

А.А.Широв, В.В. Семикашев, А.А. Янтовский, А.Ю. Колпаков

РОССИЯ И ЕВРОПА: ЭНЕРГОСОЮЗ ИЛИ ЭНЕРГОКОНФЛИКТ? (восемь лет спустя)¹

В статье рассматриваются актуальные вопросы взаимодействия России и ЕС в энергетической сфере на современном этапе. Констатируется, что формирование энергетического союза имеет больше преимуществ для каждой из сторон по сравнению со сценарием конфликта. Приводятся альтернативные варианты энергетической политики России в случае дальнейшего ухудшения торгово-экономических отношений с ЕС.

Актуальные проблемы энергетического сотрудничества между Россией и ЕС. Развитие отношений между Россией и Европейским союзом (ЕС) в течение последних лет подвергалось значительным испытаниям. С этой точки зрения особо выделяется период взаимных санкционных ограничений, связанный с обострением противоречий в отношении событий, происходивших на Украине.

Практически всегда при обсуждении текущей и перспективной повестки взаимных отношений России и ЕС один из важнейших элементов дискуссии – взаимодействие в энергетической сфере, поскольку мощный энергетический потенциал России, как и структура потребления энергии ЕС, делают стороны достаточно зависимыми друг от друга.

В контексте выстраивания долгосрочных взаимоотношений между Россией и ЕС существуют фактически две основные точки зрения на будущие отношения в энергетике. Одна из них состоит в том, что Россия и ЕС являются естественными партнерами в энергетической сфере (см., напр. [1]), и дальнейшее расширение торгово-экономических отношений предполагает реализацию в этой сфере ряда совместных проектов; другая исходит из того, что расширение взаимодействия связано с дополнительными рисками и стороны нуждаются в диверсификации своей энергетической политики (см., напр., [2]).

В 2007 г. ИНП РАН совместно с французской компанией Total выполнил исследование, посвященное перспективам отношений в энергетической сфере между Россией и ЕС и сформулировал логику дальнейших взаимоотношений в этой сфере [3]. Ключевые выводы этого исследования состояли в том, что в средне- и долгосрочной перспективе с учетом ограничений по добыче углеводородов Россия вряд ли будет в состоянии существенно нарастить объемы экспорта в Европу. В этих условиях наиболее рациональной была бы логика энергетического союза между Россией и ЕС, согласно которой производство наиболее энергоемких продуктов постепенно смещалось бы к источникам энергии. Россия заинтересована в производстве таких продуктов на своей территории, но с использованием более высоких технических стандартов и экологических требований. Усложнение условий добычи полезных ископаемых обуславливает целесообразность участия зарубежных компаний в разработке наиболее сложных из них.

Эти выводы следует скорректировать в связи с тем, что в период после 2007 г. темпы роста российской экономики существенно замедлились. На этой основе ес-

¹ См. статью с таким же названием, опубликованную в журнале восемь лет назад в № 2 за 2007 г.

тественным образом снизились оценки перспективного потребления энергии в России; соответственно повысились оценки возможного экспорта энергетической продукции. Однако с обострением политико-экономических отношений между Россией и ЕС в 2014 г. вопрос о перспективах энергетического сотрудничества все больше склоняется в сторону конфликтной логики. При этом наиболее актуальными вопросами энергетической повестки дня представляются следующие:

- 1) средне- и долгосрочное влияние санкций на нефтяной сектор России;
- 2) перспективы торговли с ЕС продуктами нефтепереработки;
- 3) объемы и маршруты поставки в Европу природного газа.

Вопросы сформулированы нами в порядке значимости для российской экономики. Проблемы торговли природным газом занимают более значительное место в средствах массовой информации, однако объем средств, которые получает Россия от торговли природным газом, несопоставим с доходами от экспорта нефти и нефтепродуктов. Состояние нефтяного сектора в настоящий момент во многом определяет параметры развития российской экономики и экономической политики, особенно в части государственных расходов (табл. 1).

Таблица 1

Структура доходов консолидированного бюджета и стоимостного объема экспорта России, %

Сектор	Консолидированный бюджет					Экспорт				
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Нефтегазовый сектор	28,5	31,9	32,7	32,2	33,2	51,2	50,9	54,2	53,7	54,2
Добыча газа	2,3	3,2	3,7	4,3	4,1	13,8	12,1	11,3	12,0	12,8
Прочие	69,2	64,9	63,6	63,5	62,7	37,1	36,7	37,7	33,8	33,5

Источник: данные ФТС, Федерального казначейства.

Средне- и долгосрочное влияние санкций на нефтяной сектор России. Одним из ключевых ограничений развития долгосрочного характера является возможное негативное влияние санкций на энергетический сектор. Для добычи нефти и газа в России ключевую угрозу представляют риски, связанные с ограничением привлечения заемного финансирования на открытом рынке, и различного рода технологические эмбарго, снижающие возможности разведки и добычи нефти в труднодоступных регионах (прежде всего, на арктическом шельфе).

Отсечение крупнейших российских компаний от заемного финансирования приведет к ряду негативных последствий. Во-первых, по-видимому, будет наблюдаться движение внутренних финансовых ресурсов в сторону крупнейших компаний, вынужденных возместить недостаток внешнего кредитования. Это среди прочего может привести к «вымыванию» кредитных ресурсов с уровня среднего бизнеса, в том числе и из смежных с сектором добычи полезных ископаемых видов экономической деятельности. При этом не исключена ситуация, когда нефтяному сектору придется увеличить вложение собственных средств в прямую поддержку производств в судостроении, отдельных сегментов машиностроения, сервисных услуг. Во-вторых, затруднения с перекредитованием на открытом рынке потребуют извлечения большего объема ресурсов для обслуживания долга, что также негативно отразится на инвестиционных возможностях энергетических холдингов.

