемых современным законодательством ЕС (разделение рынков товарных поставок и рынка газотранспортных мощностей, т.е. контрактов на поставку и контрактов на транспортировку).

Именно поэтому Россия заявила, что после завершения в 2019 г. 10-летнего транзитного контракта с Украиной не будет его возобновлять, что означает, что нынешние украинские транзитные объемы будут переброшены на новые маршруты, которые, по мнению российской стороны, характеризуются либо полным отсутствием (северный обходной маршрут), либо более низким уровнем транзитных рисков (южный обходной маршрут в случае турецкого варианта).

При этом я не вижу противоречия вышеизложенного с поручением Президента Российской Федерации 26 июня 2015 г. «Газпрому» провести

¹⁷ Рассчитано М. Ларионовой, магистром РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (программа 2013–2015 гг.), кафедра «Международный нефтегазовый бизнес», по данным новостной ленты <http://newsukraine.com.ua/> по разработанной совместно с А. Конопляником методике на основе методологии расчета кредитных рейтингов международными рейтинговыми агентствами.

переговоры с украинскими коллегами об условиях осуществления транзита через Украину после 2019 г. Для меня данное поручение означает следующее: если к 2020 г. по тем или иным причинам не удастся в полной мере перебросить на новые маршруты законтрактованные объемы, идущие сегодня транзитом через Украину (скажем, необходимые для этого новые мощности ГТС на всем пути до действующих пунктов сдачи-приемки российского газа в ЕС не будут введены в срок), то на некий промежуточный, переходный период — до ввода таких мощностей — необходимые объемы украинского транзита нужно будет сохранить, но уже на новых условиях. Вот какими они могут быть — и должны заблаговременно определить переговорщики сторон.

Вынужденная адаптация

Однако и с северным, и с южным обходными газопроводными маршрутами развитие событий было и остается далеко не безоблачным. Составная часть северного обходного маршрута — трубопровод OPAL не получил от германского регулятора разрешения на 100 %-ное использование мощности трубы поставщиком газа, но только на 50 %. Еврокомиссия руководствовалась «творческой» интерпретацией положений Третьего энергопакета ЕС, при том что в юридических документах энергопакета такое ограничительное положение отсутствует. Это привело к ухудшению экономики всей системы против проектной.

В случае «Южного потока» Россия («Газпром») и ЕС (Еврокомиссия) сначала разошлись во мнениях относительно легальности реализации сухопутной части проекта на условиях, противоречащих действующему законодательству ЕС. Стороны затеяли длительную дискуссию, по итогам которой в декабре 2013 г. прозвучало жесткое и однозначное заявление Еврокомиссии, что на условиях, отличных от законодательства ЕС, проект реализован не будет. Затем Болгария по тем же причинам долго не выдавала разрешение на прохождение трассы морской части трубопровода через свои территориальные воды (поскольку в это время в Еврокомиссии возникло предположение, что правильной интерпретацией положений Третьего энергопакета будет то, что его основные положения — правило «unbundling», т.е. недопустимость для собствен-

ника газа в трубе быть собственником/оператором самой трубы, обязательный доступ третьих сторон к трубе, — должны применяться и в пределах территориальных вод — 12-мильной прибрежной зоны, в данном случае Болгарии).

В результате 1 декабря 2014 г. Президент России В. Путин объявил об отказе России от проекта «Южный поток» и о переходе к реализации проекта «Турецкий поток» (см. рис. 3). Отмечу, что была изменена не стратегия поставок — но лишь точка выхода на берег морской части трубы как элемента обходного трубопроводного маршрута поставок российского газа в Южную Европу в рамках концепции «один рынок — две трубы».

От «Южного» к «Турецкому» и к «Северному потоку-2»

Итак, 1 декабря 2014 г. «Газпром» и турецкая Botas подписали меморандум о взаимопонимании по поводу сооружения нового морского и короткого сухопутного газопровода до границы с ЕС, названного «Турецким потоком». Соответственно должен был измениться и дальнейший маршрут

Была изменена не стратегия поставок — но лишь точка выхода на берег морской части трубы как элемента обходного трубопроводного маршрута поставок российского газа в Южную Европу в рамках концепции «один рынок — две трубы».

поставки по суше от границы ЕС в направлении существующих пунктов сдачи-приемки российского га-

за, расположенных в глубине ЕС. Планируемые изначально объемы перекачки по морской части «Турецкого потока» должны были остаться прежними, что и для морской части «Южного потока», — 63 млрд м³ в год по четырем ниткам трубопровода. Из них 16 млрд м³ (одна нитка) пойдет на рынок Турции, а 47 млрд м³ (три нитки) должны были быть доставлены на турецко-греческую границу для дальнейшей транспортировки вглубь ЕС (см. рис. 3).

Однако почти сразу началась чехарда. Турция увязала выдачу разрешений и подписание необходимых межправительственных документов на строительство нового трубопровода, минимизирующего для Турции риски украинского транзита, с предоставлением скидки на российский газ по контракту его поставок в Турцию. Затем в Турции начался правительственный кризис, и работы по подготовке межправительственного соглашения стали затягиваться. У сторон возникли разногласия по количеству ниток газопровода, что в корне меняет всю экономику проекта. Замедление подготовительных работ препятствовало

началу реализации проекта и риску, что к 2020 г. (к моменту завершения транзитного контракта с Украиной) морская часть проекта (включая наземную турецкую часть) может не быть построена.

