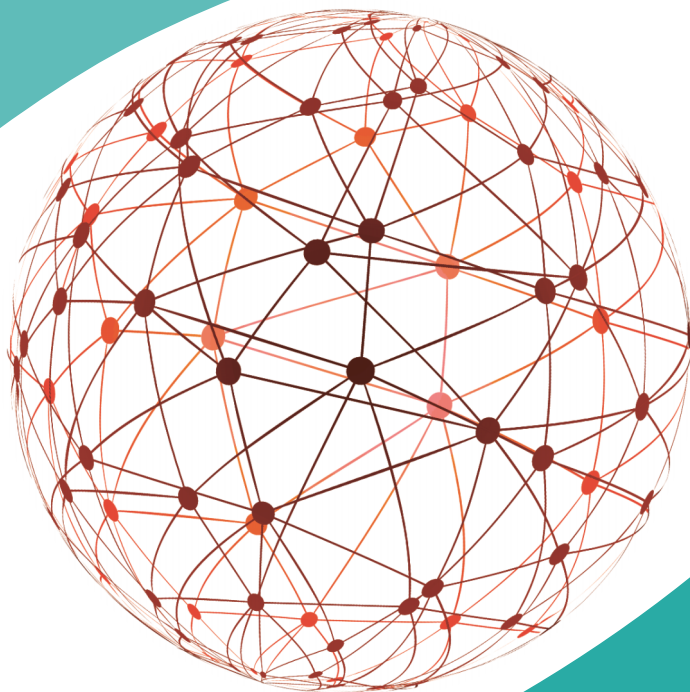
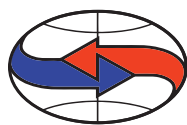


№ 4 (8) / 2019



ГЕОЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



Институт стран СНГ

Научно-аналитический журнал

ГЕОЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

№ 4 (8)

Москва

2019

РЕДАКЦИЯ:

Главный редактор – А. А. Миграянн, доктор экономических наук, профессор
Редактор – О. А. Борисова, научный сотрудник отдела экономических исследований
Института стран СНГ

Редактор-корректор – Е. А. Фадеева

Вёрстка – Л. М. Беленький

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА УЧРЕДИТЕЛЕЙ – К. Ф. ЗАТУЛИН,
директор Института стран СНГ (Института диаспоры и интеграции)

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА – В. Г. ЕГОРОВ,
доктор исторических наук, доктор экономических наук, профессор

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Бахрамов С. А., доктор физико-математических наук, профессор, академик Академии Республики Узбекистан, руководитель отделения физико-математических наук Академии РУз

Вардомский Л. Б., доктор экономических наук, профессор, руководитель Центра постсоветских исследований Института экономики РАН

Дзарасов Р. С., доктор экономических наук, заведующий кафедрой политической экономики и истории экономической науки Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова

Конотопов М. В., доктор экономических наук, профессор, заместитель заведующего кафедрой экономической теории ИЭ РАН

Кошкин А. П., доктор политических наук, профессор, заведующий кафедрой политологии и социологии Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова

Кузнецова О. Д., доктор экономических наук, профессор кафедры истории экономических наук Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова

Маркаров А. А., доктор политических наук, профессор Ереванского государственного университета

Матвеев И. Е., кандидат экономических наук, заместитель директора Всероссийского научно-исследовательского конъюнктурного института (ВНИКИ)

Олимов М. А., доктор исторических наук, профессор кафедры зарубежного регионоведения Таджикского национального университета

Панова Г. С., доктор экономических наук, профессор, заведующая кафедрой «Банки, денежное обращение и кредит» Московского государственного института международных отношений (Университета) МИД России

Рахимов М. А., доктор исторических наук, профессор, Координационно-методический центр новейшей истории Узбекистана

Суварян Ю. М., доктор экономических наук, профессор, академик-секретарь Отделения арменоведения и общественных наук, Национальная Академия наук Республики Армения

Тавадян А. А., доктор экономических наук, профессор, руководитель Центра экономических исследований Армении

Устюжанина Е. В., доктор экономических наук, заведующая кафедрой экономической теории Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова

Файзуллоев М. К., доктор экономических наук, профессор, декан экономического факультета, Российско-Таджикский (Славянский) университет

Хейфец Б. А., доктор экономических наук, профессор, главный научный сотрудник Института экономики РАН, профессор Финансового университета при Правительстве РФ

Хусаинов Б. Д., доктор экономических наук, профессор, академик Казахской Академии Национальных естественных наук, директор, частное учреждение «Центр исследований мировой экономики»

Чуфрин Г. И., доктор экономических наук, профессор, академик РАН, руководитель научного направления, Центр постсоветских исследований ИМЭМО РАН

Штоль В. В., доктор политических наук, профессор, кафедра международных отношений, Дипломатическая Академия МИД РФ

Эмри И., доктор профессор Люблянского университета (Словения)

ОТ РЕДАКЦИОННОЙ КОЛЛЕГИИ

Энергетика как базовый сектор российской экономики формирует внешнеэкономическую повестку России, определяет эффективность её национальной экономики и обеспечивает её статус и геополитическую конкурентоспособность на мировой арене. В связи с этим комплексные исследования факторов, влияющих на конкурентоспособность нефтегазовой отрасли России, позволяют сформировать реалистичную картину механизмов и инструментов конкурентной борьбы в данном сегменте мирового рынка. Изучению этих вопросов и посвящён специальный проект Института стран СНГ «Геоэкономика энергетики».

Институт стран СНГ издаёт научно-аналитический журнал «Геоэкономика энергетики», в котором представлены исследования сотрудников и приглашённых экспертов по актуальным вопросам развития энергетического сектора России.

«Геоэкономика энергетики» специализируется на исследовании геоэкономических и геополитических факторов, оказывающих влияние на интересы российских производителей и экспортёров углеводородов, перспективы российских инфраструктурных проектов в жёсткой конкурентной борьбе на мировом рынке энергоресурсов. Особое внимание в журнале будет уделяться состоянию и факторам развития энергетического сектора стран СНГ и Европейского союза, которые конкурируют и/или взаимодействуют с российскими энергетическими компаниями и в целом оказывают влияние на российскую экономику.

В журнале представлены научные и аналитические материалы (статьи, мнения экспертов), имеющие теоретическую и практическую направленность с целью исследования состояния рынка углеводородов с точки зрения внешнеполитической и экономической конъюнктуры.

Журнал издаётся в печатном виде с электронным приложением, в котором будут публиковаться комментарии авторов и мониторинги событий по актуальным вопросам в области рынков энергоресурсов, инфраструктуры рынков, энергетического сотрудничества, геополитики и крупных энергетических проектов.

Планируются также публикации обзоров по результатам научных исследований Института стран СНГ и приглашённых специалистов о роли и интеграционном потенциале энергетического сектора России, состоянии и перспективах его развития с учётом совокупности факторов и интересов основных партнёров страны.

СОДЕРЖАНИЕ

МИРОВЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ РЫНКИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

- М. СОКОЛЬНИКОВ. *Ближайшие двадцать лет энергетики. Отчёт ВР и мнения российских экспертов* 5

ИНфраСТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

- Д. ХАРИТОНОВА. *Нефтегазовая энергетика Китая: состояние и перспективы* 15

ГЕОПОЛИТИКА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- В. ЕГОРОВ. *Геополитические аспекты развития мировой транспортной системы* 32

ЕВРАЗИЙСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ И ОБЩИЕ РЫНКИ

- А. МИГРАНЯН. *Формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС* 44

- Е. ШАВИНА. *Особенности создания и функционирования общего рынка газа ЕАЭС* 61

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

- А. БОЙКО. *Перспективные направления сотрудничества ЕАЭС на региональном и глобальном рынке технологий и оборудования ядерного топливного цикла* 75

- С. ЛАВРЕНОВ. *Российско-молдавские договорённости в газовом секторе* 91

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

- И. МАТВЕЕВ. *Оценка развития энергетики Китая и перспектив сотрудничества с Россией* 102

ИНСТИТУТЫ И ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

- М. ТКАЧЕНКО, А. ТУМАНОВА. *Совершенствование механизма таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов государств-членов ЕАЭС* 118

СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ТЕКСТЕ 130

СОДЕРЖАНИЕ НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ 131

Максим СОКОЛЬНИКОВ

БЛИЖАЙШИЕ ДВАДЦАТЬ ЛЕТ ЭНЕРГЕТИКИ. ОТЧЁТ ВР И МНЕНИЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПЕРТОВ

В данной статье освещены последние тенденции энергетических рынков, представленные в прогнозе развития мировой энергетики *BP Energy Outlook*, а также реакция Российского экспертного сообщества на данную аналитику. Во-первых, спрос на энергоносители изменяется под влиянием неравномерности мирового экономического развития. Во-вторых, важным аспектом является изменение энергетического баланса за счёт всё большего осознания экологических проблем, вызываемых использованием ископаемых видов топлива. Кроме спроса меняется и предложение, отмечается рост поставок из США, что, соответственно, значительно меняет транспортные потоки. Различные модели прогнозирования обозначают широкий диапазон возможных векторов развития мировой экономики и тем самым вносят неопределённость на рынке энергоресурсов, который, согласно этим моделям, может как расти, так и стагнировать. Принимая также во внимание рост доли возобновляемых источников энергии и рост роли природного газа, можно сделать вывод о всё большем сокращении каменного угля в энергетических балансах. Несмотря на то, что нефть испытывает схожее с углём давление со стороны набирающих силу газа и источников возобновляемой энергии, прогноз для неё более благоприятный. Моделируются два сценария. Сценарий замедления роста экономики в связи с торговыми войнами, ростом протекционизма и прочих деструктивных факторов и сценарий перераспределения энергоресурсов в энергетическом балансе в ходе естественного вытеснения традиционных энергоресурсов низкоуглеродистыми или источниками возобновляемой энергии.

СОКОЛЬНИКОВ Максим Александрович — экономист, академический советник секции Новых технологических укладов Российской инженерной академии, научный сотрудник Отдела экономических исследований Института стран СНГ. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 119180, ул. Б. Полянка, д. 7/10, стр. 3. E-mail: Sokolnikovmaxima@gmail.com. SPIN-код: 6704-0554.

Ключевые слова: углеводороды, нефть, газ, спрос, предложение, энергетический баланс, возобновляемая энергетика, ОПЕК.

Введение

На форуме «Нефтегазовый диалог» в ИМЭМО РАН был представлен «Прогноз развития мировой энергетики до 2040 г». (*BP Energy Outlook*). [*BP Energy Outlook 2019 edition*, 2019] На встрече присутствовали российские эксперты и главный экономист компании *BP* Спенсер Дейл. На данной встрече был поднят ряд важных вопросов в энергетической сфере и уделено внимание темам, по которым аналитики компании *BP* расходятся в прогнозах с экспертами, чьим мнением руководствуется российское правительство.

Спрос

В глобальной структуре спроса на энергоносители происходят изменения, страны с развивающейся экономикой становятся основными потребителями энергии. Если в 1990 г. на ОЭСР (Организация экономического сотрудничества) приходилось почти две трети спроса на электроэнергию, а на развивающиеся страны — только одна треть, то по одному из сценариев ситуация почти полностью изменится к 2040 г., причём на долю стран, не входящих в ОЭСР, будет приходиться более двух третей спроса. Большая часть увеличения спроса на энергию придётся на развивающиеся страны Азии (Индия, Китай и другие страны), где рост благосостояния и повышение уровня жизни населения способствуют увеличению потребления энергии на душу населения. [Спрос на энергоносители... 2018] Переход Китая к этапу замедленного экономического роста означает, что к середине 2020-х гг. Индия перегонит Китай и станет крупнейшим в мире растущим рынком. Несмотря на это, Китай останется крупнейшим рынком энергоносителей — примерно в два раза больше Индии к 2040 г. С другой стороны, потребление Африки остаётся небольшим, по сравнению с её размерами: к 2040 г. на долю Африки придётся почти четверть населения мира, но только 6 % спроса на энергию.

Энергетический баланс

Различия в топливном балансе между регионами оказывают важное влияние на перераспределение их общемировой доли. Обе страны, на которые приходится самый быстрый рост спроса на энергоносители — Индия и Китай, начинают с относительно углеёмких топливных смесей. В сценарии энергетического переворота доля угля в Китае резко снижается — с 60 % в 2017 г. до около 35 % в 2040 г. Это в значительной степени компенсируется увеличением доли возобновляемых источников энергии и природного газа. Действительно, в Китае рост неископаемых видов топлива (возобнов-

ляемые источники энергии плюс ядерная и гидроэнергетика) более чем соответствует общему росту спроса на энергию. Напротив, доля угля в Индии снижается лишь незначительно, что обусловлено увеличением потребления угля в энергетическом секторе. США и ЕС имеют диверсифицированные топливные системы и, по прогнозам, следуют тем же траекториям снижения доли угля и нефти, компенсируя это увеличением использования возобновляемых источников энергии, а в США ещё и природного газа. Увеличение доли газа отмечается российскими экспертами как позитивный фактор для российской экономики. Переход на газ наиболее ярко выражен в КНР, крупнейшем потребителе энергоресурсов, а Россия уже сегодня имеет построенный в данную страну газопровод, что позволяет говорить о существенной и высоковероятной экономической возможности, возникающей в рамках предсказанных компанией *ВР* изменений.