В наиболее неблагоприятном сценарии сохранение санкционного режима в долгосрочной перспективе с высокой долей вероятности приведет к возникновению своеобразного «уровня отсечения» проектов в нефтедобыче, обладающих высоким

уровнем удельной капиталоемкости. Прежде всего, речь идет о добыче в труднодоступных районах, регионах со слаборазвитой транспортной инфраструктурой, на арктическом шельфе, а также о добыче трудноизвлекаемых запасов. По нашим оценкам, такое развитие событий может привести к существенному изменению итогового профиля добычи нефти в период до 2030 г. В расчетах использовались гипотеза неизменной (в постоянных ценах) стоимости нефти марки Brent на мировых рынках на уровне 80 долл./барр., а также оценки уровня капиталоемкости добычи нефти по регионам и категориям месторождений, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Ключевые параметры удельных характеристик
добычи нефти по категориям запасов*

Регион	A+B		C1		C2	
	УКЗ	УПЗ	УКЗ	УПЗ	УКЗ	УПЗ
ХМАО и Тюмень	4,7	9,3	5,1	10,2	5,8	11,7
Юг	6,5	12,1	7,2	13,3	8,2	15,2
Тимано-Печора	9,3	12,6	10,2	13,8	11,7	15,8
Поволжье	8,4	11,2	9,2	12,3	10,5	14,0
ЯНАО	9,8	11,6	10,8	12,8	12,3	14,6
Баженовская свита	15,8	24,2	17,4	26,6	19,8	30,3
Восточная Сибирь	18,6	23,3	20,5	25,6	23,3	29,2
Сахалин	23,3	27,9	25,6	30,7	29,2	35,0
Каспийский и черноморский шельфы	16,7	25,1	18,4	27,7	21,0	31,5
Шельф северных морей	32,6	41,9	35,9	46,1	40,8	52,5

* УКЗ – удельные капитальные затраты; УПЗ – удельные производственные затраты.

Источники: данные Минприродресурсов РФ, ВР, McKinsey, Росстата.

Уровень капитальных затрат, которые необходимо осуществить для разработки того или иного месторождения определяются сложностью добычи нефти. В сравнении с базовым сценарием (отсутствие санкций) к 2030 г. объем добываемой нефти в рамках рассматриваемого санкционного сценария может сократиться на 15% (80 млн. т). Особенно существенный разрыв в объемах добычи наблюдается после 2025 г., когда существенно снизится отдача на старых месторождениях, а мероприятия по поддержанию добычи уже не смогут компенсировать этот процесс.

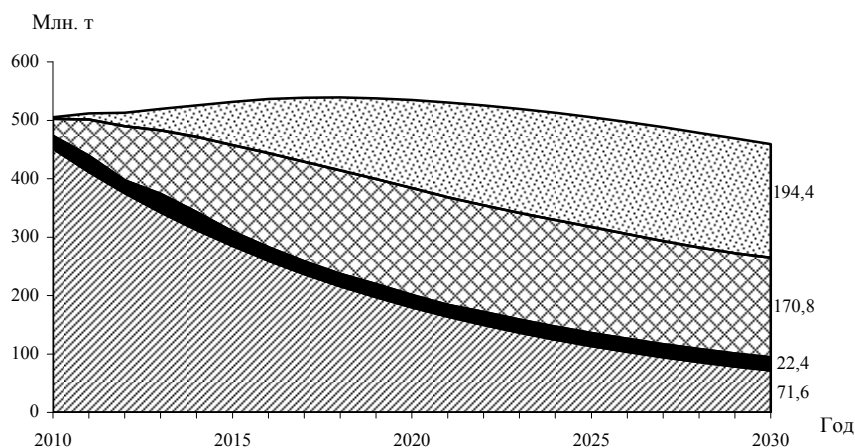
В случае сохранения ограничений технологического характера может значительно измениться структура добычи нефти.

В базовом варианте к 2030 г. в структуре добычи нефти 50,5% составляет нефть, добытая на новых месторождениях. Таким образом, более половины добычи нефти обеспечивается вовлечением в разработку новых участков в труднодоступных районах и на шельфе. Около 32% приходится на нефть, добываемую на новых скважинах старых месторождений, еще 4,5% добычи дают геолого-технологические мероприятия (ГТМ) на старых скважинах (рис. 1а).

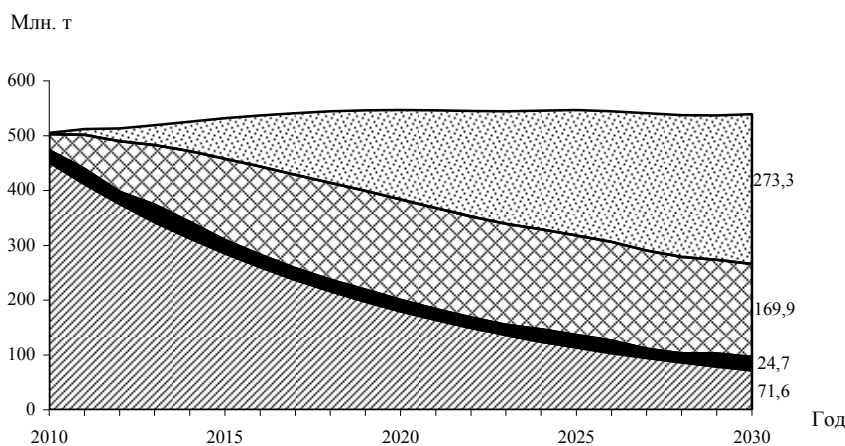
В случае введения технологических ограничений ситуация может существенно измениться. Нефть на новых месторождениях к 2030 г. будет обеспечивать лишь чуть более 40% добычи. На долю новых скважин в старых регионах добычи будет приходиться более 35%; несколько увеличится доля нефти, добываемой в результате проведения ГТМ (рис. 1б).