Таким образом, транзитные риски «Турецкого потока» уже на подготовительной его стадии стали отчасти повторять ситуацию с украинским транзитом. Стремление Турции (как второго крупнейшего потребителя российского газа) получить максимум немедленных выгод привело к фактически мягкой форме шантажа ею российской стороны в условиях жестких временных ограничений для последней, связанных с вынужденным (из-за заведомо высоких рисков) заявленным отказом России от украинского транзита после 2019 г.

В итоге в июне 2015 г. было объявлено о формировании коммерческого международного кон-

сорциума и начале работ по проекту «Северный поток-2» мощностью 55 млрд м³/год (см. рис. 3). На этот морской газопровод и на новые трубопроводные мощности, продлевающие его по суше ЕС в направлении на Баумгартен («Газпромэкспорт» подал заявку немецким и чешским операторам ГТС на новые выходные-входные мощности на германо-чешской границе в объеме 50 млрд м³/год), должны быть переброшены с южного обходного направления часть объемов поставок по действующим контрактам для ЕС. Тем самым произошло очередное вынужденное перераспределение поставок — будущих транспортных потоков (на сей раз их структуры — между Северным и Южным обходными маршрутами) по действующим долгосрочным контрактам в существующие пункты сдачи-приемки российского газа для ЕС. Но оно, увы, тоже оказалось далеко не последним (об этом чуть позже).

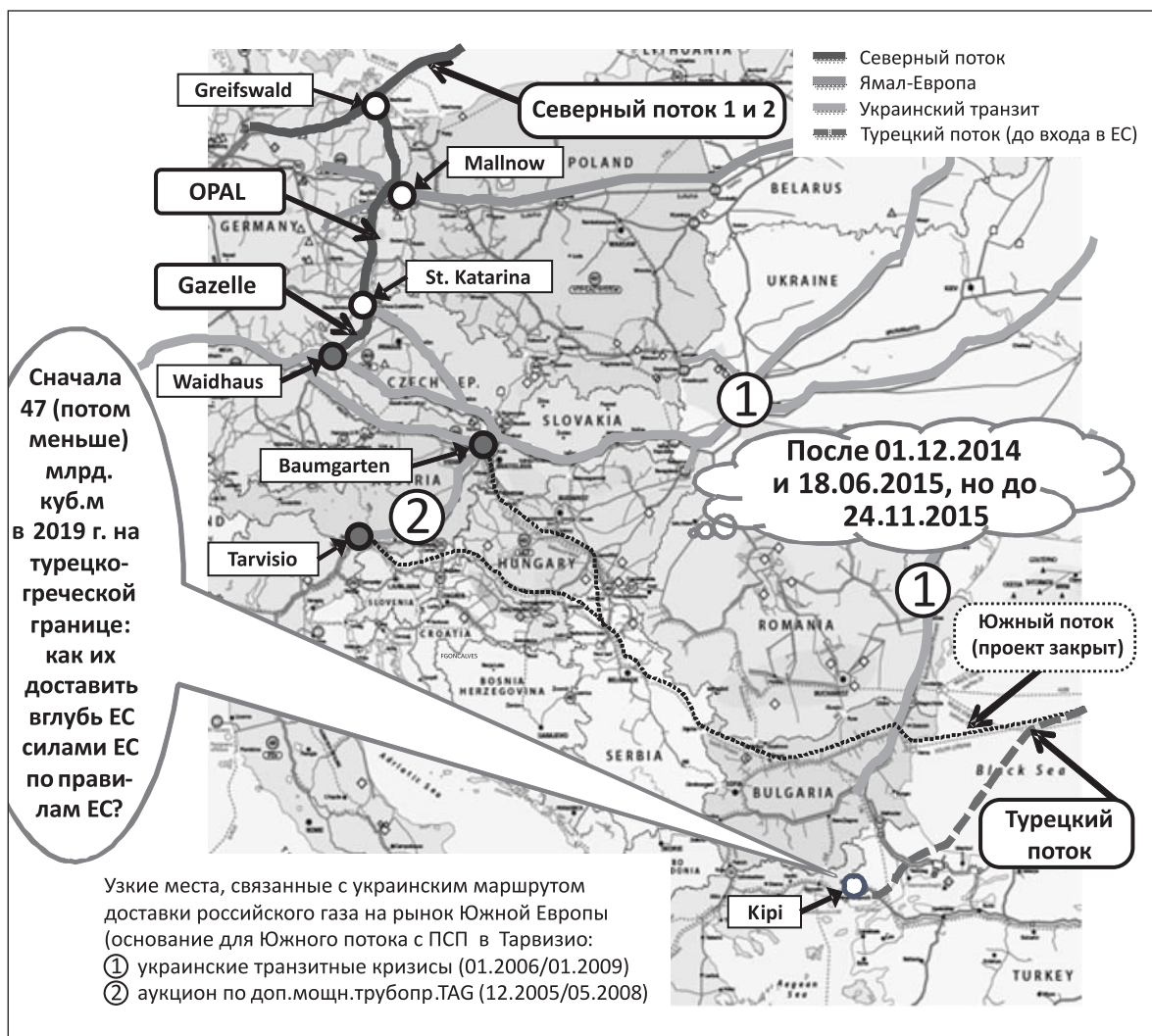


Рис. 3. Украинский транзит и обходные трубопроводы для поставки российского газа в Европу в рамках концепции «один рынок – две трубы» (после 1 декабря 2014 г./ 18 июня 2015 г. – до 24 ноября 2015 г.)