Поставщики

Глобальная структура производства энергии меняется в связи с сильным ростом поставок из США и замедлением роста в Китае. Производство энергии в США заметно возрастает, что обусловлено ростом нефте- и газодобычи, а также возобновляемых источников энергии. США будут являться крупнейшим источником роста производства энергии до середины 2020-х гг., после чего рост замедлится по мере достижения пикового значения добычи нефти, а затем постепенно снизится. Рост производства энергии в Китае заметно замедляется относительно последних 20 лет, поскольку Китай приспосабливается к более устойчивой модели экономического роста. Несмотря на это замедление, Китай остаётся крупнейшим в мире источником роста генерации, что обусловлено быстрым ростом использования возобновляемых источников энергии и ядерной энергетики. Ближний Восток сохраняет свою роль в качестве ключевого источника энергоресурсов. Доля России в мировом производстве энергии несколько снижается, что в значительной степени отражает снижение её доли в мировом производстве газа. Несмотря на это, Россия остаётся крупнейшим в мире экспортёром нефти и газа.

Транспортировка

Разнонаправленные тенденции в спросе и производстве энергии приводят к значительным логистическим изменениям. Различные региональные тенденции в потреблении и производстве энергии приводят к значительным изменениям в структуре торговли энергией во всём мире. Отметим резко контрастирующие закономерности в энергетических балансах (потребление минус производство). Быстрый рост добычи дефицитной нефти и сланце-

вого газа в США приводит к значительному увеличению чистого экспорта энергии из Северной и Южной Америки, так что к 2040 г. Америка видится как важный источник экспорта энергии для остального мира. Напротив, быстрый рост спроса на энергоносители в Азии, особенно в Индии, Китае и других азиатских странах, усиливает позиции данного региона как крупнейшего рынка энергоносителей. Медленный рост энергопотребления относительно производства позволяет России и другим странам СНГ увеличивать свою долю в мировом экспорте энергоносителей. В отличие от этого, чистый экспорт энергии Ближнего Востока и Африки относительно не изменился. Наиболее перспективным для России становится именно расширение использования сжиженного природного газа. Несмотря на то, что эта технология безусловно даёт возможность по расширению рынков сбыта, превращая газовый рынок из регионального в глобальный, тот же самый факт означает появление большего количества конкурентов. Причём для России это может означать больше негативных, чем позитивных последствий, т. к. обладая возможностью трубопроводных поставок на рынок Европы и Китая, она лишается во многом монополистического положения.

Замедление экономики

Альтернативный сценарий: эскалация торговых споров может снизить спрос на энергию и торговлю ей. Международная торговля имеет значительное влияние на мировую энергетическую систему: она поддерживает экономический рост и позволяет странам диверсифицировать свои источники энергии. Если торговые споры обострятся, они могут оказать существенное влияние на перспективы развития энергетики. Данный сценарий рассматривает вариант, при котором торговые споры усиливаются и оказывают постоянное влияние на энергетическую систему. В частности:

- предполагается, что снижение открытости мировой экономики приведёт к незначительному снижению (0,3 процентных пункта в год) роста мирового ВВП;
- возросшие опасения по поводу энергетической безопасности побуждают страны устанавливать небольшую премию за риск (10 %) на импортируемые источники энергии.

Замедление роста ВВП снижает достижимый к 2040 г. уровень мирового ВВП на 6 % и спрос на энергоносители на 4 %, в сравнении с другими сценариями, причём эти падения сосредоточены в странах и регионах, наиболее вовлечённых во внешнюю торговлю. Низкий уровень спроса на энергию вместе с возросшей озабоченностью по поводу энергетической безопасности приводит к резкому сокращению торговли энергоресурсами, поскольку общий спрос падает и страны возвращаются к источникам, производимым внутри страны. Это оказывает существенное влияние на крупнейших

экспортёров нефти и газа, таких как Россия и США. Рост чистого экспорта России нефти и газа к 2040 г. в сценарии, подразумевающем протекционизм и замедление экономики, снизится более чем на 50 %. Влияние на рост чистого экспорта нефти и газа из США ещё более заметно, поскольку США потребляют больше своего газа внутри страны, что сдерживает рост использования возобновляемых источников энергии. К 2040 г. экспорт нефти и газа из США в сценарии замедления экономики будет примерно на две трети ниже, чем при уходе от протекционизма и торговых войн. С точки зрения импорта, энергетический дефицит основных импортёров нефти и газа, таких как Китай и Индия, меньше. Например, импорт нефти и газа из Китая в негативном сценарии (протекционизм и торговые войны), соответственно на 12 % и 40 % ниже, чем в позитивном. Это сокращение импорта энергии связано как с более низким общим уровнем потребления энергии, так и с переходом от нефти и газа к возобновляемым источникам энергии, произведённым внутри страны.

Снижение содержания углерода

Переход к низкоуглеродной энергетической системе продолжается, и возобновляемая энергия и природный газ приобретают всё большее значение по сравнению с нефтью и углём. [Горнов, 2019] В сценарии активного перехода возобновляемые источники энергии и природный газ обеспечивают почти 85 % прироста первичной энергии, причём их значение возрастает по сравнению со всеми другими источниками энергии. Возобновляемая энергия (7,1 % в год) является наиболее быстро растущим источником энергии, обеспечивающим половину роста мировой энергетики, причём её доля в первичной энергии возрастет с 4 % на сегодняшний день до примерно 15 % к 2040 г. Природный газ (1,7 % в год) растёт гораздо быстрее, чем нефть или уголь. Нефть (0,3 % в годовом выражении) растёт в первой половине прогноза. Потребление угля (–0,1 % в год) в мировой энергетической системе снижается до самого низкого уровня с промышленной революции.

Жидкое топливо

Мировой рынок жидкого топлива будет продолжать расширяться, при этом растущий спрос со стороны развивающихся стран будет удовлетворяться за счёт увеличения поставок, в основном из США и стран ОПЕК. В сценарии трансформации энергетического баланса глобальный спрос на жидкое топливо — сырую нефть и конденсаты, газоконденсатные газы (NGL) и другие жидкости — увеличивается на 10 МБ/день, достигая уровня около 108 МБ/день к 2030 г. Весь рост спроса приходится на развивающиеся

ся страны, что обусловлено ростом среднего класса в развивающихся странах Азии. Потребление жидкого топлива в ОЭСР возобновляет тенденцию к снижению.

Рост спроса первоначально был удовлетворён со стороны производителей, не входящих в ОПЕК. Но в связи с сокращением добычи нефти в США в период 2030–2040 гг., ОПЕК становится основным источником дополнительных поставок. Объём производства ОПЕК увеличится на 4 Мб/д к 2040, и весь этот рост сконцентрируется в 2030-х гг. Объём поставок, не связанных с ОПЕК, увеличивается на 6 Мб/д, в частности из таких стран, как США (5 Мб/д), Бразилия (2 Мб/д) и Россия (1 Мб/д).

Спрос на жидкое топливо, по-видимому, будет расти в течение некоторого периода, а затем постепенно упадёт по мере повышения эффективности транспортного сектора. В сценарии трансформации энергетического баланса потребление жидкого топлива увеличивается на 10 Мб/д (с 98 Мб/д до 108 Мб/д), причём большая часть этого роста произойдёт в течение следующих десяти лет. Спрос на жидкое топливо по-прежнему доминирует в транспортном секторе, и его доля в потреблении остаётся на уровне около 55 %. Транспортный спрос на жидкое топливо увеличится с 56 Мб/д до 61 Мб/д к 2040 г., причём это увеличение будет поделено между автомобильным транспортом (2 Мб/д) (в равных долях между легковыми, грузовыми автомобилями и двух-трёхколёсными ТС) и авиацией/ морским транспортом (3 Мб/д). Но рост спроса, связанный с транспортной отраслью, исчезает по мере повышения эффективности транспортных средств и альтернативных источников энергии, проникающих в транспортную систему [Кутузова, 2019]. Напротив, прирост эффективности при несжигаемом применении нефти, особенно в качестве сырья для нефтехимии, более ограничен. В результате несжигаемое использование нефти становится основным источником роста спроса, увеличиваясь до 22 Мб/день к 2040 г.

Нефть

Хотя невозможно дать точные прогнозы, мир, похоже, будет потреблять значительные объёмы нефти (сырая нефть и природный газ) в течение нескольких десятилетий, что потребует значительных инвестиций. Сроки пикового спроса варьируются от следующих нескольких лет до 2040 г. Несмотря на эти различия, все сценарии предполагают, что, *во-первых*, нефть продолжит играть важную роль в глобальной энергетической системе в 2040 г., при этом уровень спроса на нефть в указанном году составит от 80 Мб/день до 130 Мб/день. [Мордюшенко, 2019].

Во-вторых, необходимы значительные объёмы инвестиций, чтобы в 2040 г. был достаточный объём поставок нефти для удовлетворения спроса. Если будущие инвестиции будут ограничены разработкой существую-

щих месторождений и не будет инвестиций в новые производственные районы, мировое производство будет снижаться со средней скоростью около 4,5 % в год (по оценкам МЭА), подразумевая, что мировые поставки нефти в 2040 г. составят всего около 35 Мб/д. Для преодоления разрыва между предложением и любым из сценариев спроса потребуется много триллионов долларов инвестиций в течение следующих 20 лет. Первоначально в поставках жидких энергоресурсов преобладает нефть из США, а добыча ОПЕК увеличивается только по мере сокращения поставок нефти из США. В сценарии изменения энергетического баланса общий объём производства жидкостей в США составляет основной объём роста мировых поставок до 2030 г., что обусловлено сланцевыми месторождениями США. Объём добычи сырой нефти в США в ближайшие 10 лет увеличится почти на 6 Мб/день, достигнув пика в районе почти 10,5 Мб/день в конце 2020-х гг., а затем к 2040 г. упадёт до уровня около 8,5 Мб/день. Укрепляется позиция США как крупнейшего в мире производителя жидкого топлива. По мере сокращения добычи нефти в США, это пространство заполняется добычей стран ОПЕК, что более чем объясняет увеличение поставок жидкости в последнее десятилетие рассматриваемого периода. Увеличение добычи ОПЕК помогает странам-членам ОПЕК реагировать на растущее изобилие мировых нефтяных ресурсов путём реформирования экономики этих государств и уменьшения их зависимости от нефти.

Скорость и масштабы этой реформы являются ключевой неопределённостью, влияющей на перспективы мировых рынков нефти. Замедление добычи ОПЕК в течение первой части рассматриваемого в прогнозе периода приводит к тому, что доля ОПЕК в мировом производстве жидкостей падает до самого низкого уровня с конца 1980-х гг., а затем восстанавливается. Прогноз роста добычи нефти в России вызвал наибольшее количество споров на представлении результатов прогноза в ИМЭМО. Национальные эксперты высказывали позицию, согласующуюся с данными и прогнозами, предоставляемыми правительством РФ. По данным прогнозам, ожидается сокращение добычи нефти. Представители ВР оценивали возможный рост добычи, исходя из применения в российской практике технологий, позволяющих существенно повысить коэффициент извлекаемости нефти и тем самым удержать и даже увеличить добычу нефти без открытия новых месторождений. В пример приводилось Самотлорское месторождение [Никифоров, 2019].

Выводы

На сегодняшний день международные политико-экономические отношения находятся в состоянии разбалансировки, что заставляет экспертов прибегать к построению нескольких прогнозных моделей. Модель, пред-

полагающая развитие деструктивных для глобализации тенденций, включающих протекционизм, торговые войны и прочее политическое влияние на мировой обмен товарами, предполагает замедление роста спроса на энергоресурсы и, таким образом, растянутый переход к возобновляемым и низкоуглеродным энергоресурсам. Позитивная модель, в которой данные тенденции затухают и возвращаются интеграционные процессы, подразумевает ускоренное замещение традиционных для сегодняшнего дня энергоресурсов экологически приемлемыми. Несмотря на отличия, обе модели предполагают значительное снижение доли угля в энергетическом балансе, и сохранение ведущей роли нефти как энергоресурса на ближайшие 20 лет.

Список литературы

BP Energy Outlook 2019 Edition // <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>, дата обращения 10.12.2019.

Горнов С. 2019. До 2040 г. Россия остаётся одним из крупнейших мировых производителей и экспортёров энергоносителей // <http://dialog.msk.ru/>, дата обращения 10.12.2019.