Таким образом, снижение объемов добычи нефти в варианте сохранения санкций будет практически полностью связано с уменьшением масштабов разработки новых районов и шельфа. В контексте энергетических взаимоотношений между Россией и ЕС это будет с высокой вероятностью означать снижение объемов по-

ставок нефти на европейский рынок. Проблема состоит также в том, что часть европейской нефтепереработки ориентирована на российскую нефть и ее замена потребует не только изменения поставщиков и логистических схем, но и вложений в технологическую модернизацию нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).



а)



б)

Рис. 1. Профиль добычи нефти при сохранении санкций:
 ■ новая нефть на новых месторождениях; ■ новая нефть на старых месторождениях;
 ■ эффект ГТМ; ■ нефть на старых скважинах

По нашим оценкам, эти затраты могут быть достаточно существенными, что приведет к общему росту цен на углеводородное сырье на европейском рынке. В предельном случае этот рост может составить до 10% к базовому уровню. К возможным потерям ЕС в данном случае следует также отнести и снижение заказов на европейское нефтегазодобывающее оборудование со стороны российских компаний.

Перспективы торговли с ЕС продуктами нефтепереработки. Другим направлением взаимоотношений между Россией и ЕС является торговля нефтепродуктами. В последние 25 лет российский экспорт в страны ЕС определялся технологическими и экономическими особенностями российской нефтепереработки.

Среди них можно отметить следующие:

- 1) структура производства ключевых нефтеперерабатывающих предприятий не изменялась с советского периода и характеризовалась высокой долей темных нефтепродуктов;
- 2) мощности российской нефтепереработки избыточны по отношению к потребностям внутреннего рынка;
- 3) система налогообложения нефтяного сектора характеризуется сложной схемой перекрестного субсидирования между нефтедобычей и нефтепереработкой.

Поставки нефтепродуктов в ЕС являются ключевым экспортным направлением для российской нефтепереработки. Доля экспорта в ЕС достигает 65%, или почти треть суммарного производства нефтепродуктов в России (рис. 2).

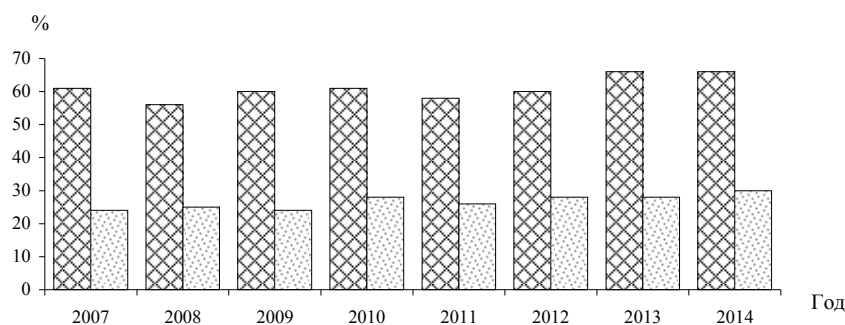


Рис. 2. Значимость поставок в ЕС для производства (▨) и экспорта российской нефтепереработки (░)

Традиционно считается, что ЕС заинтересован в экспорте российских темных нефтепродуктов для целей их дальнейшей переработки и не заинтересован в покупках значительных объемов светлых нефтепродуктов в связи с высокой конкуренцией на внутреннем рынке ЕС. Соответственно возможности России по наращиванию экспорта нефтепродуктов в ЕС ограничены и, с точки зрения экономической эффективности, более рациональной является наращивание экспорта сырой нефти, так как существующая структура экспорта нефтепереработки ведет к потере добавленной стоимости для российской экономики [4].

Следует отметить, что вопрос распределения экспортных поставок является достаточно сложным и связан не только с уровнем доходности каждого из направлений поставок, но и с суммарными потоками доходов внутри единой нефтяной отрасли. Объем темных нефтепродуктов, производимых российской нефтепереработкой, прежде всего, определяется технологическим уровнем производственных мощностей. В течение ряда лет налоговая система в нефтяной отрасли была устроена таким образом, что избыточные объемы темных нефтепродуктов экспортировались, формируя для нефтяных компаний дополнительный поток доходов, поддерживающий развитие нефтедобычи, а в случае с небольшими нефтеперерабатывающими заводами и региональные бюджеты. Однако, как и в большинстве случаев перекрестного субсидирования, такая политика имела множество издержек. В частности, она стимулировала развитие мелких НПЗ с невысокой степенью эффективности переработки, что «размывало» природную ренту и снижало общую экономическую эффективность всей нефтяной отрасли.

Решение о масштабной модернизации российской нефтепереработки, принятое правительством и нефтяными компаниями в 2011 г., предполагало вложение инвести-

ций в развитие крупнейших российских НПЗ в период 2011-2015 гг. в размере до 30 млрд. долл. В результате реализации этой программы должно быть вновь построено и реконструировано более 120 установок вторичной переработки нефти, а все производимое топливо должно соответствовать классу «Евро-5». К 2015 г. практически полностью перешла на выпуск такого топлива компания «Лукойл». Проводимая модернизация нефтеперерабатывающих мощностей в России ведет к росту производства готовых нефтепродуктов, соответствующих экономическим и техническим требованиям стран ЕС.

В связи с этим актуализируется вопрос об экономической эффективности увеличения в объеме российского экспорта нефтепродуктов доли моторного топлива с высокими потребительскими характеристиками. Если оставить в стороне различного рода политические резоны, то ключевой вопрос состоит в экономической эффективности наращивания экспорта моторного топлива из России для экономики и нефтеперерабатывающей отрасли ЕС.