Российское газовое кольцо для Европы?

Концепция двух транспортных потоков по двум обходящим Украину маршрутам, замыкающих между собой основные пункты сдачи-приемки российского газа в ЕС (Вайтхаус и Баумгартен), формирует своего рода «российское газовое кольцо для Европы» (см. рис. 4), что не только повышает надежность поставок в ЕС, минимизируя транзитные риски, а также риски возможных техногенных или каких иных нарушений контрактной стабильности и ритмичности транспортных потоков, но и открывает новые возможности для урегулирования некоторых остающихся открытыми вопросов в рамках трехсторонней повестки (Россия — ЕС — Украина), в частности, вопроса использования подземных хранилищ газа (ПХГ) Украины.

Сегодня «Газпром» использует ПХГ Украины для компенсаций сезонных колебаний спроса в рамках долгосрочных контрактных транзитных поставок газа в ЕС. После 2019 г. (по окончании транзитного контракта с Украиной) «Газпром» мог бы использовать ПХГ в Западной Украине для компенсаций текущих ценовых колебаний в ближайших рыночных зонах (хабах) — в Баумгартене и др. Это означает, что «Газпром» должен работать на хабах ЕС также и в спотовом сегменте¹⁸.

Концепция российского газового кольца для Европы не только устраняет риски украинского транзита для России и ЕС, но при этом дает возможность Украине зарабатывать от использования своей ГТС без транзита российского газа, чем снимает основную озабоченность ЕС (по источникам финансирования украинской экономики без привлечения средств ЕС)¹⁹.

Новая процедура реализации трубопроводных проектов на территории ЕС

В своем выступлении 1 декабря 2014 г., анонсирующем проект «Турецкий поток», Президент Российской Федерации сказал о готовности, «если будет признано целесообразным (выделено мной. — А.К.), создать на турецкой территории, на границе с Грецией, и дополнительный газовый хаб для потребителей в Южной Европе»²⁰. Для абсолютного большинства комментаторов ключевыми словами в этой фразе В.В. Путина стали слова из второй части фразы про создание хаба на турецко-греческой границе, которые стали кочевать из комментария в комментарий в России и за рубежом без привязки к первой части фразы, т.е. как безусловная объективная реальность, предопределенность. То есть сослагательное наклонение в словах Президента России куда-то из комментариев пропало, испарилось. Для меня же ключевыми в этой фразе являются слова, выделенные курсивом, т.е. именно сослагательное наклонение его высказывания про хаб, делающие вопрос о хабе лишь неочевидной возможностью. Ведь специалистам должно быть очевидно, что сегодня экономические предпосылки для создания такого хаба (ликвидной торговой площадки в корректном экономико-правовом понимании этого термина) на турецко-греческой границе отсутствуют²¹. В этом районе нет достаточного уровня спроса, разветвленной инфраструктуры (путей/способов доставки газа на торговую площадку — физическую или виртуальную — и с нее), мощностей по хранению газа и т.п.

Но в то же время Россия не могла допустить, чтобы газ, который пришел бы на турецко-греческую границу, там и «завис» — да это и просто невозможно (хотя бы исходя из курса физики средней школы). Следовательно, надо было искать какие-либо взаимоприемлемые процедурные решения с европейскими партнерами по формированию новых мощностей в направлении на существующие пункты сдачи-приемки российского газа. И, как это не покажется странным, такие взаимоприемлемые принципиальные решения были найдены в рамках совместной работы над подзаконными актами к Третьему Энергетическому пакету ЕС.

Статья 13.2 Третьей Газовой Директивы ЕС гласит, что «каждый оператор ГТС обязан строить достаточные трансграничные мощности для объединения европейской газотранспортной инфраструктуры, удовлетворяющие весь экономически целесообразный и технически реализуемый спрос на мощности и принимая во внимание соображения по надежности газоснабжения». То есть при

¹⁸ См.: Андрей Конопляник: рынок газа в условиях неопределенности. // 2014. 3 февраля. http://pro-gas.ru/news_interview/22.htm; Конопляник А. Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия-ЕС-Украина и возможные пути их решения. // ИНП РАН, Открытый семинар «Экономика энергетики (семинар А.С. Некрасова)». 152-е заседание от 21 октября 2014 г. М.: Изд-во ИНП РАН, 2014. 132 с.; Конопляник А. Gas strategies post-Crimea // Energy Economist. Issue 392. May 2014/ P. 3–8.

¹⁹ Конопляник А. Russia's evolving gas export strategy // Energy Economist. Issue 408. October 2015. P. 11–16.

²⁰ Совместная пресс-конференция [Президента Российской Федерации В.В. Путина. — А.К.] с Президентом Турции Реджепом Тайипом Эрдоганом. 01 декабря 2014 г. <http://www.kremlin.ru/events/president/news/47126>

²¹ Конопляник А. Очень своевременная книга // Нефтегазовая Вертикаль. 2015. № 13–14. С. 44–45 (рецензия на книгу: Копытин И.А., Масленников А.О., Синицын М.В. США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии/под ред. С.В. Жукова и В.В. Тацья. М., 2014. 334 стр.).