Кутузова М. 2019. Трудная «эволюция» энергетики // <http://neftianka.ru/prognoz-ot-bp-trudnaya-evolyuciya-energetiki/>, дата обращения 10.12.2019.

Мордюшенко О. 2019. Миру не уйти от нефти и газа // <https://www.kommersant.ru/doc/3555103>, дата обращения 10.12.2019.

Никифоров Н. 2019. Сценарии развития мировой энергетики до 2040 г. // <http://www.energovector.com/portrait-globalnoe-potreblenie-energoresurov-mojet-vyrasti-na-tret.html>, дата обращения 10.12.2019.

Спрос на энергоносители продолжит увеличиваться благодаря быстрому росту развивающихся экономик // <https://neftegaz.ru/news/energy/203316-bp-energy-outlook-2018-spros-na-energonositeli-prodolzhit-uvelichivatsya-blagodarya-bystromu-rostu-r/>, дата обращения 10.12.2019.

Maxim A. SOKOLNIKOV,

Economist, Academic Adviser to the Section of New Technological Paradigms of the Russian Academy of Engineering, Researcher of the Economic Research Department of the Institute of CIS.

Address: 7/10 b. 3 B. Polyanka str., Moscow, 119180, Russian Federation.

E-mail: Sokolnikovmaxima@gmail.com

SPIN-code: 6704-0554

THE NEXT TWENTY YEARS OF ENERGY. BP REPORT AND OPINIONS OF RUSSIAN EXPERTS

Keywords: hydrocarbons, oil, gas, demand, supply, energy balance, renewable energy, OPEC.

Abstract

This article highlights the latest trends in energy markets presented in the forecast for the development of global energy «BP Energy Outlook», as well as the reaction of the Russian expert community to this. Firstly, energy demand is changing under the influence of uneven global economic development. Secondly, an important aspect is the change in the energy balance due to the increasing awareness of environmental problems caused by the use of fossil fuels. In addition to demand, supply is also changing, supply growth from the USA is developing, which accordingly significantly changes transport flows. Various forecasting models indicate a wide range of possible vectors for the development of the global economy and thereby introduce uncertainty into the energy market, which, according to these models, can both grow and stagnate. Complementing this with an increase in the share of renewable energy sources and an increase in the role of natural gas, conclusions are drawn about a growing reduction in coal in energy balances. Despite the fact that oil is experiencing a pressure similar to coal from gas and renewable energy sources, the prognosis is more favorable. Two scenarios are simulated. The scenario of economic slowdown due to trade wars, the growth of protectionism and other destructive factors, and the scenario of redistribution of energy resources in the energy balance during the natural displacement of traditional energy resources by low-carbon or renewable energy sources.

References

BP Energy Outlook 2019 Edition // <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>, accessed 10.12.2019. (InEng.)

Gornov S. 2019. Until 2040, Russia Remains One of the World's Largest Producers and Exporters of Energy // <http://dialog.msk.ru/>, accessed 10.12.2019. (InRuss.)

Kutuzova M. 2019. The Difficult «Evolution» of Energy // <http://neftianka.ru/prognoz-ot-bp-trudnaya-evolyuciya-energetiki/>, accessed 10.12.2019. (InRuss.)

Mordyushenko O. 2019. The World cannot Escape from Oil and Gas // <https://www.kommersant.ru/doc/3555103>, accessed 10.12.2019. (InRuss.)

Nikiforov N. 2019. Scenarios of World Energy Development up to 2040 // <http://www.energovector.com/portrait-globalnoe-potreblenie-energoresursov-mojet-vyrasti-na-tret.html>, accessed 10.12.2019. (InRuss.)

Energy Demand Will Continue to Increase Due to the Rapid Growth of Emerging Economies // <https://neftegaz.ru/news/energy/203316-bp-energy-outlook-2018-sprosn-na-energonositeli-prodolzhit-uvlechivatsya-blagodarya-bystromu-rostu-r/>, accessed 10.12.2019. (InRuss.)

Дарья ХАРИТОНОВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА КИТАЯ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В 2018 г. Китайская Народная Республика (КНР) запустила государственную программу «Победа в битве за голубое небо». Таким образом, актуальным направлением для исследования является энергетика Китая. Автор исследует энергетическое сотрудничество Китая с другими государствами в нефтегазовой сфере. В частности, он рассматривает поставки нефти, магистрального трубопроводного и сжиженного природного газа. Исследователь не обходит своим вниманием энергетические взаимоотношения с Россией. Он отмечает, что эти отношения имеют позитивную динамику развития, что привело к созданию и запуску 2 декабря 2019 г. газового проекта «Сила Сибири – 1».

Тем не менее Поднебесная ввиду своего индустриального и технологического развития в среднесрочной перспективе нуждается в большем количестве энергоресурсов, в том числе природного газа, что могло бы быть обеспечено в будущем также и стратегическим партнёром Китая – Россией. Однако Пекин не спешит подписывать ещё один долгосрочный контракт на поставки природного газа с Москвой, затягивая обсуждение цены на потенциальный природный газ.

Государственная энергетическая политика Китая базируется на разработке и финансировании собственных энергетических проектов, а также поддержании устойчивого внутреннего спроса и предложения на энергетическом рынке. Внешние конъюнктурные обстоятельства, например, такие как торговая война с США и финансово-экономические санкции против Ирана, прямо затронули энергетический сектор Китая. Данная ситуация привела Пекин к более острому поиску потенциальных энергетических партнёров и открыла новые перспективы освоения собственных месторождений.

ХАРИТОНОВА Дарья Викторовна – заместитель заведующего Отделом евразийской интеграции и развития ШОС Института стран СНГ. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 119180, ул. Б. Полянка, д. 7/10, стр. 3. E-mail: dariahar09@gmail.com. SPIN-код: 7555-4681.

Ключевые слова: Китай, Россия, энергетика, нефть, природный газ, сотрудничество, СПГ, «Сила Сибири – 1»

Введение

В 2018 г. Китайская Народная Республика (КНР) запустила государственную программу «Победа в битве за голубое небо»¹. Целями данной программы являются: обеспечение перехода с угольного отопления в северных районах КНР на более экологически чистые источники энергии в теплоснабжении, уменьшение доли автомобильных и увеличение доли высокотехнологичных железнодорожных грузоперевозок, осуществление реконструкции угольных ТЭС и ТЭЦ и сталелитейных производств в условиях минимизации уровня вредных выбросов. Таким образом, в стране идёт активный процесс замены угля на более чистые источники энергии, прежде всего, на природный газ.

В данном положении Пекин вынужден наращивать импорт природного газа в среднесрочной перспективе. Но к этому вопросу КНР подходит диверсифицировано, сочетая импорт трубопроводного и сжиженного природного газа (СПГ). Отметим, что, по данным главного таможенного управления КНР, Пекин закупил в 2018 г. 124,75 млрд куб. м (из 278 млрд куб. м потраченных), включая трубопроводный газ и СПГ [Топорков, 2019], тем самым увеличив импорт газа на 31,4 млрд куб. м и обозначив рост в 31,8 % по сравнению с 2017 г. (94,6 млрд куб. м газа). Очевидно, что потребность в поставках природного газа у государства значительно возрастает. По расчётам государственной нефтегазовой компании КНР *CNOOC* («КНШНК») (дочерней компании *CNPC*), спрос на газ увеличится с 310 млрд куб. м в 2019 г. до 376 млрд куб. м в 2023 г. и до 540 млрд куб. м в 2030 г.² Некоторые эксперты полагают, что спрос на газ увеличится и до 800 млрд куб. м в 2050 г. Однако общий спрос на природный газ в КНР будет расти со скоростью около 7 % в год, и после 2025 г. темпы роста спроса несколько замедлятся, в том числе за счёт эффекта высокой базы. Поднебесная стремится достигнуть паритета в поставках как трубопроводного газа, так и СПГ, тем самым обеспечив свою энергетическую безопасность. По статистике, в 2018 г. в КНР 52 % потребности в природном газе было обеспечено собственной добычей, а 48 % было реализовано за счёт импорта. Для сохранения текущих объёмов импорта стране необходимо развитие собственного производства газа, в том числе за счёт добычи сланцевого газа, программа по получению которого была принята руководством КНР в 2016 г. Однако Пекин за последние два года столкнулся со случаями землетрясений в га-

¹ Китай в 2018 г. начнёт реализацию трёхлетней программы «Победа в битве за голубое небо» // <http://russian.cri.cn/news/homeList/380/20180204/86926.html>, дата обращения 01.12.2019.

² China to become world's top importer of natural gas in 2019 // <https://www.scmp.com/news/china/policies-politics/article/2152586/china-become-worlds-top-importer-natural-gas-2019>, дата обращения 01.12.2019.

зодобывающей провинции Сычуань, в районах проведения работ по добыче сланцевого газа. В феврале 2019 г. в уезде Жунсянь произошло землетрясение³. А двумя годами ранее — около крупного месторождения сланцевого газа Фулинь, близ города центрального подчинения Чунцин. С данными природными катаклизмами связаны акции протеста, а необходимая для добычи сланцевого газа технология гидроразрыва пласта подвергается критике из-за загрязнения окружающей среды. Стоит обратить внимание на тот факт, что Фулинское месторождение с запасом 600,8 млрд куб. м из 764,3 млрд куб. м, известных к настоящему времени на территории КНР, является крупнейшим за пределами Северной Америки.

Ввиду данных обстоятельств, КНР интенсивно закупает природный газ у третьих стран. А высокие темпы роста спроса на газ стимулируют Пекин к обеспечению стабильности долгосрочных поставок. Таким образом, Поднебесная в случае возникновения природных и техногенных катастроф на своей территории по мере возможности будет балансировать на пределах собственной добычи природного газа, решать вопрос обращением к другим видам энергетических ресурсов, импортом спотовых поставок СПГ и надёжным снабжением МГП из России и Центральной Азии. Тем самым, не ставя под сомнение свою энергетическую безопасность.

Магистральные газопроводы на энергетическом рынке Китая

Основными поставщиками трубопроводного природного газа в КНР являются: Центральная Азия (Туркмения, Узбекистан и Казахстан), Мьянма, и, с недавнего времени, Россия [*Карабьянц*, 2019а]. В 2019 г. Китай планирует импортировать по трубопроводам 57 млрд куб. м газа, в 2020 г. — 63 млрд куб. м, в 2025 г. — 121,8 млрд куб. м, а в 2030 г. — 126 млрд куб. м. На фоне развития энергетического сотрудничества с Россией, страны Центральной Азии стремятся дополнить собственное энергетическое сотрудничество с КНР с помощью строительства новых магистральных газопроводов (МГП). В основном рост поставок трубопроводного газа в КНР в настоящее время обеспечивается за счёт поставок из Центральной Азии по МГП «Центральная Азия — Китай». Его линии *А*, *В*, *С* имеют пропускную способность 55 млрд куб. м и проходят по территории Узбекистана и Казахстана, а потом пересекая китайскую границу в Синьцзян-Уйгурском автономном районе (СУАР). Отметим, что в сентябре 2014 г. началось строительство линии *Д* (через Туркмению, Узбекистан, Таджикистан и Киргизию) МГП «Центральная Азия — Китай» с пропускной способностью 30 млрд куб. м. В совокупности общий импорт природного газа с вы-

³ Из-за землетрясения на юго-западе Китая остановлена добыча сланцевого газа // <https://regnum.ru/news/accidents/2580471.html>, дата обращения 01.12.2019.

ходом на полную мощность по данному МГП должен составить 75 млрд куб. м. Однако это только в перспективе.

В 2018 г. между КНР и Казахстаном было подписано дополнительное соглашение с увеличением объёма поставок Нур-Султаном до 10 млрд куб. м. через МГП «Центральная Азия – Китай». В начале 2019 г. Казахстан завершил инвестиционный проект по увеличению пропускной способности МГП «Бейнеу – Бозой – Шымкент». В свою очередь, Киргизия актуализирует тему строительства дополнительного маршрута МГП «Центральная Азия – Китай», что позволит увеличить потенциальные поставки природного газа из Туркмении. Стоит обратить внимание на то, что Ашхабад не раскрывает данные о собственных объёмах разведывательных запасов. Возможно, что и в перспективе дополнительных поставок туркменского газа, реализуемых через Киргизию в КНР, будет недостаточно.

В политическом плане между КНР и странами Центральной Азии есть чувствительные вопросы, в том числе связанные с вопросами энергетической безопасности стран Центральной Азии. Это сопровождалось приездом большого количества китайских рабочих на территорию стран Средней Азии и занятия ими экономически перспективных рабочих позиций, что вызвало волну протеста у местного населения. Последние общественные выступления в Центральной Азии, носящие антикитайский характер, произошли в сентябре 2019 г. перед государственным визитом президента Республики Казахстан К. Токаева в Пекин. Они были направлены против открытия китайских предприятий на территории республики, выдвигались требования решить социальные проблемы трудоустройства местного населения [Смайыл, 2019].