В настоящий момент переработка нефти в Европе не является отраслью, создающей высокую добавленную стоимость. При этом в силу снижения спроса на моторные топлива в перспективе ряд НПЗ, вероятно, будет закрыт, так как поддержка мощностей с низкими значениями маржи в условиях спада на рынке является нерациональной. На этом фоне в зависимости от потребностей ЕС Россия готова как сохранять текущий формат экспорта нефтяного сырья, так и увеличивать поставки нефтепродуктов более высокого качества.

С учетом ввода новых и модернизации старых НПЗ потенциал увеличения экспорта высококачественных моторных топлив в ЕС к 2018 г. оценивается нами в 50 млн. т. Причем для Европы такой вариант может оказаться дешевле по сравнению с приобретением нефти и ее последующей переработкой. В ответ Россия может обеспечить спрос на европейские технологии повышения глубины переработки нефти в рамках последующих шагов модернизации российских НПЗ. Такая схема представляется достаточно интересной для обеих сторон.

Анализ экономической эффективности НПЗ в Европе позволяет сделать вывод о том, что до 30% мощностей либо являются низкомаржинальными, либо требуют существенных вложений в их модернизацию. Оценка эффективности европейских НПЗ проводилась в соответствии с их технологическими характеристиками. К числу эффективных НПЗ были отнесены предприятия, соответствовавшие следующим из трех или более признаков:

- отношение процессов гидрокрекинга к переработке нефти больше 65-70%;
- отношение процессов (кокинг, крекинг, риформинг) к переработке нефти больше 40-50%;
- отношение процессов вакуумной дистилляции к переработке нефти больше 30%;
- специфика владельца и важность для конкретной страны.

Таким образом, был сформирован перечень европейских НПЗ, обладающих недостаточным уровнем эффективности. В свою очередь их характеристики были проанализированы дополнительно, а их совокупность была распределена на три группы: выбывающие, частично выбывающие, потенциально эффективные, но требующие инвестиций в модернизацию.

По нашим оценкам, абсолютно неэффективными в текущий период являются европейские мощности по нефтепереработке в объеме свыше 53 млн. т., или 7,3% суммарной мощности европейских НПЗ. Общий объем условно неэффективной нефтепереработки превышает 250 млн. т., или почти 35% суммарного объема мощностей (табл. 3).

Попробуем оценить экономическую целесообразность замещения части неэффективной европейской переработки за счет поставок качественного моторного топлива из России.

Таблица 3

Анализ конкурентоспособности наименее эффективных европейских НПЗ

Страна	Компания	Объем первичной переработки, млн. барр./день	Выбытие нефтеперерабатывающих мощностей по критерию технического состояния (глубины переработки и качества топлива)	Объем первичной переработки нефти, млн. т./год
Албания	локальная	30	выбытие	1,5
Бельгия	локальная	100	выбытие	5,0
Бельгия	Exxon	300	частичное выбытие	15,0
Бельгия	Total	340	частичное выбытие	17,0
Босния	локальная	200	выбытие	10,0
Болгария	Лукойл	115	частичное выбытие	5,8
Хорватия	локальная	250	частичное выбытие	12,5
Дания	Statoil, Shell	170	частичное выбытие	8,5
Франция	локальные	200	выбытие	10,0
Франция	крупные компании	1200	остаются, но нужны инвестиции	60,0
Германия	Gunvor	110	частичное выбытие	5,5
Германия	крупные компании	600	остаются, но нужны инвестиции	30,0
Греция	локальные	150	выбытие	7,5
Италия	Рим	80	выбытие	4,0
Македония	локальные	50	выбытие	2,5
Голландия	Амстердам	10	выбытие	0,5
Голландия	TOTAL	140	частичное выбытие	7,0
Норвегия	Монштад	200	остаются, но нужны инвестиции	10,0
Румыния	локальные	80	выбытие	4,0
Сербия	Газпромнефть	116	частичное выбытие	5,8
Словения	местные	13	выбытие	0,7
Испания	прочие	120	выбытие	6,0
Испания	Репсол Тенерифе	90	остаются, но нужны инвестиции	4,5
Испания	Репсол Картахена	220	остаются, но нужны инвестиции	11,0
Швеция	локальные	40	выбытие	2,0
Швеция	локальные	210	остаются, но нужны инвестиции	10,5
Всего переработка:				
с низкой эффективностью				256,7
с критическим уровнем эффективности				53,7
в ЕС и остальной Европе (за исключением стран постсоветского пространства)		14727		736,4

Источник: O&GJ, расчеты авторов.

Если говорить об энергетической безопасности ЕС, то опасения кажутся нам беспочвенными. Объем дополнительных поставок нефтепродуктов на европейский рынок, по нашим оценкам, не может превысить 50 млн. т., или около 7% суммарного потребления нефтепродуктов в ЕС. Таким образом, рост поставок моторного топлива не может существенно изменить соотношение сил на европейском рынке.

С точки зрения экономической эффективности полезно проанализировать возможные изменения в структуре образования доходов в европейской экономике при изменении структуры нефтеперерабатывающих мощностей. При этом анализу следует подвергнуть не только прямые, но и косвенные эффекты, связанные с реализацией межотраслевых мультипликативных эффектов.

Доля добавленной стоимости в нефтепереработке в странах ЕС составляет от 2 до 18%. Среднее значение доли добавленной стоимости в нефтепереработке стран ЕС составляет 7,1%, при этом мультипликатор нефтепереработки на валовый выпуск составляет 1,30². В случае, если 10% наименее эффективных мощностей НПЗ будут заменены российским импортом, за счет общего роста эффективности сектора среднее значение доли добавленной стоимости увеличивается до 7,9%, а итоговый мультипликатор возрастает до 1,37.