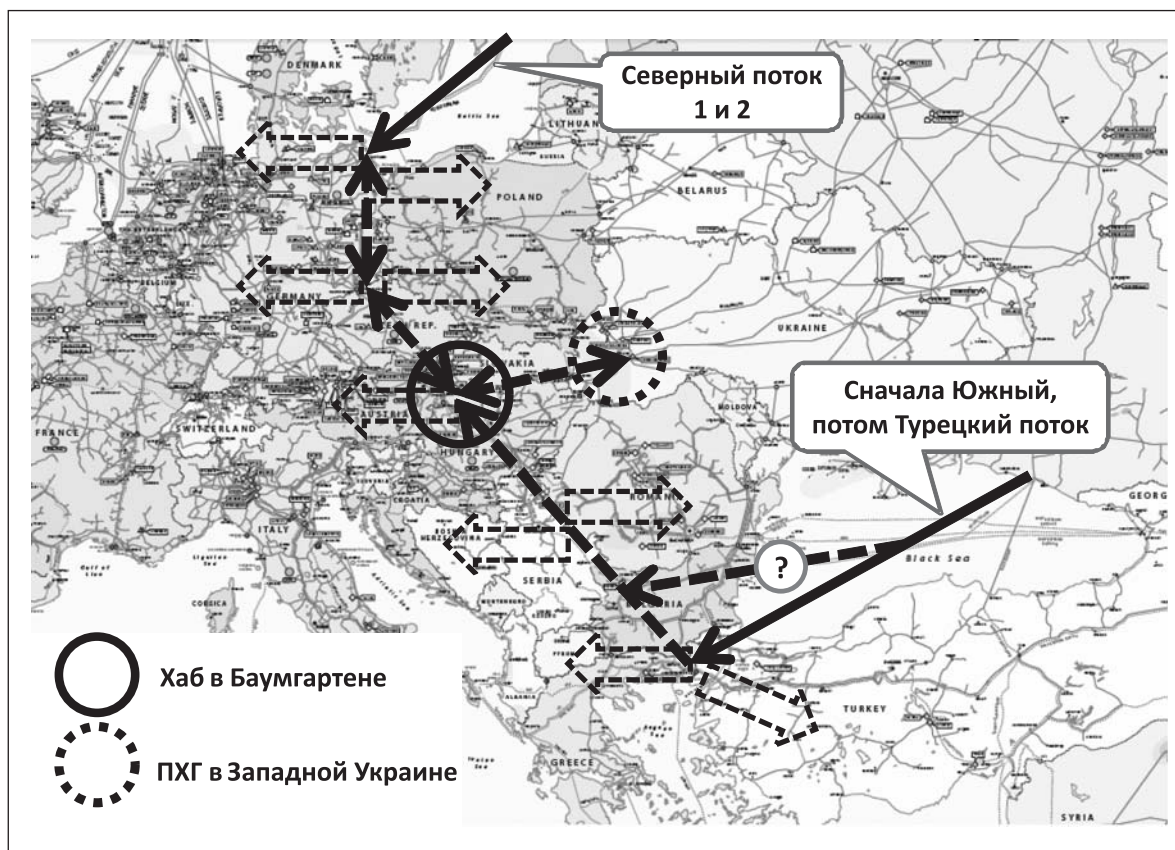


Рис. 4. Российское газовое кольцо для Европы? (предложение к обсуждению)

наличии рыночного спроса на новые мощности оператор ГТС обязан их создать, а значит профинансировать и построить. Для реализации этого положения Европейским Объединением операторов газотранспортных систем (ENTSOG) в 2014 г., с привлечением представителей «Группы Газпром», были разработаны два взаимосвязанных Сетевых Кодекса: (а) Сетевой Кодекс по новым газотранспортным мощностям в виде Дополнения к Регулаторному Кодексу ЕС 984/2013 и (б) Сетевой Кодекс по тарифам. Кодекс по новым мощностям включает в себя специальную развернутую статью 20(d), которая детально описывает процедуру создания новых трансграничных мощностей ГТС.

Данная статья фактически описывает экономически обоснованную процедуру так называемой «открытой подписки» (open season), которая предусматривает выявление рыночного спроса на новые мощности на период 15 лет вперед (законодательно разрешенный в ЕС срок резервирования существующих и/или новых мощностей ГТС) и последующий механизм его удовлетворения путем использования существующих, неиспользуемых на тот момент мощностей или новых, которые предстоит для этого создать.

И в этой связи Россия, точнее «Газпром», были намерены действовать на сей раз строго по правилам Третьего Энергопакета, возложив на операторов ГТС соответствующих стран — членов ЕС обязанность по созданию новых мощностей ГТС от новой точки входа российского газа на территорию ЕС на турецко-греческой границе в направлении Баумгартена и Тарвизио по территории стран Юго-Восточной Европы, попутно удовлетворяя за-контрактанный и новый спрос на газ этих стран.