Другая центральноазиатская республика – Туркмения – находится в зависимом положении от доминирования китайских газовых компаний и предпринимает попытки диверсификации потенциальных покупателей туркменского природного газа.

Так, весной 2019 г. были возобновлены поставки туркменского газа в Россию. По краткосрочному контракту, который действовал с 15 апреля по 30 июня 2019 г., объём поставок составил 1,2 млрд куб. м. Затем 1 июля 2019 г. ПАО «Газпром» заключил контракт на закупку природного газа у «Туркменгаза» сроком на пять лет. Отметим, что ежегодно российская компания должна будет закупать до 5,5 млрд куб. м газа [Алифиров, 2019а]. С другой стороны, продолжаются попытки создания МГП «Транскаспийский газопровод» (ТГП), где Ашхабад проводит работу по подписанию рамочного соглашения о поставках своего голубого топлива в Европу.

Другой МГП из Мьянмы (Бирмы) в Китай также заполнен недостаточными объёмами (около 4 млрд куб. м из 12 млрд куб. м пропускной способности). Тем более что с приходом к власти демократических сил в 2016 г. после пятидесятилетнего правления военных в политических и общественных

кругах юго-восточной республики сформировалась дискуссия об угрозе собственной энергетической безопасности Мьянмы на фоне поставок энергоресурсов в КНР и Таиланд.

Поставки СПГ в Китай

В такой ситуации с МГП Пекин рассматривает СПГ как альтернативу, не связанную с риском внутривластного противостояния в государстве-экспортере энергоресурсов. В Поднебесную СПГ поставляют Австралия, Катар, Малайзия, Индонезия и др. Отметим, что Катар в том году подписал новый долгосрочный контракт на поставку СПГ в КНР. Согласно которому *Qatargas* будет в течение 22 лет поставлять 4,7 млрд куб. м СПГ *PetroChina International Co., LTD*⁴.

Китай использует сланцевый газ, синтетический метан, угольный метан в качестве сырья для СПГ и активно переводит автомобильный транспорт и речные суда на газ. В 2018 г. КНР импортировала 54 млн т СПГ (из общего объёма 90,39 млн т газа), что составило 74,4 млрд куб. м после регазификации. Это на 38 % больше, чем в 2017 г. Отметим, что мировой спрос на СПГ составил 319 млн т., а его производство увеличилось до 406 млн т [Торкоров, 2019].

Несмотря на это, центральное китайское руководство финансирует местные нефтегазовые компании с целью ускорения геологоразведочных работ и освоения новых технологий и инновационных подходов к разработке нетрадиционных запасов газа. Всё это тесно связано с обеспечением энергетической безопасности КНР. Тем не менее темпы роста импорта газа выше, чем его собственная добыча. В 2020 г. КНР планирует увеличить объём потребления природного газа до 360 млрд куб. м в год, тогда как собственная добыча будет в пределах 200–220 млрд куб. м в год [Алифирова, 2019b]. Это означает, что спрос на СПГ будет расти в среднесрочной перспективе. СПГ занимает важное место в энергетическом секторе КНР, так как его основные потребители живут в прибрежных, наиболее экономически развитых районах страны.

В 2018 г. импорт СПГ в Поднебесную осуществлялся из Австралии (23,14 млн т.), Катара (9,29 млн т.), Малайзии (5,99 млн т.), Индонезии (4,89 млн т.), Папуа – Новой Гвинеи (2,49 млн т.), США (2,16 млн т.), России (1,15 млн т.). Помимо этого, большим рынком экспорта СПГ в КНР являются африканские страны Мозамбик и Нигерия. Тем не менее, в прошлом году лидирующее положение по поставкам в КНР заняла Австралия. Эксперты отмечают, что политическая стабильность и приверженность

⁴ *Qatargas* заключил контракт на поставку СПГ в Китай сроком на 22 года // <https://www.vestifinance.ru/articles/106608>, дата обращения 04.12.2019.

принципам либерального рынка делают её привлекательной для инвестиций и сотрудничества⁵.

В этом году существовала опасность победы на федеральных парламентских выборах оппозиционной Лейбористской партии. Данная политическая сила была намерена создать постоянный механизм контроля за СПГ, что нанесло бы серьёзный ущерб инвестиционному климату страны. Однако в мае 2019 г. победу одержала Либерально-национальная коалиция, что не дало реализоваться планам Лейбористской партии и повысило шансы Австралии оставаться лидером по производству и экспорту СПГ.

Интересно влияние торговой войны на энергетическое сотрудничество КНР с США. С 1 июня 2019 г. КНР повысила ввозные пошлины на американский СПГ с 10 до 25 % [Карабьянц, 2019b]. Отметим, что поставки американского СПГ в КНР сократились в этом году почти в 5 раз. Таким образом, в Поднебесную идёт СПГ из других стран, тогда как США сбывает СПГ преимущественно на европейском рынке.

В свою очередь, Вашингтон намерен наращивать мощности производства СПГ. В апреле 2019 г. Федеральная комиссия по регулированию энергетики одобрила строительство двух американских заводов общей мощностью 41 млн т., запуск которых запланирован на 2023 г. Ранее, в феврале 2019 г., был одобрен СПГ-проект на 10 млн т. До этого, в ноябре 2018 г. были введены ещё 4 очереди трёх терминалов СПГ. Это способствовало тому, что объём экспорта СПГ из США вышел на третье место в мире после Катара и Австралии. Однако китайский рынок СПГ будет закрыт для США до момента окончания торговой войны.

Однако если цены на СПГ будут в дальнейшем показывать рост и оказывать негативное влияние на экономику КНР, Пекин перейдёт на альтернативные источники энергии, в том числе собственное производство, уголь и возобновляемые источники энергии как более надёжные ресурсы, которые могут стать неким гарантом энергетической безопасности КНР. С другой стороны, для Центрального Комитета КПК является важным обеспечение выхода из бедности больших слоёв населения (преимущественно деревни), экономическое и высокотехнологическое развитие общества, а также создание условий для возникновения благоприятной среды обитания.

Поставки нефти в Китай

Потребление нефти в КНР увеличивается. Это происходит, несмотря на замедление темпов роста экономики Китая в прошлом году до 6,6 %. По

⁵ 2019-й – рекордный год для СПГ // <https://www.vestifinance.ru/articles/112843>, дата обращения 04.12.2019.

данным информационного агентства «Синьхуа», в первой половине 2019 г. добыча нефти в Китае увеличилась на 0,8 % по сравнению с тем же периодом прошлого года, достигнув 3,86 млн барр. в сутки (95,35 млн т) [Карабьяни, 2019с]. Китайские государственные нефтегазовые компании *CNPC*, *SINOPEC*, *CNOOC* в том году значительно увеличили инвестиции в геологоразведку и добычу нефти и газа внутри страны. Благодаря открытию новых месторождений КНР удалось существенно нарастить запасы углеводородов и добиться в этом году прекращения спада добычи на внутреннем рынке.

Учитывая большие издержки, связанные с добычей внутри страны, Пекин поддерживает свои нефтегазовые компании для снижения зависимости от импорта. Правительство КНР также поощряет китайские компании увеличивать переработку сырья и экспорт нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. Так, в 2019 г. со стороны китайских нефтеперерабатывающих заводов ожидается спрос до 634 млн т, тогда как в 2018 г. он составлял 603,6 млн т. Таким образом, спрос на «чёрное золото» в КНР будет стабильным в среднесрочной перспективе. Во многом, это будет зависеть от продления сделки ОПЕК+ и сокращения коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов в мире во втором полугодии 2019 г.⁶

В начале июля страны ОПЕК+ единогласно одобрили продление сделки на существующих условиях ещё на девять месяцев, до конца марта 2020 г. Отметим, что избыток предложения на нефтяном рынке образовался из-за крайне низкого роста спроса в первом полугодии 2019 г. Тем не менее, по данным Главного таможенного управления КНР, поставки нефти в Китай в январе — июне 2019 г. составили 244,6 млн т (9,87 млн барр. в сутки), что составляет на 8,8 % больше по сравнению с 2018 г. В июле 2019 г. Пекин предоставил своим компаниям дополнительные квоты на импорт ещё 56,85 млн т сырой нефти до конца этого года. В результате этого, общий объём разрешённых импортных квот на 2019 г. в КНР составит 151 млн т, что соотносится с 3,02 млн барр. в сутки⁷. Для обеспечения растущего спроса на сырую нефть КНР участвует в нефтегазовых проектах по добыче полезных ископаемых более чем в 40 странах мира. Китайские нефтегазовые компании заинтересованы в доступе к передовым технологиям для повышения эффективности добычи и увеличения прибыли на своих китайских и зарубежных добывающих предприятиях.

⁶ ОПЕК+ ждёт значительного сокращения коммерческих запасов нефти во II полугодии // <https://lprime.ru/energy/20190827/830271967.html>, дата обращения 04.12.2019.

⁷ Жажда нефти Китая и стратегическое противоборство с США за коммуникации // <https://easaily.com/ru/news/2019/07/04/zhazhda-nefti-kitaya-i-strategicheskoe-protivoborstvo-s-sha-za-kommunikacii>, дата обращения 03.12.2019.

Крупнейшим поставщиком нефти в КНР наряду с Россией (РФ) в настоящее время является Саудовская Аравия (КСА). Эр-Рияд наращивает поставки на китайский рынок на фоне падения импорта из Ирана, который находится под санкциями США. РФ за 2018 г. поставляет 15,8 % от общего объёма импортируемой сырой нефти в Китай. Большая часть российской нефти в КНР поступает по трубопроводу Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) с ответвлением Сковородино – Мохэ. Она также поступает через терминал Козьмино, который является конечным пунктом ВСТО на побережье Японского моря. Кроме того, российская нефть также поставляется китайским потребителям с острова Сахалин.

Российская нефтяная компания ПАО «Транснефть» намерена расширить пропускную способность ВСТО до 1,6 млн барр. в сутки в 2020 г. В отличие от Эр-Рияда, Москва может предложить более гибкие условия поставок, используя преимущества магистрального трубопровода и географическую близость к китайским потребителям. Тем не менее у Эр-Рияда и других монархий Персидского залива есть вариант поставлять энергоресурсы в КНР до морского порта Кяокпю (Мьянма), откуда в 2017 г. был построен магистральный трубопровод до южного китайского г. Куньмин с пропускной способностью 440 тыс. барр. в сутки.

Среди других поставщиков «чёрного золота» в КНР выделяются Ангола (10,4 %); Ирак (9,4 %); Оман (7,2 %); Бразилия (6,8 %); Кувейт (5 %) Венесуэла (2,9 %); США (2,8 %); и, до недавнего времени, Иран (6,3 %) ⁸. В 2018 году эти страны вместе с РФ и КСА совместно поставили 4/5, или 79 %, от общего объёма импортируемой нефти. В отношении Анголы и Ирака КНР периодически сокращает поставки. Это вызвано как внешними факторами, например, обострением ситуации вокруг Ирана, так и внутренним спросом в Поднебесной. Несмотря на экономическое и политическое давление со стороны США на Венесуэлу, страна продолжает осуществлять поставки сырой нефти в КНР. Однако Пекин ввиду напряжённой международной обстановки вокруг Венесуэлы сократил закупки нефти у Каракаса в 2,5 раза.

В мае 2019 г. окончательно вступил в силу второй пакет односторонних финансово-экономических санкций США против Ирана, затрагивающих сферы энергетики, судоходства и финансы. В частности, он ограничил международную деятельность Иранской национальной нефтяной компании (NIOC). КНР была вынуждена сократить поставки нефти из Ирана до минимума. Однако NIOC в июне 2019 г. на иранской бирже начала выставять

⁸ Жажда нефти Китая и стратегическое противоборство с США за коммуникации // <https://eadaaily.com/ru/news/2019/07/04/zhazhda-nefti-kitaya-i-strategicheskoe-protivoborstvo-s-shha-za-kommunikacii>, дата обращения 04.12.2019.

на торги партии тяжёлой нефти. В июле Пекин вновь начал наращивать закупки иранской нефти.

По некоторым данным, экспортируемая нефть из Ирана хранится в «таможенных хранилищах» КНР и не пересекает таможенной границы. Утверждается, что нефть в китайских хранилищах принадлежит Тегерану, что не нарушает американских санкций. При этом некоторым объёмом нефти владеют и китайские предприятия, которые могли получить сырьё в рамках схемы «нефть в обмен на инвестиции». Заметим, что Пекин выступил резко против антииранских санкций. При этом он обвинил США в посягательстве на своё законное право на торговые отношения с другими странами.