² Расчеты проводились по данным базы WIOD [5].

Кроме того, следует учитывать, что увеличение инвестиций и производства в российской нефтепереработке означает рост спроса на оборудование, который может быть удовлетворен поставками из стран – членов ЕС. В этом случае итоговый мультипликатор в связи с изменением пропорций производства нефтепродуктов в ЕС возрастет до 1,52. Данный рост значения мультипликатора основывается на учете прироста экспорта, равного произведению увеличения инвестиционного спроса российского нефтяного сектора на долю импорта машин и оборудования из стран ЕС. Поскольку при расчете традиционного мультипликатора учитывается только прирост объемов потребления домашних хозяйств, внутренних инвестиций и государственного потребления, то учет прироста экспорта в рамках рассматриваемых событий обеспечивает большую величину мультипликатора. Более точные результаты могут быть получены на основе использования традиционной методики оценки эффектов на экономику ЕС и России (например, межстранового межотраслевого баланса). Увеличение значения мультипликатора связано с повышением спроса российской нефтеперерабатывающей промышленности, вызванного наращиванием экспорта ЕС, на инвестиционные товары, производимые в европейских странах. Таким образом, выстраивается следующая цепочка взаимосвязей: рост экспорта нефтепродуктов из России обеспечивает увеличение производства российской нефтепереработки, которая при этом увеличивает инвестиции в основной капитал, в рамках которых формируются дополнительные объемы спроса на машины и оборудование, импортируемые из ЕС; они обеспечивают рост производства в отраслях инвестиционного машиностроения европейской экономики, а затем и в смежных с ними отраслях.

Перспектива поставок природного газа. И наконец, самая политизированная тема – будущее поставок газа из России в ЕС. С экономической точки зрения здесь существуют три ключевых вопроса: объемы поставок; направления поставок; система ценообразования.

Наиболее острым остается вопрос транзита российского газа через территорию Украины. В рамках диверсификации направлений и снижения политических рисков газовых поставок в европейском направлении Россия реализует ряд мер, направленных на организацию альтернативных транспортных коридоров в обход украинской газотранспортной системы (УГТС), чтобы к моменту истечения сроков действующих двухсторонних газовых соглашений с Украиной в 2019 г. иметь гарантированную возможность выполнения своих контрактных обязательств перед европейскими потребителями. Однако эта позиция входит в противоречие с текущей политикой ЕС, который, с одной стороны, препятствует расширению доли российского газа на рынке, а с другой – поддерживает сохранение значимых объемов транзита газа через территорию Украины.

Законтрактованный объем поставок российского газа в ЕС после 2019 г. составляет примерно 125 млрд. куб. м в год. Если не брать в расчет УГТС, Россия на текущий момент располагает 65 млрд. куб. м газотранспортных мощностей для входа в ЕС, а именно: Ямал-Европа – 33 млрд. куб. м; 50% мощностей Северного потока – 27,5 млрд. куб. м; трубопроводы в Финляндию и Прибалтику – 6 млрд. куб. м.

Для достижения поставленных Россией целей этого недостаточно. Одним из важных шагов в этом направлении был проект «Южного потока», условия реализации которого не вполне соответствовали нормам третьего энергопакета ЕС. В результате этот проект фактически был преобразован в «Турецкий поток» – проект, также нацеленный на создание альтернативного маршрута поставки российского газа для южных стран ЕС в обход территории Украины, но который соответствует существующим нормам европейского энергетического законодательства. Он предполагает прокладку газопровода до входа в ЕС (на границе с Турцией) и последующее резервирование газотранспортных мощностей внутри ЕС до пункта сдачи-приемки (Баумгартен) под законтрактованные объемы (Ст. 13.2 Третьего энергопакета).

Следует отметить, что реализация первых двух ниток Турецкого потока мощностью до 31,5 млрд. куб. м находится вне газовых отношений России и ЕС: первая нитка предназначена для увеличения поставок газа в Турцию; вторая – для переброски текущих газовых потоков через Трансбалканский трубопровод напрямую в Турцию. При этом будет высвобождено до 10-14 млрд. куб. м мощности Трансбалканской газотранспортной системы, которые впоследствии могут быть использованы для организации реверсных поставок российского газа в Болгарию, Словакию, Румынию через Турцию, т. е. в обход Украины. Таким образом, в случае реализации первых двух ниток Турецкого потока потенциал мощностей поставок российского газа в ЕС после 2019 г. увеличивается до 78,5 млрд. куб. м в год.

Ввод третьей и четвертой ниток Турецкого потока нацелен на европейский рынок, однако это потребует от ЕС обеспечения мощностей под входящий на его территорию российский газ, т.е. строительства значительного объема новых газотранспортных мощностей, которые пока не планируются.

В этой связи следует напомнить, что существуют «бесплатные для ЕС» сценарии обеспечения вхождения российского газа на их территорию путем настройки системы исключений из правил Третьего энергопакета. Во-первых, разрешение использовать трубопроводы OPAL и Gazelle, что позволит дозагрузить незадействованные 50% мощностей Северного потока (27,5 млрд. куб. м), во-вторых, резервирование 50% мощности проекта Трансадриатического потока (англ. Trans Adriatic Pipeline; TAP) под российский газ (5 млрд. куб. м).