26 декабря 2014 г. ENTSOG передал подготовленный проект Сетевого Кодекса по новым мощностям в Европейское агентство энергорегуляторов (ACER), которое 4 марта 2015 г. завершило процедуру публичных консультаций с участниками рынка. По итогам этих обсуждений Кодекс был доработан, после чего прошел второй круг консультаций и был окончательно одобрен ACER, 14 октября 2015 г. направившим Кодекс в Еврокомиссию на утверждение, который та одобрила. Представители «Группы Газпром» как основные пользователи инфраструктуры ЕС принимали активное участие на всех стадиях разработки и обсуждения Кодекса. 15 декабря 2015 г. Еврокомиссия представила участникам рынка газа доработанный и одобренный ею проект

Сетевого Кодекса по тарифам. После прохождения процедуры комитологии (утверждения всеми странами ЕС) оба Кодекса станут юридически обязывающими документами. В соответствии с графиком Еврокомиссии оба Кодекса должны вступить в силу в конце 2016 г., после чего наступит 12-месячный период их введения в действие в странах ЕС. После его окончания (не позже начала 2018 г.) оба Кодекса начинают автоматически действовать на территории стран ЕС.

«Газпром» как финансовый гарант формирования новых мощностей ГТС в ЕС

Важнейшим позитивным элементом процедуры формирования новых мощностей ГТС (ст. 20(d) Кодекса по новым мощностям), в случае ее использования для формирования новых мощностей ГТС, продлевающих по суше ЕС морские участки обходных трубопроводов (будь то Северный или Южный обходные маршруты — см. рис. 3) в направлении на Вайдхаус/Баумгартен, для переброски на эти новые маршруты с украинского транзита после 2019 г. законтрактованных объемов российского газа по действующим контрактам на поставку, является безусловная финансируемость этих газотранспортных проектов соответствующими операторами ГТС при заполнении их газом «Газпрома».

В соответствии с нормами Третьего энергопакета, по которым «Газпром», после неудачи с реализацией Южного потока по иным (предпочтительным для «Газпрома», но вступающим в противоречие с нормами действующего законодательства ЕС) правилам, намерен работать на территории ЕС, собственник товарного газа в трубе не может быть собственником/оператором этой ГТС (чтобы исключить саму вероятность применения при ее использовании режима дискриминации в отношении третьих лиц). Это означает, что «Газпром» на территории ЕС отныне выступает лишь в качестве грузоотправителя (шиппера/shipper). Но это означает, что только готовность грузоотправителя зарезервировать мощности отсутствующего пока нового трубопровода под свои будущие поставки может обеспечить финансирование создания этого трубопровода (новых мощностей ГТС) на рыночных условиях, т.е. на условиях проектного финансирования (срочное возвратное привлечение земных средств под реализацию проекта, где гарантии возврата обеспечиваются лишь экономической данного проекта), не привлекая бюджетные средства соответствующих государств. Кстати, именно из-за отсутствия контрактов с грузоотправителями на резервирование будущих мощностей транспортировки не состоялся проект Набукко.

Перебрасываемые на новые маршруты после 2019 г. (после завершения транзитного контракта с Украиной) обязательства «Газпрома» по поставке законтрактованных объемов газа в установленные в рамках его долгосрочных контрактов (далее — ДСК) с европейскими контрагентами пункты сдачи-приемки представляют 100 %-ную финансовую гарантию для операторов ГТС стран ЕС, которые, в соответствии с действующим законодательством ЕС, и обязаны профинансировать и построить новые мощности в случае предъявления грузоотправителями спроса на такие мощности. Законтрактованные обязательства на поставку газа «Газпромом» являются юридически обязательными для исполнения обеими сторонами ДСК (контракта на поставку газа) — и продавцом («Газпром»), и покупателем (его европейскими контрагентами). В рамках существующих правовых норм ЕС (Приложение 2 к Регулации ЕС 715/2009) действуют регламентирующие деятельность грузоотправителя положения «транспортируй и/или плати» (ship-and/or-pay — SOP) (аналог положений «бери и/или плати» (take-and/or-pay — TOP) для покупателя в стандартном долгосрочном контракте на поставку газа), а также «используй или теряй» (use-it-or-lose-it — UIOLI), которые гарантируют загрузку газотранспортной системы, ее наиболее полное использование, препятствуют блокировке доступа к ней и т.п. Ответственность за неисполнение этих обязательств обеспечивается соответствующими арбитражными процедурами. Все это — с позиции чисто экономической, юридической и финансовой логики — превращает «Газпром» с его действующими контрактами на поставку в наиболее желанного грузоотправителя для операторов ГТС действующих и/или новых мощностей ГТС в ЕС.