Находясь в условиях тарифной торговой войны, КНР также продолжает получать сырую нефть от США. Отметим, что этот вид топлива не стал объектом ответных мер со стороны Пекина в торговой войне с Вашингтоном. Введение пошлин на американское «чёрное золото» могло бы негативно сказаться на энергетической безопасности КНР, которая закупает за рубежом более 70 % нефти, потребляемой в стране. А особенностью последнего года закупок КНР сырой нефти стало их увеличение из Ливии, США, Малайзии, Конго и Бразилии. Однако их доля в общих поставках в КНР не достигает и 15 %.

Российско-китайское энергетическое сотрудничество

Российско-китайское энергетическое сотрудничество — важный вектор стратегического взаимодействия между государствами, тем более что Китай является ведущим мировым импортёром энергоресурсов. С учётом роста экономики и населения страна нуждается в дополнительных поставках углеводородов [Салицкий, Семенова, 2019]. Москва выступает одним из основных партнёров Пекина в торговле в сфере энергетики, причём двусторонний торговый оборот на данном направлении продолжает расти. Однако российские энергоресурсы на данный момент составляют лишь 11 % от общего объёма импорта энергетических ресурсов Китая.

Россия в лице ПАО «Газпром» 2 декабря 2019 г. запустила восточный маршрут поставок газа в КНР — магистральный газопровод (МГП) «Сила Сибири — 1» [Westcott, 2019]. Этот проект является общей газотранспортной системой Иркутского и Якутского центров газодобычи. От них природный газ будет транспортироваться через Хабаровск до Владивостока. Другим примером сотрудничества является то, что одна из китайских компаний *China Petroleum Engineering & Construction Corporation* проектирует, изготавливает, предоставляет оборудование и строительство дожимных компрессорных цехов, установок осушки и очистки газа, газофракционирования Амурского ГПЗ.

В 2015 г. было подписано соглашение об условиях поставок газа по второму (западному) маршруту «Сила Сибири — 2». В настоящее время продол-

жается согласование параметров западного маршрута. Строительство маршрута в Китай через Алтай — одна из немногих возможностей для ПАО «Газпром» увеличить экспорт газа. Западный маршрут, известный также как «Сила Сибири — 2» или «Алтай» [Смирнов, 2018] должен соединить месторождения Западной Сибири с северо-западом Китая.

Однако в сентябре 2019 г. президент России В. В. Путин попросил рассмотреть возможность поставок природного газа через Монголию, тем самым изменив курс западного маршрута. По мнению экспертов, МГП через Монголию более целесообразен в экономическом плане и будет способствовать скорейшему выходу российского природного газа в густонаселённые восточные провинции КНР. Существует также проект поставки газа и по дальневосточному маршруту с острова Сахалин, но он находится уже несколько лет на стадии обсуждения. Процесс обсуждения перспектив реализации этих проектов затянут из-за несогласования цены, так как Пекин подписал менее выгодные для себя долгосрочные контракты с другими странами.

Таким образом, импульс для развития российско-китайских энергетических отношений задаёт дружественный политический диалог лидеров России и Китая, который непрерывно продолжается. Данная динамика характеризуется стабильным внутривластным курсом двух стран, который предопределяет перспективы для плодотворного развития энергетического сотрудничества в будущем.

Россия в долгосрочной перспективе является наиболее интересным экспортёром поставок СПГ, так как в настоящее время доля российского сжиженного газа на китайском рынке невелика. Его прямые поставки по Северному морскому пути (СМП) возможны только в летний период. В настоящее время из России в КНР СПГ поставляется с проекта «Сахалин — 2» ПАО «Газпром» и проекта первой очереди «Ямал СПГ» ПАО «НОВАТЭК», где китайской нефтегазовой компании *CNPC* принадлежит 20 % акций. Стоит заметить, что 20 % акций «Арктик СПГ — 2» также принадлежит китайским дочерним нефтегазовым компаниям *CNOOC* и *CNOOC*⁹. В данных условиях российское правительство стремится создать современную и надёжную газовую инфраструктуру на СМП. Планируется создать СПГ-терминал на Камчатке в бухте Бечевинская, благодаря которому сроки поставок в Азию сократятся с 36 до 19 дней, а затраты с 2,49 долл. до 1,65 долл. за 1 млн британских термических единиц.

В данной ситуации Россия имеет большие шансы на развитие сотрудничества в сфере энергетики с КНР.

⁹ Путин предложил Индии войти в проекты «Дальневосточный СПГ» и «Арктик СПГ — 2» // <https://www.vestifinance.ru/articles/124451>, дата обращения 04.12.2019.

Во-первых, Москва представляет собой достаточно предсказуемый внутренний политический ландшафт взамен постоянно сменяющихся государственных чиновников администрации Д. Трампа и периодической турбулентной ситуации в латиноамериканских и африканских государствах.

Во-вторых, между странами заключены долгосрочные контракты не только в экспорте СПГ, но и, прежде всего, в экспорте трубопроводного природного газа («Сила Сибири – 1»), которые положили начало поставкам газа в северо-восточную часть КНР.

В-третьих, Москва планирует в ближайшие десятилетия увеличить производство СПГ в несколько раз с использованием месторождений арктических широт и заключение долгосрочных контрактов, в частности заключение контракта между ПАО «НОВАТЭК» и китайскими нефтегазовыми компаниями в этом году тому подтверждение.

Заключение

В отношении нефтяного энергетического ресурса КНР находит разумный баланс между внутренним спросом, собственной добычей и диверсифицированным предложением. Оно начинается от стратегического партнёра и северного соседа в лице Москвы и заканчивается удалёнными географически латиноамериканскими и африканскими государствами, представляющими для Пекина коммерческий энергетический интерес.

Географический фактор поставок играет для Поднебесной важную роль. Большинство поставок совершается по морскому пути, поэтому геополитический контроль над Малаккским проливом, в том числе в целях обеспечения безопасности перевозки энергоресурсов в Юго-Восточной Азии, является стратегической задачей китайской внешней политики.

Политический фактор заключается в развитии ситуации вокруг иранского вопроса и введённых Вашингтоном против Тегерана финансово-экономических санкций. Этот фактор оказывает влияние на волатильность предложения нефти и курс котировок нефтяных торгов.

Экономический фактор заключается в тарифном торговом конфликте между Вашингтоном и Пекином. Это сказывается на замедлении темпов роста мировой экономики, в частности экономического торможения КНР, и, как следствие, снижения спроса одного из крупнейших потребителей, в том числе и на нефтяной энергоресурс.

В перспективе, Пекин и Вашингтон смогут подписать торговое соглашение (возможно, уже при следующей Администрации в США). Однако это требует длительных переговоров и поиска компромиссов. В этой ситуации РФ остаётся политически предсказуемым партнёром и экономически надёжным поставщиком нефти и природного газа в КНР. Тем не менее Пекин не делает ставку на какого-то конкретного поставщика «чёрного зо-

лота». С одной стороны это ответ на экономическую стратегию миллиардного спроса на нефть, а с другой — отражение философии китайской внешней политики.

В плане магистральных газопроводов Пекин стремится развивать собственные нефтегазовые энергетические ресурсы, однако для их извлечения требуются высокотехнологичное оборудование и специалисты, всё это способствует удорожанию производства на собственных месторождениях. Понимая это, КНР стремится к разумному балансу в энергетическом секторе между собственным производством и импортом энергоресурсов за рубежом. Тем не менее высокая потребность Поднебесной в природном газе как чистом источнике энергии будет сохраняться достаточно продолжительный период времени.

Поставки природного газа в КНР как в виде МГП, так и СПГ связаны с рядом экономических рисков и политических факторов. Так, в Центральной Азии продолжит сохраняться уровень антикитайских настроений, который будет возникать с некоторой периодичностью под действием как внутренних, так и внешних факторов. Это очень сильно беспокоит Пекин. В настоящее время КНР проводит разъяснительную политику в государствах Центральной Азии, в частности в Узбекистане, Казахстане и Киргизии, по поводу «лагерей политического перевоспитания», «в которые помещено до двух миллионов мусульман Синьцзяна, включая этнических казахов и киргизов».

Для большего преодоления противоречий между Поднебесной и Центральной Азией необходимо обеспечить прозрачность совместных проектов Пекина с государствами данного региона. Нам представляется необходимым также обеспечить более тесное сотрудничество в гуманитарной сфере для достижения большего взаимопонимания между этносами, представляющими «Большую Азию».

В отношении СПГ китайский газовый рынок достаточно сложный. *Во-первых*, России в перспективе необходимо выдержать конкурентную борьбу с рядом других добывающих государств — Катаром, Малайзией и Нигерией. *Во-вторых*, в настоящее время цены на СПГ на азиатском рынке невысокие. В таких условиях Москве необходимо ускорить процесс возведения СПГ-инфраструктуры на СМП, чтобы выиграть в конечной формируемой цене на газ для рентабельных поставок в Индо-Тихоокеанский регион.

Список литературы

Салицкий А., Семенова Н. 2019. Центральная Азия: политико-энергетическая проблематика в формате РФ – КНР // Азия и Африка сегодня. № 2. С. 6. DOI: 10.31857/S032150750003728-2

Алифирова Е. 2019а. «Газпром» заключил с «Туркменгазом» контракт на закупку 5,5 млрд куб. м газа // <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/459996-gazprom-zaklyuchil-s-turkmengazom-kontrakt-na-zakupku-5-5-mlrd-m3-god-turkmenskogo-gaza/>, дата обращения 04.12.2019.

Алифирова Е. 2019б. СПГ vs труба. Китай рассматривает пути удовлетворения спроса на газ, который к 2030 г. достигнет 540 млрд куб. м // <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/385881-spg-vs-truba-kitay-rassmatrivaet-puti-udovletvoreniya-sprosa-na-gaz-kotoryy-k-2030-g-dostignet-540-m/>, дата обращения 04.12.2019.

Карабьянц А. 2019а. Спрос на нефть и газ в Китае растёт, несмотря на замедление экономического роста // https://lprime.ru/state_regulation/20190123/829640424.html, дата обращения 04.12.2019.

Карабьянц А. 2019б. Торговая война между США и Китаем ведёт к глобальному кризису и обвалу цен на нефть // <https://lprime.ru/energy/20190528/830016454.html>, дата обращения 04.12.2019.

Карабьянц А. 2019с. Падение добычи нефти в Китае прекратилось, но зависимость от импорта растёт // <https://lprime.ru/energy/20190731/830204088.html>, дата обращения 03.12.2019.

Смайыл М. 2019. Откуда в Казахстане антикитайские настроения // https://tengrinews.kz/kazakhstan_news/otkuda-kazahstane-antikitayskie-nastroeniya-mneniya-378284/, дата обращения 04.12.2019.

Смирнов С. 2018. Си Цзиньпин поручил срочно согласовать поставки газа из России по западному маршруту // <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2018/09/12/780636-tszinpin>, дата обращения 04.12.2019.

Топорков А. 2019. В Китае резко подскочил спрос на импортный газ // <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/01/14/791392-v-kitae-importnii-gaz>, дата обращения 01.12.2019.

Westcott B. 2019. Russia switches on gas mega-pipeline to China as Putin touts' closer ties // <https://edition.cnn.com/2019/12/03/asia/china-russia-gas-pipeline-intl-hnk/index.html>, дата обращения 04.12.2019.

Жажда нефти Китая и стратегическое противоборство с США за коммуникации // <https://eadaily.com/ru/news/2019/07/04/zhazhda-nefti-kitaya-i-strategicheskoe-protivoborstvo-s-ssha-za-kommunikacii>, дата обращения 03.12.2019.

Из-за землетрясения на юго-западе Китая остановлена добыча сланцевого газа // <https://regnum.ru/news/accidents/2580471.html>, дата обращения 01.12.2019.

Китай в 2018 г. начнёт реализацию трёхлетней программы «Победа в битве за голубое небо» // <http://russian.cri.cn/news/homeList/380/20180204/86926.html>, дата обращения 01.12.2019.

ОПЕК+ ждёт значительного сокращения коммерческих запасов нефти во II полугодии // <https://lprime.ru/energy/20190827/830271967.html>, дата обращения 04.12.2019.

Путин предложил Индии войти в проекты «Дальневосточный СПГ» и «Арктик СПГ – 2» // <https://www.vestifinance.ru/articles/124451>, дата обращения 04.12.2019.

2019-й – рекордный год для СПГ // <https://www.vestifinance.ru/articles/112843>, дата обращения 04.12.2019.

Qatargas заключил контракт на поставку СПГ в Китай сроком на 22 года // <https://www.vestifinance.ru/articles/106608>, дата обращения 04.12.2019.

China to become world's top importer of natural gas in 2019 // <https://www.scmp.com/news/china/policies-politics/article/2152586/china-become-worlds-top-importer-natural-gas-2019>, дата обращения 01.12.2019.

Daria V. KHARITONOVA,

Deputy Head Department of Eurasian Integration and Shanghai Cooperation Organization Extension of the Institute of CIS.

Address: 7/10 b. 3 B. Polyanka str., Moscow, 119180, Russian Federation.