В результате возникает следующее дерево вероятных сценариев поставок российского газа в ЕС минуя УГТС (рис. 3):

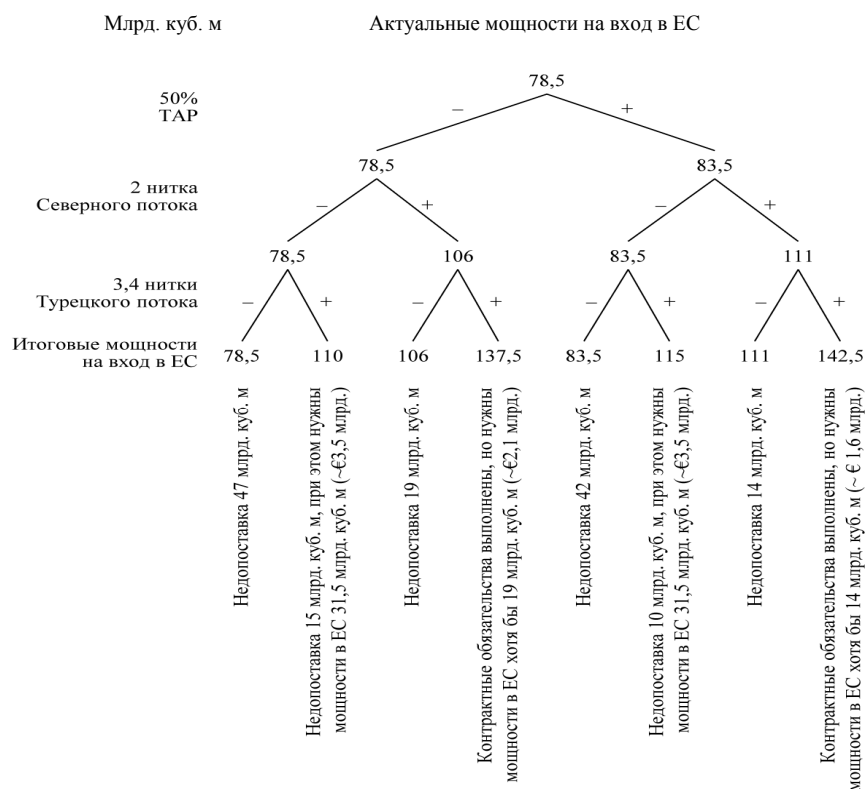


Рис. 3. Дерево сценариев поставок газа из России в ЕС

Отметим, что обеспечить поставку законтрактованных объемов можно только при сотрудничестве России и ЕС и готовности обеих сторон реализовывать меры, создающие гарантии безопасности газоснабжения европейских потребителей. Необходимым минимумом при этом является: 1) ввод Россией третьей и четвертой ниток Турецкого потока с обеспечением со стороны ЕС строительства новых газотранспортных мощностей для принятия российского газа (в размере как минимум 14-19 млрд. куб. м, что обойдется в 1,6-2,1 млрд. евро в зависимости от сценария); 2) создание условий для использования полной мощности Северного потока. В противном случае возникает невыгодная для обеих сторон ситуация недопоставок российского газа в ЕС (для России это чревато выпадающими доходами, для ЕС – образованием дефицита предложения газа на рынке и возможным скачком цен).

Кроме того, приведенные расчеты демонстрируют, что, скорее всего, транзит российского газа через территорию Украины сохранится и после 2019 г., так как он будет балансировать недопоставки газа в ЕС по другим маршрутам в случае неполной реализации обозначенных выше условий. По нашим оценкам, после 2019 г. наиболее вероятные объемы прокачки газа через украинскую ГТС составят 15-20 млрд. куб. м.

Высокая капиталоемкость и сроки строительства газотранспортной инфраструктуры уже в настоящее время требуют перехода к конструктивному диалогу между Россией и ЕС по выработке взаимоприемлемых и взаимовыгодных условий сотрудничества в газовой сфере. Как показал опыт последних лет, каждая сторона последовательно и настойчиво отстаивает свои интересы, поэтому односторонний взгляд на проблему с огромной долей вероятности приведет к дальнейшим обоюдным потерям экономического характера.

Отметим, что ресурсный и производственный потенциал газовой отрасли России в направлении ЕС в рассматриваемой перспективе значителен и достигает 180-200 млрд. куб. м. Поэтому целесообразно рассмотреть возможные взаимные выгоды сценария сотрудничества в газовой сфере.

Можно предположить наращивание экспорта российского газа в Европу при предоставлении 10-15-процентной скидки под гарантию спроса на 180-200 млрд. куб. м, что позволит заместить ряд угольных мощностей в электроэнергетике ЕС и способствовать расширению доли низкоуглеродной энергетики. Кроме того, электростанции на природном газе из-за своей маневренности лучше сочетаются с возобновляемыми источниками энергии, которые также получают возможности для развития. В средне- и долгосрочной перспективе³ такое взаимодействие, наряду с планируемым уменьшением доли атомной генерации, могло бы быть наиболее выгодным (с точки зрения затрат) вариантом энергоснабжения Европы.

Если представить, что ЕС не будет сотрудничать в вопросе организации поставок российского газа на свою территорию, то объем экспорта в период после 2019 г., скорее всего, сократится примерно до 80 млрд. куб. м. В этом случае следует ожидать потока судебных разбирательств. Позиция ЕС будет сводиться к тому, что Россия имеет контрактные обязательства по поставке газа своим потребителям, соответственно вся ответственность лежит на Газпроме. Причина сокращения поставок ниже законтрактованного уровня с позиции России будет состоять в том, что ЕС в нарушение собственных же правил не обеспечил необходимых мощностей для транспорта газа от точки входа на его территорию до пунктов сдачи-приемки как на южном коридоре⁴; так и на северном (где имеется реальный прецедент недозагрузки Северного

³ Такой вариант вполне соответствует условиям широко известного сценария IEA-450, на который ориентируется Европейская комиссия при реализации своей энергетической политики.