Расчеты, приводимые здесь лишь в качестве иллюстративного примера, ибо были выполнены для первой версии проекта «Турецкий поток» (в четырехкратном исполнении — см. выше), ныне несостоятельной по ряду причин (см. ниже), подтверждают сказанное (см. рис. 5), ибо свидетельствуют:

- (1) о 100 %-ной заполняемости «новой трубопроводной системы на суше ЕС» (которая является необходимым продолжением морской части Южного обходного маршрута, в какую бы точку на суше он не выходил) за счет действующих контрактов на поставку в первые годы после ее запуска, когда полная загрузка любой новой системы необходима для быстрой окупаемости проекта;
- (2) о 75 %-ной загрузке системы за счет лишь действующих контрактов на поставку за 15-летний период времени, каковая загрузка будет, безусловно, расти, поскольку, во-первых, на сме-

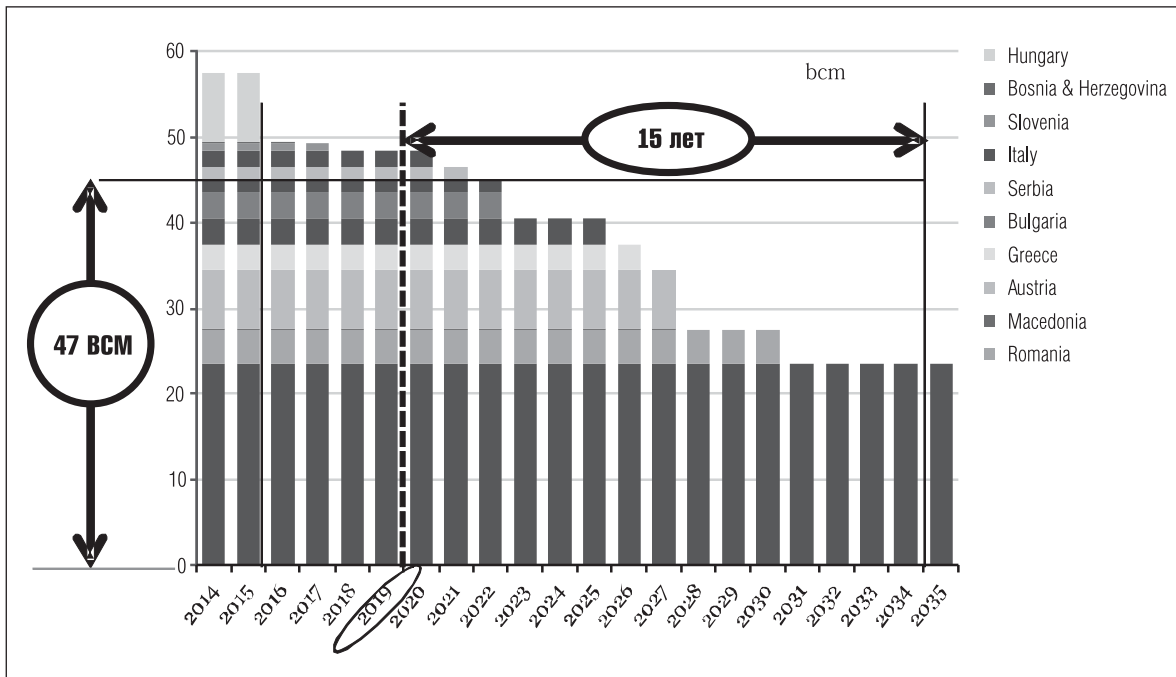


Рис. 5. Российские ДСК на поставку газа в ЦВЕ с транзитом через Украину = 100 %-ное обеспечение проектного финансирования для операторов ГТС ЕС по созданию новых мощностей ГТС ЕС на обходящих Украину маршрутах²²

ну завершающимся срочным контрактам будут приходиться новые, во-вторых, наличие свободных мощностей новой системы в отдаленные периоды в рамках 15-летнего горизонта допустимого резервирования мощностей, безусловно, привлечет новых потенциальных грузоотправителей из регионов, расположенных к юго-востоку от ЕС.

Что после 24 ноября 2015 г.?

Расстрел турецкими ВВС российского СУ-24 в небе над Сирией 24 ноября 2015 г. является, на мой взгляд, логичным шагом этой страны по пути дальнейшего ухудшения отношений с Россией. В газовой сфере это находит свое воплощение, например, в последовательном наращивании давления на нашу страну с целью получения Турцией односторонних выгод и преимуществ при реализации Россией/«Газпромом» совместно с турецкой стороной проекта «Турецкий поток».

В зависимости от параметров «Турецкого потока» европейская сторона должна была бы формировать продлевающие его новые трубопроводные мощности на суше от границы ЕС до Баумгартена, поэтому своевременность реализации «Турецкого потока» в объемах, адекватных мощности «Южного потока», которому он пришел на смену, являлась необходимым условием надлежащего исполнения

российской стороной своих действующих контрактных обязательств по поставкам газа в Европу.

Но Турция стала, по сути, проводить политику мягкого шантажа (greenmailing), пользуясь ограниченными у России сроками для своевременной реализации этого проекта и объективными сложностями, возникшими в результате вынужденной смены российской стороной концепции южного обходного маршрута (с «Южного» на «Турецкий поток») в процессе его реализации. Турция сразу же стала увязывать начало реализации нового транспортного проекта с требованием скидки с цены на поставляемый газ, вынуждая российскую сторону соглашаться на уменьшение количества ниток морского трубопровода в угоду интересам турецкой стороны, что меняет концепцию и ухудшает экономику «Турецкого потока», всячески тем самым тормозя реализацию проекта в его максимально эффективном варианте, и т.п. По-видимому, при вынужденном отказе от «Южного потока» произошла недооценка российской стороной турецких рисков. В итоге российской стороне пришлось пойти на концептуальную переброску части транзитных украинских потоков после 2019 г. с южного («Турецкий поток») на северный обходной маршрут («Северный поток-2»).