E-mail: dariahar09@gmail.com

SPIN-code: 7555-4681

OIL AND GAS ENERGY OF CHINA: CONDITION AND PROSPECTS

Keywords: China, Russia, energy, oil, natural gas, cooperation, LNG, «Power of Siberia – 1».

Annotation

In 2018, the People's Republic of China (PRC) launched the state-owned program Victory in the Battle for the Blue Sky. Thus, the actual direction for research is the energy sector of China. The author explores China's energy cooperation with other states in the oil and gas sector. In particular, he is considering the supply of oil, trunk pipelines also of the liquefied natural gas. The researcher does not ignore energy relations with Russia. He notes that these relations have a positive dynamics of its development, which has led to the creation and launch of the Siberia Power 1 gas project on December 2, 2019.

Nevertheless, due to its industrial and technological development, PRC needs more energy resources, including natural gas, which could be ensured in the future also from the strategic partner of China – Russia. However, Beijing is in no hurry to sign another long-term natural gas supply contract with Moscow. This translates into a long discussion of the price of potential natural gas.

China's state energy policy is based on the development and financing of its own energy projects, as well as maintaining sustainable domestic supply and demand in the energy market. External market circumstances, such as the trade war with the United States, financial and economic sanctions against Iran, have directly affected the energy sector in China. This situation has led Beijing to a more cautious search for potential energy partners and has opened up new prospects for developing its own fields.

References

Salitsky A., Semenova N. 2019. Central Asia: Political and Energy Issues in the Format of Russia-China // Asia and Africa today. No. 2. C. 6. DOI: 10.31857/S032150750003728-2 (InRuss.)

Alifirova E. 2019a. Gazprom has Signed a Contract with Turkmengaz for the Purchase of 5,5 Billion Cubic Meters of Gas a Year // <https://neftegaz.ru/news/transport-and->

storage/459996-gazprom-zaklyuchil-s-turkmengazom-kontrakt-na-zakupku-5-5-mlrd-m3-god-turkmenskogo-gaza/, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Alifirova E. 2019b. LNG vs Pipe. China is Considering Ways to Meet the Demand for Gas, which by 2030 Will Reach 540 Billion Cubic Meters // <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/385881-spg-vs-truba-kitay-rassmatrivaet-puti-udovletvoreniya-sprosa-na-gaz-kotoryy-k-2030-g-dostignet-540-m/>, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Karabyants A. 2019a. Demand for Oil and Gas in China is Growing, Despite the Slowdown in Economic Growth // https://1prime.ru/state_regulation/20190123/829640424.html, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Karabyants A. 2019b. The Trade War Between the United States and China Leads to a Global Crisis and the Collapse of Oil Prices // <https://1prime.ru/energy/20190528/830016454.html>, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Karabyants A. 2019c. The Decline in Oil Production in China has Stopped, but the Dependence on Imports is Growing // <https://1prime.ru/energy/20190731/830204088.html>, accessed 03.12.2019. (InRuss.)

Smaiyl M. 2019. Where in Kazakhstan Anti-Chinese Sentiment // https://tengrinews.kz/kazakhstan_news/otkuda-kazahstane-antikitayskie-nastroeniya-mneniya-378284/, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Smirnov S. 2018. Xi Jinping Instructed to Urgently Coordinate Gas Supplies from Russia via the Western Route // <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2018/09/12/780636-tszinpin>, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Toporkov A. 2019. In China, the Demand for Imported Gas Jumped Sharply // <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/01/14/791392-v-kitae-importnii-gaz>, accessed 01.12.2019. (InRuss.)

Westcott B. 2019. Russia Switches on Gas Mega-Pipeline to China as Putin Touts 'Closer Ties' // <https://edition.cnn.com/2019/12/03/asia/china-russia-gas-pipeline-intl-hnk/index.html>, accessed 04.12.2019. (InEng.)

China's Thirst for Oil and Strategic Confrontation with the United States for Communications // <https://eadaily.com/ru/news/2019/07/04/zhazhda-nefti-kitaya-i-strategicheskoe-protivoborstvo-s-ssha-za-kommunikacii>, accessed 03.12.2019. (InRuss.)

Because of the Earthquake in Southwest China Stopped the Production of Shale Gas // <https://regnum.ru/news/accidents/2580471.html>, accessed 01.12.2019. (InRuss.)

China in 2018 Will Begin the Implementation of the Three-Year Program «Victory in the Battle for the Blue Sky» // <http://russian.cri.cn/news/homeList/380/20180204/86926.html>, accessed 01.12.2019. (InRuss.)

OPEC + Expects a Significant Reduction in Commercial Oil Reserves in the II Half of the Year // <https://1prime.ru/energy/20190827/830271967.html>, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Putin Invited India to Enter the Projects «Far Eastern LNG» and «Arctic LNG-2» // <https://www.vestifinance.ru/articles/124451>, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

2019 – a Record Year for LNG // <https://www.vestifinance.ru/articles/112843>, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

Qatargas has Signed a Contract for the Supply of LNG to China for a Period of 22 Years // <https://www.vestifinance.ru/articles/106608>, accessed 04.12.2019. (InRuss.)

China to Become World's Top Importer of Natural Gas in 2019 // <https://www.scmp.com/news/china/policies-politics/article/2152586/china-become-worlds-top-importer-natural-gas-2019>, accessed 01.12.2019. (InEng.)

Владимир ЕГОРОВ

ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Формирование новых транспортных коридоров стало устойчивым трендом развития международных отношений и новой платформой формирования и развития интеграционных процессов. На географию новых транспортных коридоров оказывают влияние не только факторы климатического, экономического характера, но и факторы геополитические, значение которых в условиях смены архитектуры международных регуляторов приобретает решающий характер. Мировая транспортная система становится эффективным инструментом в геополитике, логистика этих коридоров приобретает решающее значение в позиционировании стран в мировой политике и становится решающим фактором в «Большой игре». Результатом формирования новых мировых транспортных коридоров становится радикальное переформатирование мирового рынка и экономических эффектов его участников.

Ежегодно в мире на автомагистрали, порты, трубопроводы и т. д. тратится почти в два раза больше (3 трлн долл.), чем на оборону (1,75 трлн долл.) [Ханна, 2019: 36]. В целом транспортный рынок, по данным Всемирного банка, составляет 4,2 трлн долл. (6,8% глобального ВВП) [Владимиров, 2016: 15].

Мировая транспортная система агрегирует всю совокупность глобальных транспортных коммуникаций и характеризуется качеством, не сводимым к простому сложению национальных транспортных систем, но продуцирует эффект «связанности». По словам П. Ханна, автора этого термина: «Глобальное шествие связанности стартовало. Мы уже создали гораздо больше линий, объединяющих, а не разделяющих людей. Нынешняя инфраструктурная матрица включает примерно 64 млн км автомагистралей, 2 млн км трубопроводов, 1,2 млн км железных дорог и 750 тыс. км подводных интер-

ЕГОРОВ Владимир Георгиевич — доктор исторических наук, доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой «Международные отношения и геополитика транспорта» РУТ (МИИТ). Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 119180, ул. Б. Полянка, д. 7/10, стр. 3. E-mail: korrka@mail.ru. SPIN-код: 9130-3997. ORCID: 0000-0002-2473-8590.

Ключевые слова: мировая транспортная система, арктические широты, геополитические факторы, транспортная инфраструктура, Турецкий поток, морской путь.

нет-кабелей, соединяющих множество крупных экономических густонаселённых центров. При этом протяжённость международных границ составляет всего 250 тыс. км. По некоторым оценкам, в ближайшие сорок лет человечество построит больше объектов инфраструктуры, чем за предыдущие четыре тысячелетия. Таким образом, мозаика государств уступает место сети инфраструктурных объектов. Мир становится всё больше похожим на интернет» [Владимиров, 2016: 15].

«Связанность», несмотря на смысл, предполагающий кооперацию как альтернативу фрагментации в геополитическом пространстве, может быть механизмом с разнонаправленным или даже взаимоисключающим действием.

Факторы развития МТС

Значение и статус транспортных коммуникаций меняются в процессе развития планетарной цивилизации. Причём факторами подвижности мировой транспортной системы могут быть:

- 1) изменения, происходящие вследствие смены мировых центров экономической и политической силы;
- 2) изменения технологического прогресса, который сопровождается освоением новых ресурсов и способов их производственного использования;
- 3) естественные условия.

Мировая транспортная система меняет облик по мере технологического и ресурсного развития глобальной экономики. Так, рост потребления природного газа к 2040 г. на 45% обусловил расширяющееся потребление СПГ. Уже в 2017 г. в мире было продано 293 млн т сжиженного газа (10% всего потребляемого природного газа). А так как основными потребителями СПГ (55%) являются Япония, Китай, Южная Корея, рост его использования сопровождается изменением в соотношении трубопроводного и морского газового транзита.

Многие исследователи отмечают, что с изменением климата и расширением пространства, свободного ото льда, российский Северный морской путь естественно приобретает статус глобального транспортного направления.

Такая иерархичность, а также вариативность направлений транспортного сообщения являются естественными основаниями геополитической конкуренции за контроль над транспортными потоками, приобретающими в условиях «связанности» мира значение особого ресурса развития.

Безусловно, центральное место в обретении преимуществ агрегирования глобального транзитного потенциала национальными средствами сообщения занимает минимизация расходов на продвижение грузо- и пассажиропотока в рамках суверенных территорий, достигаемое за счёт совершенствования инфраструктуры и технического перевооружения транспортных средств, инновационного обновления отрасли.

Важным конкурентным преимуществом в соперничестве за обладание транзитным ресурсом являются естественно-географические условия. Страна, располагающая таким преимуществом, имеет значительно более благоприятные «стартовые» позиции в процессе интеграции в глобальную транспортную систему.

Однако естественные условия и техническая оснащённость транспортных коммуникаций, хоть и играют важную роль в институционализации в мировой транспортной системе, но не всегда имеют первостепенное значение в этом процессе.

Не меньшее значение в обретении места транспортного направления в иерархии глобальной системы транспорта имеет геополитика (или направленная деятельность суверенных государств и международных межправительственных организаций с целью использования естественных преимуществ, создающих преференции для реализации национальных интересов или их баланса).

МТС как базовый инструмент влияния в геополитике

Регулирование геополитического потенциала коммуникаций, входящих в мировую транспортную систему, осуществляется через:

1) направленное перераспределение транспортных потоков, имеющих определённое глобальное геополитическое значение в интересах отдельных стран или их объединений;

2) контроль (в том числе создание искусственных препятствий) за действующими маршрутами в связи с достижением партикулярных политических или экономических целей;

3) создание новых транспортных направлений, обеспечивающих продвижение национальных интересов на территории, входящей в круг их пространственной досягаемости;

4) достижение консенсуса относительно международного использования глобальной транспортной инфраструктуры.

Примером направленного перераспределения транспортных потоков в интересах одной группы стран за счёт ущемления или снижения транзитного потенциала других может служить стратегия Запада, ориентированная на перераспределение транспортных коммуникаций в обход территории РФ. Так, созданная в 1998 г. программа международного сотрудничества в области транспорта ТРАСЕКА (Транспортный коридор Европа – Кавказ – Азия) нацелена на развитие направления грузоперевозок в обход территории России¹.

¹ ЕС потратил более 187 млн евро на транспортный коридор в обход России // <https://regnum.ru/news/economy/2208574.html>, дата обращения 10.10.2019.

Имеются и другие проекты создания транспортных маршрутов, минуя территорию Российской Федерации. Это и давно обсуждаемые направления транскаспийских трубопроводов и транскаспийский транспортный маршрут (ТМТМ) из КНР в Европу, трансанатолийского трубопровода (ТАНАП)

Турция как одна из стран проекта (ТАНАП «Южный газовый коридор») уже к концу 2019 г. завершила строительство своего участка трассы. Проектная протяжённость газопровода — 1800 км — должна обеспечивать поставки газа из азербайджанского месторождения Шах-Дениз в Турцию и далее — в Юго-Восточную Европу.

С созданием Организации Объединённых Наций (1945 г.) возникла возможность использования транспортных коммуникаций в интересах всего человечества. И хотя международные правовые акты этой организации способствуют установлению сбалансированного режима поддержания и развития мировой транспортной системы в интересах объединённых наций, тем не менее не могут полностью устранить геополитическую конкуренцию.

Имеются исторически сложившиеся и закреплённые формальными актами режимы использования транспортных коммуникаций глобального значения. Так, Конвенцией Монтре (1936 г.) был установлен порядок использования проливов из Средиземного в Чёрное море [Конвенция о режиме проливов... 1988]. Соглашение о Панамском канале (31 декабря 1999 г.) предполагает обязательства Панама по обеспечению его постоянного нейтралитета, гарантирующего право пользования этим инфраструктурным объектом всеми странами на равной основе. Копенгагенский трактат (1857 г.) регулирует порядок использования Балтийских проливов, включающий «свободу прохода без обязательного взятия на борт лоцмана» [Конвенция о режиме проливов... 1988].