⁴ Это касается проекта Турецкого потока, загрузка которого в случае его реализации может быть сорвана при отсутствии трубопроводной системы его продолжения.

потока). Позиции обеих сторон имеют как преимущества, так и недостатки, следовательно, последствия разногласий будут весьма неопределенными.

При этом не следует ожидать, что единственным последствием для России станет сокращение экспорта газа в ЕС. В реальности Россия будет корректировать свою стратегию. Если до сих пор газовый сектор воспринимался как генератор высокой экспортной выручки, то после осознания того, что ЕС препятствует поставкам российского газа на свою территорию, стратегия развития газового сектора России может трансформироваться в направлении поддержания конкурентоспособности (через сохранение низких внутренних цен) обрабатывающей промышленности. В этом сценарии происходит наращивание производства конкурентоспособных товаров более высокого передела, которые затем будут вытеснять с внутреннего рынка импортные товары и претендовать на определенную нишу на рынках третьих стран, в том числе конкурируя с товарами ЕС.

Другими словами, главный маневр состоит в перераспределении природной ренты из добычи газа в производство конкурентоспособной продукции, ориентированной как на внешний, так и на внутренний спрос. При этом потери в газовом секторе будут компенсироваться за счет роста доходов в других отраслях экономики. Для ЕС такое развитие событий будет связано с рядом издержек. Во-первых, очевидно, что ЕС понесет дополнительные затраты, связанные с замещением российского газа на своем энергетическом рынке. Во-вторых, снизится спрос России на поставки энергетического оборудования из ЕС. В-третьих, возрастет конкуренция как с российской промышленной продукцией, так и с продукцией стран, которые смогут договориться с Россией о поставках дешевого углеводородного сырья.

Графически альтернативы поведения России в зависимости от логики выстраивания газовых отношений с ЕС можно представить следующим образом (рис. 4).

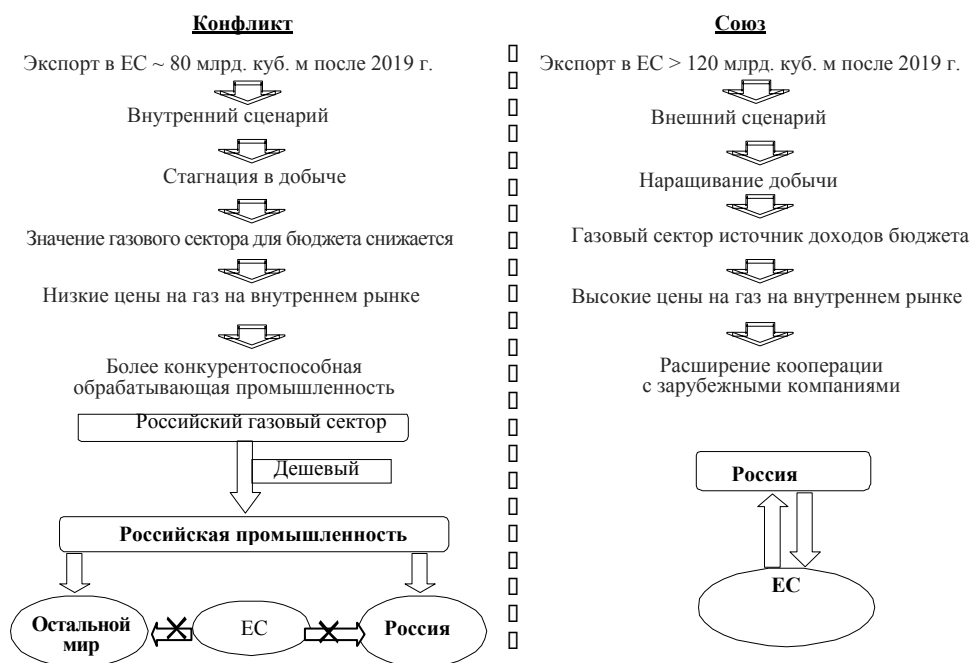


Рис. 4. Логика развития союза и конфликта в газовой сфере

В связи с этим могут быть сформированы следующие сценарии прогнозов газовых балансов для России (табл. 4).

Таблица 4

Прогнозные газовые балансы России, по вариантам*, млрд. куб. м

Показатель	2000 г.		2005 г.		2010 г.		2015 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
	БЗ	СП	БЗ	СП	БЗ	СП	БЗ	СП	БЗ	СП	БЗ	СП	БЗ	СП
Добыча природного газа	584	584	641	641	651	651	661	661	713	703	747	744	780	780
Импорт	40	40	55	55	36	36	30	30	17	17	16	16	15	15
Экспорт	194	194	209	209	180	180	190	190	224	199	249	222	274	244
в СНГ	60	60	48	48	70	70	45	45	60	60	63	63	65	65
в Европу и Турцию	134	134	162	162	107	107	142	142	140	115	143	115	145	115
в АТР	0	0	0	0	2	2	3	3	24	24	44	44	64	64
Заказка газа в ПХГ (нетто)	7	7	4	4	7	7	40	40	43	43	45	45	47	47
Собственные нужды ГТС	50	50	52	52	44	44	461	461	463	478	468	493	474	504
Потребление газа	373	373	431	431	456	456	461	461	463	478	468	493	474	504

* БЗ – базовый сценарий; СП – сокращение поставок в ЕС.

Источник: расчеты авторов.

Основным отличием сценария «Конфликт» является снижение экспорта природного газа в Европу и Турцию, а также наращивание внутреннего потребления газа, в первую очередь в химической промышленности, металлургии и производстве неметаллических минеральных продуктов.