²² Рассчитано Е. Орловой (ФИЭФ) на основе: «Турецкий поток»: сценарии обхода Украины и барьеров Европейской комиссии. Vugon Consulting, июнь 2015 (рис. 4, с. 30).

Более того, следует отметить, что даже в рамках реализации «Южного потока» обращение к сотрудничеству с Турцией было вынужденным: трасса «Южного потока» не могла пройти напрямую через украинскую исключительную экономическую зону (далее — ИЭЗ) на Варну — по политическим (да и экономическим) соображениям Украина не дала бы на это разрешения. Поэтому России пришлось обращаться к Турции за разрешением о прохождении трассой морского трубопровода через ее ИЭЗ. И лишь затем, при переходе от «Южного» к «Турецкому» потоку, трасса трубопровода перед входом в ИЭЗ Болгарии была повернута на европейское побережье Турции.

Я полагаю, что трагический эпизод с российским СУ-24 в небе над Сирией 24 ноября 2015 г. следует считать точкой невозврата в наших экономических отношениях с Турецкой Республикой. Но его надо считать не причиной, а лишь последней каплей (поводом) для переоценки складывающейся системы турецких рисков, пришедших на смену украинским, и для взвешенной (несмотря на неумолимо сокращающееся временное окно возможностей для принятия решений) оценки их последствий для продолжения исполнения наших контрактных обязательств по бесперебойной поставке газа в Европу. Поэтому я считаю, что события 24 ноября 2015 г. являются «необходимым и достаточным» формальным поводом (последним звеном в цепи предшествующих событий), чтобы официально отказаться от дальнейшей реализации «Турецкого потока», тем более в предлагаемом Турцией единичном поначалу варианте, экономическая целесообразность чего по данной трассе мне вообще представляется сомнительной.

На мой взгляд, целесообразно вернуться к отвергнутому ранее маршруту «Южного потока» (совокупность морской — на Варну и сухопутной — от Варны вглубь ЕС частей проекта) и — совместно с Еврокомиссией и заинтересованными странами ЕС — рассмотреть возможность его реализации как минимум в двухниточном варианте, исключив, тем самым, роль Турции как транзитной страны. При этом на суше ЕС проект должен осуществляться строго в соответствии с правилами существующего законодательства ЕС, т.е. по правилам Третьего Энергопакета, в идеале — на основе статьи 20(d) проекта Сетевого Кодекса ЕС по новым мощностям (Дополненное Регулирование ЕС 984/2013).

Начиная с момента, когда «Турецкий поток» был анонсирован Президентом России, некоторые ключевые лица в соответствующих структурах ЕС неоднократно давали понять (на неформальной основе) о предпочтении ЕС видеть часть мощностей этого морского трубопровода выходящими

на берег в Болгарии, и лишь часть — в Турции для уменьшения нового «транзитного монополизма» последней. Таким образом, они неоднократно высказывались в пользу предпочтения для России и ЕС уменьшить (если невозможно полностью исключить) роль Турции как новой транзитной страны для обеих сторон вместо Украины. Поэтому думаю, что обсуждение варианта возможного возврата к трассе морского газопровода на Варну (где на берегу лежат и ждут своего часа закупленные трубы для первой нитки морской части газопровода) будет встречено с пониманием европейской стороной.

От «Турецкого потока» к «Южному потоку-2»

Итак, я предлагаю рассмотреть возможность возврата к новому «Южному потоку-2», который должен быть видоизменен как в своей морской (маршрут), так и сухопутной части (процедура) по сравнению с его одноименным предшественником.

Морская часть «Южного потока-2» может быть спрямлена. После возврата Крыма под юрисдикцию России турецкая и украинская ИЭЗ перестали смыкаться в Черном море. Появилась возможность пройти через «новую» расширившуюся ИЭЗ России напрямую в ИЭЗ стран ЕС (Румыния и Болгария), минув как украинскую, так и турецкую ИЭЗ. Именно смыкание границ двух этих ИЭЗ до возвращения Крыма в Россию делало невозможным, после ухудшения отношений между Россией и Украиной, вести трассу «Южного потока» напрямую на Варну через украинскую ИЭЗ и вынудило вести трассу по более длинному и глубоководному маршруту через ИЭЗ Турции. Однако теперь украинская и турецкая ИЭЗ не смыкаются более в Черном море. Результаты же украинско-румынского спора о границах этих ИЭЗ (относительно статуса острова Змеиный) не затрагивают будущую спрямленную трассу возможного «Южного потока-2».

Такое спрямление маршрута (если проект сможет быть реализован) принесет двойную экономию средств. Во-первых, новый «старый» маршрут почти на треть короче. Во-вторых, он пройдет по акваториям с гораздо меньшими глубинами вод (большая часть трассы — глубины вод в несколько сотен метров, лишь часть, к юго-западу от Крыма перед входом в румынский сектор, — до 1,5 км), чем «Южный» или «Турецкий» потоки, которые, за счет необходимости входа в турецкий сектор, вынуждены были проходить по черноморскому глубоководью (свыше 2 км).