Основным трендом развития мировой транспортной системы является её возрастающая сложность, обусловленная:

- а) углублением и расширением международных цепочек производства поставок и потребления;
- б) совершенствованием транспортных технологий и технологий транспорта;
- в) активизацией глобальных миграционных потоков;
- г) глобализацией, результирующей в формировании всеобщего блага.

Новое качество сложности мировой транспортной системы обусловлено нарастанием масштабов и глубины кооперационных связей глобальной экономики. Транспорт, являясь одной из важнейших отраслей мирового хозяйства, эволюционируя вслед за потребностями его развития, воспроизводит характер и содержание экономических связей. Классическое положение А. Смита об углублении общественного разделения труда, сопровождающего рост общественного хозяйства, в полной мере относится к актуальной трансформации мировой транспортной системы. Её совре-

менное качество адекватно отражает потребности «связанности» глобальных цепей потребления производства и поставок.

Экономические эффекты развития МТС

Свидетельством справедливости сказанного является наблюдаемое совпадение общих тенденций динамики показателей мирового экономического развития и показателей объёма транспортного трафика приведённой ниже таблицы.

Научно-технический прогресс сопровождается обновлением транспортной отрасли, которая по уровню инновационности входит в круг наиболее передовых отраслей глобальной экономики. Благодаря совершенствованию технологий транспорта и транспортных технологий мировая транспортная система становится катализатором и необходимой основой роста глобальной экономики, что неизбежно повышает её геополитическое значение. Продвижение и создание инфраструктурных проектов является значимым фактором стимулирования экономического развития, так как сопровождается ростом других отраслей промышленности и привлечением большого количества трудовых ресурсов. В свою очередь, включение в транспортное сообщение территорий с большим ресурсным потенциалом способствует хозяйственному подъёму (рис. 1).

Не менее значимым инструментом геополитической конкуренции за транспортные коммуникации является прямой контроль маршрутов, обладающих глобальным значением. Для контроля за Южным морским путём США наращивает военное присутствие в Индийском океане. Группировка

Мировые экономические показатели (в % к предыдущему году) *

Годы						
2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2017 г.	2018 г.
мировой ВВП						
10,9	1,9	2,8	2,7	-5,3	5,8	5,7
международная торговля						
5,2	2,2	2,5	2,7	2,3	4,6	3,0
международные морские грузоперевозки						
4,5	4,7	3,8	3,4	2,1	3,0	2,7

* Источники:

Весь мир – Валовой внутренний продукт // <https://knoema.ru>, дата обращения 11.10.2019.

Обзор морского транспорта // https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/rmt2018_ru.pdf, дата обращения 11.10.2019.

World trade developments, 2018–2019 // https://www.wto.org/english/res_e/statis_e/wts2019_e/wts2019chapter03_e.pdf, дата обращения 11.10.2019.



Рис. 1. С чем будет конкурировать «Турецкий поток» [Топорков, 2019: 13]

военно-морских сил США, в зоне ответственности которой находится Индийский океан, насчитывает 175 боевых и вспомогательных судов. Сопоставимой военно-морской силой обладает Индия, в составе ВМС которой 155 боевых кораблей. Мощным конкурентом за контроль морских коммуникаций в Индийском океане стала Китайская Народная Республика, обозначившая свои притязания на присутствие в Индийской океане в новой морской стратегии «Нить жемчуга», предполагающей создание сети портов, заправочных пунктов, контейнерных складов в дружественных государствах [Бовал, 2012]. Реализуя намеченную стратегию, Китай взял в 2017 г. в аренду на 99 лет глубоководный порт в Шри-Ланке Хамбантота. Несмотря на то, что такая сделка не совсем согласуется с национальными интересами этой страны и может существенно повлиять на расстановку сил в Индийском океане, у шриланкийской власти практически не существует другого варианта выполнить обязательство по долгу КНР в 8 млрд долл.²

Завершено строительство Китаем пакистанского порта Гвадар (открыт в 2007 г.), который планируется соединить автомобильной дорогой с Ира-

² Китай взял в аренду глубоководный порт Хамбантота на Шри-Ланке // topwar.ru/132479-kitay-vzyl-v-arendy-glubokovodnyy-port-hambantota-na-shri-lanke.html, дата обращения 14.09.2019.

ном. Согласно планам создания китайско-пакистанского экономического коридора (стоимость 46 млрд долл.) порт Гвадар будет связан через Синьцзян-Уйгурский АР с портами Южного Китая Гуанчжоу и Фанчэнган. В 2017 г. в день образования Народной освободительной армии Китая (1 августа) была открыта китайская военно-морская база в Джибути³.

Активное внедрение Китая в транспортную инфраструктуру Индийского океана встречает противодействие со стороны геополитических соперников: США, Японии и Индии. Согласно заявлению министра обороны Японии, несмотря на договор КНР и Шри-Ланки об аренде порта, Хамбантота «остаётся свободным от военных действий». На основе договора 12 апреля 2017 г. Япония оказывает Шри-Ланке помощь поставкой военно-патрульных кораблей, оснащённых аппаратурой, отслеживающей перемещение подводных лодок, и предоставлением статуса наблюдателя на военно-морских учениях Японии и Индии. В качестве альтернативы китайскому присутствию в Хамбантоте шриланкийский аэропорт Маттала передан в аренду Индии [Abeyagoonasekera, 2018]. В противовес китайской базе укрепляется военно-морская база Японии в Джибути.

Из-за контроля над Гибралтарским проливом, который после открытия Суэцкого канала (1869 г.) приобрёл важное геополитическое значение как одно из важнейших направлений, связывающих Средиземноморье с Атлантикой, периодически обостряются отношения между двумя государствами НАТО: Испанией и Великобританией. В апреле 2016 г. произошёл инцидент, который мог закончиться вооружённым столкновением испанских морских пограничников с британской береговой охраной [Сидорчик, 2016].

Обладание маленьким участком суши на оконечье Пиренейского полуострова в 7 кв км позволяет Великобритании контролировать Гибралтарский пролив. Ещё в 1704 г., воспользовавшись ослаблением Испании, британский адмирал Дж. Рук провозгласил этот маленький клочок скалы владением английской короны. Утрехтский мир (1713 г.) подтвердил права Британии на Гибралтар (одноимённый город). В 1967 г. в ходе референдума население колонии 12 138 голосами против 44 подтвердило желание оставаться подданными Великобритании. В ответ на референдум Испания в 1969 г. объявила о полной экономической блокаде Гибралтара (при этом путь с моря к колонии остаётся открытым). Помимо опасности возникновения вооружённых конфликтов, проблема Гибралтара сопровождается массой разбирательств в структурах ЕС.

³ Зачем Китаю военно-морская база в Джибути? // <https://zen.yandex.ru/media/ivchina/zachem-kitaiu-voennomorskaia-baza-v-djibuti-5d681d871d656a00adeac745>, дата обращения 19.10.2019.

Логистический монополизм в «Большой игре» современной геополитики

Контроль над глобальной транспортной инфраструктурой, осуществляемый крупнейшими «игроками» мировой политики, порождает эффект, получивший в современной научной литературе название «логистического монополизма».

«В международных масштабах, — пишет И. М. Могилевкин, — формируется квазимонополия, что приводит к серьёзным экономическим, социальным и политическим последствиям. Логистические подсистемы (цепочки) глобальной инфраструктуры отторгают аутсайдеров, которые оказываются в заведомо невыгодном (неконкурентоспособном) положении. И речь может идти о целых отраслях или даже странах» [Могилевкин, 2016: 79].

Оценивая этот феномен как положительный в логике гегемонии США (как всеобщее благо, затраты на создание которого несёт именно Америка), президент Института мировой экономики Петерсона А. Позен пишет: «На самом деле Соединённые Штаты обеспечивают лишь два важных аспекта экономического порядка.

Во-первых, Вашингтон развёртывает зонтик безопасности и ядерного сдерживания над своими союзниками.

Во-вторых, американская армия гарантирует беспрепятственную навигацию в морском и воздушном пространстве в коммерческих целях при условии соблюдения некоторых международных правил, устанавливаемых преимущественно Соединёнными Штатами. И то, и другое — классические общественные блага, поскольку их обеспечивает одна сторона — США, которая может делать это, по сути, единолично, тогда как все другие страны от этого выигрывают, независимо от того, вносят они какой-то вклад в мировую систему или нет» [Позен, 2018: 83].

Контроль над транспортными коммуникациями центров мировой силы иногда сопровождается применением военной силы и приводит к серьёзным осложнениям международных отношений. В 1949 г. суд ООН по делу о проливе Корфу Великобритании против Албании обязал последнюю возместить ущерб, нанесённый минными заграждениями английским кораблям; в 1980 г. по иску Никарагуа против США о поощрении терроризма та же инстанция признала незаконной установку американских мин во внутренних никарагуанских водах. Во время ирано-иракского противостояния 1987–1988 гг. кувейтский танкер *Sea Isle City* и американский военный корабль напоролись на мины близ Бахрейна, которые в равной степени вероятности могли быть установлены как одной, так и другой противоборствующей державой. Но США возложили ответственность на Иран и атаковали нефтедобывающие платформы этой страны [Гудев, 2019: 173–175].

С целью изменения «силовых векторов» геополитики создаются новые коммуникации, способные существенно повлиять на конфигурацию мировой транспортной системы. Созданные в обход точек международной напряжённости маршруты или продвижение инфраструктурных проектов, позитивно влияющих на стоимость трафика, безусловно, вносят существенные изменения в традиционно сложившуюся иерархию направлений глобального транспортного сообщения.

Так, учитывая увеличивающиеся риски экспорта нефти через имеющиеся коммуникации, предполагающие движение танкеров через Ормузский и Баб-эль-Мандебский проливы, Саудовская Аравия рассматривает возможность отгрузки нефти, создав соответствующую инфраструктуру в йеменской провинции Эль-Махра на границе с Султанатом Оман [Носков, 2019: 11].

Реализация такой возможности значительно повлияет на место и роль Суэцкого канала в мировой транспортной системе.

С момента принятия решения о строительстве железной дороги между иранским и сирийскими портами Имам Хомейни и Латакией через территорию Ирака этот проект был определён не только экономическим, но и геополитическим.

В случае, если его удастся реализовать, Иран не только значительно укрепит своё политическое положение на Ближнем Востоке, но и в значительной степени устранил препятствия, связанные с контролем проливов западной коалицией [Субботин, 2019: 12].

* * *

Таким образом, мировая транспортная система оказывает существенное влияние на развитие цивилизации в целом и отдельных государств с учётом их возможностей включения в мировую конкуренцию инфраструктурных проектов, что особенно актуализируется в условиях беспрецедентно высокой степени напряжённости на рынках энергоресурсов.

Список литературы

Конвенция о режиме проливов 20 июля 1936 г. Монтре (Швейцария). 1988 — Сборник международных договоров СССР по вопросам мореплавания. М.: ГУНиО МО СССР, адм. № 9050.

Обзор морского транспорта // https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/rmt2018_ru.pdf, дата обращения 11.10.2019.

World Trade Developments 2018—2019 // https://www.wto.org/english/res_e/statis_e/wts2019_e/wts2019chapter03_e.pdf, дата обращения 11.10.2019.

Ханна П. 2019. Коннектография. Будущее глобальной цивилизации. М.: «Манн, Иванов и Фербер». С. 36

Владимиров С. А. 2016. Мировая транспортная система: основные направления развития — Государственный советник. № 1. С. 15.

Гудев П. А. 2019. Танкерная война. Версия 2.02. — Россия в глобальной политике. Том 17. № 4. С. 173—175.

Могилевкин И. М. 2016. Глобальная инфраструктура; нарастающие риски — Мировая экономика и международные отношения. Том 60. № 7. С. 79.

Носков А. 2019. Йеменский капкан для нефтяного рынка — Независимая газета. Энергия. № 219 (7695). С. 11.

Субботин И. 2019. Альянс Ирана и Сирии встаёт на новые рельсы — Независимая газета. № 242 (7718). С. 12.

Топорков А. 2019. В Турции достроен конкурент «Турецкого потока» — Ведомости № 217 (1753). С. 13.

Позен А. 2018. Постамериканская глобализация мировой экономики в эпоху Трампа — Россия в глобальной политике. Том 16. № 4. С. 83.

Бовал В. 2012. Индийский океан — зона интересов США // topwar.ru/13525-indiyskiy-ocean-zona-interesov-ssha.html, дата обращения 12.09.2019.

Сидорчик А. 2016. «Гибралтар наш!» Из-за чего Англия и Испания готовы стрелять друг в друга // https://aif.ru/politics/world/gibraltar_nash_iz-za_chego_angliya_i_iskaniya_gotovy_strelyat_drug_v_druga, дата обращения 17.09.2019.