Для анализа последствий переориентации части природного газа на внутренние нужды целесообразно оценить возможный эффект, связанный с динамикой производства по видам экономической деятельности, являющимися важнейшими потребителями данного вида энергетических ресурсов.

Наибольшая доля затрат на газ в структуре производства отмечается в химическом производстве и производстве прочих неметаллических минеральных продуктов, а также металлургическом производстве (табл. 5). Избыток газа на внутреннем рынке может обеспечить замораживание или замедление роста тарифов для внутренних потребителей. Наши расчеты показывают, что при снижении цен на газ на 20% можно ожидать роста доли добавленной стоимости в важнейших видах экономической деятельности в диапазоне от 0,1-1,5 проц. п. При этом суммарное увеличение производства за счет улучшения характеристик конкурентоспособности может составить до 1,7% в химическом производстве, 1,6% в производстве неметаллических минеральных продуктов, около 0,5% по машиностроительным видам деятельности.

Таблица 5

Возможное изменение финансово-экономических показателей по важнейшим видам промышленной деятельности при снижении цен на газ на 20%

Вид деятельности	Доля добавленной стоимости в выпуске, %	Доля природного газа в структуре затрат, %	Ожидаемый рост доли добавленной стоимости, проц. п.	Ожидаемый рост выпуска, %	Мультипликатор отрасли на валовой выпуск, на 1 руб. прироста производства
Химическое производство	35,2	9,2	1,5	101,7	1,14
Производство резиновых и пластмассовых изделий	33,1	0,9	0,1	100,2	1,05
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	38,5	9,7	1,5	101,6	1,32
Металлургическое производство	28,1	3,3	0,6	100,7	1,38
Производство машин и оборудования	44,2	0,9	0,4	100,5	1,17
Производство электрического, электронного и оптического оборудования	41,7	0,8	0,5	100,5	1,10
Производство транспортных средств и оборудования	30,4	0,5	0,5	100,5	1,16

Источник: расчеты авторов.

Если оценить, как при таком развитии событий может складываться баланс экономических эффектов российской экономики, то следует отметить, что рост ценовой конкурентоспособности российского экспорта позволяет компенсировать потери от возможного снижения доходов при уменьшении поставок природного газа в Европу. В частности, ежегодный объем снижения экспорта газа в ценах 2015 г. оценивается в 4,7 млрд. долл. При этом рост ценовой конкурентоспособности российской продукции обрабатывающих производств позволяет компенсировать эти потери. В частности, по нашим оценкам, экспорт химической продукции увеличивается на 2,1 млрд. долл., неметаллических минеральных продуктов на 1,2 млрд. долл., металлургической продукции на 1,7 млрд. долл., машиностроительной продукции на 1 млрд. долл. В результате для российской экономики формируется положи-

тельный баланс экспортных доходов от изменения структуры внешнеэкономических потоков более чем в 1,3 млрд. долл.

Безусловно, на динамику торговли влияет масса факторов, и приведенные расчеты являются достаточно приближенными, однако они демонстрируют, что изменение ориентации газовых поставок в принципиальном плане может оказывать положительное воздействие на развитие российской экономики и подобный маневр может рассматриваться в контексте формирования конструктивного сценария развития энергетики в долгосрочной перспективе.

Изменение взаимоотношений между Россией и ЕС в энергетике влечет за собой возрастание рисков отраслевого и макроэкономического характера. Ухудшение условий торговли в энергетической сфере не приведет к катастрофическим последствиям ни для одной из сторон, но поставит под угрозу механизмы взаимодействия, на выстраивание которых ушли десятилетия и огромные материальные и финансовые ресурсы. Так или иначе, Россия все равно останется важнейшим энергетическим партнером ЕС, и от уровня их взаимоотношений будет зависеть, насколько обе стороны будут конкурентоспособными в глобальной экономической конкуренции.

В заключение сформулируем несколько ключевых выводов.

Потенциальное уменьшение добычи нефти в России будет вести к снижению объемов экспорта в Европу. Это может потребовать дополнительных вложений в технологическое перевооружение европейской нефтепереработки, повышения затрат на транспортировку и логистику. По нашим оценкам, это может привести к росту цен для конечного потребителя примерно на 10 долл./барр.

Модернизация российской нефтепереработки позволяет увеличивать экспорт высококачественных моторных топлив в Европу. Доступные объемы экспорта (50 млн.т.) позволят повысить эффективность европейской нефтепереработки и не повлекут за собой отрицательных макроэкономических эффектов.

Ресурсный потенциал природного газа в направлении Европейского союза оценен в 180-200 млрд. куб. м в год. Ограничения, связанные с состоянием транспортной инфраструктуры, позволят за пределами 2019 г. экспортировать лишь от 72,5 до 142,5 млрд. куб. м в год. В зависимости от европейской позиции по вопросу энергетического сотрудничества Россия может изменить стратегию в газовом секторе и совершить маневр в интересах внутренних потребителей газа.

Россия и ЕС являются естественными партнерами в энергетическом секторе. Их сотрудничество способно формировать дополнительные объемы доходов для каждой из сторон. Возможности использования этого потенциала зависят от политических решений.

Литература

1. Roadmap – EU-Russia Energy Cooperation until 2050. Электронный ресурс. Режим доступа: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_03_eu_russia_roadmap_2050_signed.pdf
2. Dickel R. et al. Reducing European Dependence on Russian Gas // OIES Paper NG92. 2014.
3. Ивантер В.В. и др. Россия и Европа: энергосоюз или энергоконфликт? // Проблемы прогнозирования. 2007. № 2. С. 3-15.
4. Гурвич Е.Т. Нефтегазовая рента в российской экономике // Вопросы экономики. 2011. № 11. Режим доступа: <http://www.wiod.org>