Реализация сухопутного продления «Южного потока-2» по суше ЕС должна вестись по правилам ЕС. Первые две нитки могут, в принципе, «врезаться» в Транс-Балканский газопровод, по которому сегодня газ транзитом через Украину поступает в страны Юго-Восточной Европы и в Турцию. Затем газ из первой морской нитки пойдет по Транс-Балканскому газопроводу на юг в Турцию, а газ второй морской нитки — реверсом на север, в страны ЮВЕ. Но, конечно, решение о конфигурации мощностей ГТС на суше ЕС для пришедшего в Варну с моря газа будут принимать соответствующие операторы ГТС стран ЕС в рамках действующих в ЕС процедур. При этом мы обсуждаем сейчас (в рамках Рабочей группы-2 «Внутренние рынки» Консультативного Совета Россия-ЕС по газу) возможность опережающего (тестового) применения на практике утвержденного в декабре 2015 г. Еврокомиссией (и передаваемого ею в процедуру комитологии) проекта Сетевого Кодекса по новым мощностям ГТС, а именно процедуры, предусмотренной статьей 20(d). Быть может, целесообразно протестировать эту процедуру именно на примере «Южного потока-2».

Конечно, здесь возникает множество дополнительных вопросов для обсуждения (дьявол, как известно, в деталях). Сравнивая варианты, необходимо оценивать их риски. На мой взгляд, сохранявшиеся нерешенные вопросы по «Южному потоку» (по морской и сухопутной части) к моменту отказа от него были меньше, а риски ниже, чем новые нерешенные вопросы и риски, возникшие в связи со сменой концепции «Южного обходного маршрута» с «Южного потока» (при условии его реализации по правилам ЕС на суше ЕС) на «Турецкий поток».

На мой взгляд, публичное обсуждение этой острой темы необходимо. Хотя бы для того, чтобы общественное мнение России и Европы могло понимать, что неоднократная вынужденная адаптация решений по выбору оптимального варианта продолжения бесперебойного газоснабжения Европы российским газом в условиях меняющейся совокупности рисков и неопределенностей — это есть задача поиска многостороннего оптимума всеми заинтересованными сторонами. И все грани этой проблемы должны быть понятны не только узкому кругу людей, принимающих решения в заинтересованных странах, но профессиональному сообществу и широкому слоям общественности, дабы избежать появления виртуальных страхов, фантомных болей и других ненужных элементов, затрудняющих поиск взаимоприемлемого долгосрочного компромисса сторон. □

Библиография

1. Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования // ИИП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г. М.: Изд-во ИИП РАН, 2010. 102 с.
2. Конопляник А. Европа — больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза // Нефть России. 2011. № 4. С. 56–61; № 5. С. 60–67; № 7. С. 48–51; № 8. С. 79–83.
3. Konoplyanik A. *Russia and the Third EU Energy Package: Regulatory Changes for Internal EU Energy Markets in Gas and Possible Consequences for Suppliers (Including Non-EU Suppliers) and Consumers* // *International Energy Law Review*. 2011. Issue 8. P. 24–40.
4. Андрей Конопляник: рынок газа в условиях неопределенности // 2014. 3 февраля. http://pro-gas.ru/news_interview/22.htm
5. Конопляник А. Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия-ЕС-Украина и возможные пути их решения // ИИП РАН, Открытый семинар «Экономика энергетики (семинар А.С. Некрасова)». 152-е заседание от 21 октября 2014 г. М.: Изд-во ИИП РАН, 2014. 132 с.
6. Konoplyanik A. *Gazprom's concessions in oil-indexed long-term contracts reflect «forced adaptation» to new realities* // *Gas Matters*. April 2011. P. 26–28.
7. Konoplyanik A. *Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable* // *Energy Strategy Reviews*. March 2012. Volume 1. Issue 1. P. 42–56.
8. 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.
9. Konoplyanik A. *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. N 3. P. 282–307.
10. Konoplyanik A. *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.
11. Конопляник А. Правовые аспекты процедуры недискриминационного конкурентного доступа к свободным мощностям транспортировки (ДЭХ, TAG и ЕСГ) // Нефтегаз, Энергетика и Законодательство (выпуск 8 / 2009). М., 2009. С. 142–156.
12. Конопляник А, Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречий // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (часть 1); № 7–8. С. 4–9 (часть 2). № 9. С. 4–9 (часть 3). № 10. С. 4–10 (часть 4).
13. Konoplyanik A. *Gas strategies post-Crimea* // *Energy Economist*. Issue 392. May 2014 / P. 3–8.
14. Konoplyanik A. *Russia's evolving gas export strategy* // *Energy Economist*. Issue 408. October 2015. P. 11–16.
15. Совместная пресс-конференция [Президента Российской Федерации В.В. Путина. — А.К.] с Президентом Турции Реджепом Тайипом Эрдоганом. 01 декабря 2014 г. <http://www.kremlin.ru/events/president/news/47126>.
16. Конопляник А. Очень своевременная книга // Нефтегазовая Вертикаль. 2015. № 13–14. С. 44–45 (рецензия на книгу: Копытин И.А., Масленников А.О., Синицын М.В. США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии/под ред. С.В. Жукова и В.В. Таця. М., 2014. 334 стр.).

© Конопляник А.А., 2015, e-mail: andrey@konoplyanik.ru

** Все указанные в этом разделе публикации А. Конопляника размещены в свободном доступе на его сайте www.konoplyanik.ru.