Abeyagoonasekera A. 2018. The Geopolitics of Ports and the Silk Road of the Sea // <http://southasiajournal.net/the-geopolitics-of-ports-and-the-silk-road-of-the-sea/>, дата обращения 17.09.2019.

Весь мир — Валовой внутренний продукт // <https://knoema.ru/>, дата обращения 11.10.2019.

ЕС потратил более 187 млн евро на транспортный коридор в обход России // <https://regnum.ru/news/economy/2208574.html>, дата обращения 10.10.2019.

Зачем Китаю военно-морская база в Джибути? // <https://zen.yandex.ru/media/ivchina/zachem-kitaiu-voennomorskaia-baza-v-djibuti-5d681d871d656a00adeac745>, дата обращения 19.10.2019.

Китай взял в аренду глубоководный порт Хамбантота на Шри-Ланке // topwar.ru/132479-kitay-vzyal-v-arendy-glubokovodnyy-port-hambantota-na-shri-lanke.html, дата обращения 14.09.2019.

Vladimir G. EGOROV,

D. Sc. (Economics), D. Sc. (History), Professor, Head of the Department
International relations and transport geopolitics RUT (MIIT).

Address: 7/10 b. 3 B. Polyanka str., Moscow, 119180, Russian Federation.

E-mail: korrka@mail.ru

SPIN-code: 9130-3997

ORCID: 0000-0002-2473-8590

GEOPOLITICAL ASPECTS OF THE DEVELOPMENT OF THE GLOBAL TRANSPORT SYSTEM

Keywords: world transport system, Arctic latitudes, geopolitical factors, transport infrastructure, Turkish stream, sea route.

Abstract

The formation of new transport corridors has become a steady trend in the development of international relations and a new platform for the formation and development of integration processes. The geography of new transport corridors is influenced not only by climatic and economic factors, but also geopolitical factors, the importance of which is decisive in the context of a change in the architecture of international regulators. The world transport system is becoming an effective tool in geopolitics, the logistics of these corridors is crucial in positioning countries in world politics and is becoming a decisive factor in the Big Game. The result of the formation of new world transport corridors is a radical reformatting of the world market and the economic effects of its participants.

References

Convention on the Straits Regime (20 July 1936, Montreux, Switzerland). 1988-Collection of International Treaties of the USSR on Navigation. M: GUNiO USSR Ministry of Defense, ADM. No. 9050. (InRuss.)

Review of Maritime Transport // https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/rmt2018_ru.pdf, accessed 11.10.2019. (InRuss.)

World Trade Developments 2018–2019 // https://www.wto.org/english/res_e/statis_e/wts2019_e/wts2019chapter03_e.pdf, accessed 11.10.2019.

Hannah P. 2019. Connectore. The Future of Global Civilization. Moscow: «Mann, Ivanov and Ferber». P. 36. (InRuss.)

Vladimirov S. A. 2016. World Transport System: Main Directions of Development – State adviser. No. 1. P. 15. (InRuss.)

Gudev P. A. 2019. Tanker War. Version 2.02. — Russia in Global Politics. Vol. 17. No. 4. Pp. 173–175. (InRuss.)

Mogilevkin I. M. 2016. Global Infrastructure; Growing Risks — Global Economy and International Relations. Vol. 60. No. 7. P. 79. (InRuss.)

Noskov A. 2019. Yemen's Oil Market Trap — Independent Newspaper. Energy. No. 219 (7695). P. 11. (InRuss.)

Subbotin I. 2019. The Alliance of Iran and Syria Rises to a New Track — Independent Newspaper. No. 242 (7718). P. 12. (InRuss.)

Toporkov A. 2019. Turkish Stream's Competitor Built in Turkey — Vedomosti. No. 217 (1753). P. 13. (InRuss.)

Posen A. 2018. Post-American Globalization of the World Economy in the Trump Era — Russia in global politics. Volume 16. No. 4. P. 83. (InRuss.)

Boval V. 2012. The Indian Ocean is the Region of Interest US // topwar.ru/13525-indiyskiy-okean-zona-interesov-ssha.html, accessed 12.09.2019. (InRuss.)

Sidorchik A. 2016. «Gibraltar is ours!» Why are England and Spain Ready to Shoot Each Other // https://aif.ru/politics/world/gibraltar_nash_iz-za_chego_angliya_i_ishpaniya_gotovy_strelyat_drug_v_druga, accessed 17.09.2019. (InRuss.)

Abeyagoonasekera A. 2018. The Geopolitics of Ports and the Silk Road of the Sea // <http://southasiajournal.net/the-geopolitics-of-ports-and-the-silk-road-of-the-sea/>, accessed 17.09.2019. (InEng)

The Whole World-Gross Domestic Product // <https://knoema.ru/>, accessed 11.10.2019. (InRuss.)

The EU Spent More than 187 Million Euros on a Transport Corridor by Passing Russia // <https://regnum.ru/news/economy/2208574.html>, accessed 10.10.2019. (InRuss.)

Why Does China Need a Naval Base in Djibouti? // <https://zen.yandex.ru/media/ivchina/zachem-kitaiu-voennomorskaia-baza-v-djibuti-5d681d871d656a00adeac745>, accessed 19.10.2019. (InRuss.)

China has Leased the Deep-water Port of Hambantota in Sri Lanka // topwar.ru/132479-kitay-vzyal-v-arendy-glubokovodnyy-port-hambantota-na-shri-lanke.html, accessed 14.09.2019. (InRuss.)

Аза МИГРАНЯН

ФОРМИРОВАНИЕ ОБЩЕГО РЫНКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ЕАЭС

В статье проведена комплексная оценка правовых, институциональных, экономических и геополитических факторов, влияющих на процессы формирования общих рынков энергоресурсов в ЕАЭС. Исследованы взаимоотношения и сотрудничество государств-членов ЕАЭС в процессе формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов. Сравнительный анализ национальных рынков энергоресурсов стран ЕАЭС позволил выявить специфику сотрудничества между странами в отраслевом разрезе, изучить факторы внешней среды, возможности инфраструктурной интеграции при формировании общего рынка нефти и нефтепродуктов стран ЕАЭС.

Развитие интеграционных процессов в ЕАЭС предусматривает создание общих рынков энергоресурсов, особый интерес среди которых вызывает рынок нефти и нефтепродуктов, что обусловлено социально-экономической значимостью данного ресурса для экономик стран экспортёров и импортёров. При этом прогнозируемые эффекты от создания общего рынка оцениваются в сумму до 8 млрд долл. в год. Создание общего рынка нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС [Саркисян, 2017: 65–70], по мнению ряда экспертов, позволит решить следующие задачи: сформировать независимый механизм конкурентного ценообразования в целях снижения зависимости от конъюнктуры цен на мировом рынке; использовать данный рынок в качестве инструмента поддержки валютного курса стран производителей (экспортёров); рынок электронных (биржевых) торгов нефтью и нефтепродуктами можно использовать в качестве платформы для интеграции с системами

МИГРАНЯН Аза (Азгануш) Ашотовна — доктор экономических наук, профессор, ведущий научный сотрудник, Института экономики РАН, заведующая отделом экономических исследований Института стран СНГ. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 117218, Нахимовский просп., д. 32. E-mail: a.mihrianyan20@gmail.com. SPIN-код: 9433-7609. ORCID: 0000-0001-6014-5955.

Ключевые слова: общий рынок нефти и нефтепродуктов, концепция и программа формирования общего рынка, гармонизация и унификация правовой базы стран ЕАЭС, инфраструктурная интеграция.

международной биржевой торговли; снижение (снятие) входных барьеров на национальные сегменты рынка нефти и нефтепродуктов позволит ускорить процесс торгового обмена, в том числе и за счёт снятия ограничений доступа к системам транспортировки; повысить потенциал обеспечения энергетической безопасности стран ЕАЭС с учётом роста доступа к энергоресурсам стран-экспортёров [Развитие... 2018: 140].

Реализация положений Договора о ЕАЭС (далее – Договор) [Договор о Евразийском экономическом союзе, 2014] в части формирования общих энергетических рынков* сопряжена с необходимостью проведения большой подготовительной работы по созданию правовой базы, инструментов регулирования и их институтов. Сложность этого процесса обусловлена существенными различиями подходов к организации и функционированию этих рынков в национальном формате, что актуализирует исследование особенностей подходов, методов и форм углубления интеграционного взаимодействия на рынках нефти и нефтепродуктов ЕАЭС.

В базовом законодательном акте интеграционного взаимодействия стран ЕАЭС на рынках энергоносителей, Договоре о ЕАЭС, даны основные положения (категории, подходы, принципы, формы отраслевой интеграции), предусмотрен порядок поэтапного перехода от стадии формирования скоординированной отраслевой политики на национальных рынках стран-участниц к формированию общего рынка всех видов энергоносителей [Доклад о реализации... 2019]. Знаковым моментом в формировании концепций интеграции рынков энергоносителей стал отказ от цели создания единого рынка для всех видов энергоресурсов на переговорах по согласованию положений союзного Договора и закрепление в нём формата общего рынка в качестве целевого ориентира интеграции для сектора энергоресурсов.

Отраслевая интеграция на рынке нефти и нефтепродуктов требует развития указанных правовых основ создания общих рынков в силу своей специфики. Особого внимания заслуживает процесс унификации и гармонизации условий функционирования национальных рынков, национальных систем регулирования общего рынка нефти и нефтепродуктов, а также нормативных актов с целью согласования положений, формата интеграционного сотрудничества, а также заключения международных договоров о формировании общих рынков нефти (нефтепродуктов) стран ЕАЭС [Романова, 2018: 99–102].

Теоретически решить поставленные задачи можно в условиях единого (общего) рынка нефти и нефтепродуктов при условии полноценной реализации модели такого рынка, что на практике не удалось выполнить ни од-

* Договор о Евразийском экономическом союзе, раздел XX «Энергетика» статьи 79–85 и раздел XXVII «Переходные положения», а также приложения к нему 21–23 // <https://docs.eaeunion.org/Pages/DisplayDocument.aspx>, дата обращения 28.01.20.

ному из ныне действующих интеграционных блоков. Учитывая большой объём ограничений (изъятий), незавершённость интеграционных процессов в ЕАЭС и противоречивость интересов стран в сфере энергетического сотрудничества, необходимо детальное исследование условий, параметров, инструментов и механизмов создаваемого общего рынка в данном сегменте.

Правовые и институциональные аспекты создания общего рынка нефти и нефтепродуктов (ОРНиНП)

Процесс формирования общего рынка нефти и нефтепродуктов поступательно развивается в соответствии с положениями Договора о создании Евразийского союза [Договор о Евразийском экономическом союзе, 2014] и предусматривает создание правовой базы, институтов и инструментов его регулирования к 2025 г. В соответствии с положениями двадцатого раздела «Энергетика» данного Договора (статьи 79, 80 и 84), двадцать седьмого раздела «Переходные положения» (статья 104) и приложения № 23 к Договору «Протокол о порядке организации, управления, функционирования и развития общих рынков нефти и нефтепродуктов» [Договор о Евразийском экономическом союзе, 2014]^{*} была разработана Концепция формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Союза [Решение о Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС, 2016]^{**} (ОРНиНП), реализация которой предусмотрена Программой формирования ОРНиНП [Решение о формировании общих рынков нефти... 2018]^{***}. Сложность процесса согласования и унификации подходов к организации общего отраслевого рынка обусловлена противоречивостью интересов национальных производителей, большой экономической значимостью для стран-экспортёров нефти и нефтепродуктов и не меньшей значимостью для стран-импортёров [Калугин, 2018: 99–102].

Кроме того, существенные различия в модели рынка нефти и нефтепродуктов в странах ЕАЭС, институциональной структуре и регуляторных подходах также требуют дополнительного согласования, требований по гармонизации и унификации национальных правовых актов и принципов организации данной сферы. Указанные трудности обусловили длительный период становления институциональных и правовых основ формирования

^{*} Статья 79 «Взаимодействие государств-членов в сфере энергетики»; Статья 80 «Индикативные (прогнозные) балансы газа, нефти и нефтепродуктов»; Статья 84 «Формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов Союза и обеспечение доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки нефти и нефтепродуктов»; Статья 104 «Переходные положения в отношении раздела XX».

^{**} Была утверждена 31.05.2019 в Астане Высшим советом ЕАЭС.

^{***} Утверждена решением Высшего Евразийского экономического совета от 06.12.2018 г. № 23.

ОРНиНП ЕАЭС, подписание и вступление в силу базового Международного договора о формировании общих рынков нефти в Союзе планируется завершить до 01.01.2025 (разработку соглашения начнут в 2021 г.). В базовом международном соглашении стран ЕАЭС должны будут:

- сформировать единые правила доступа к системам трубопроводов и транспортировки (в том числе и транзита, до конца 2021 г.), целью которых является создание равных возможностей для всех участников рынка, независимо от страны происхождения и объёмов поставок;
- разработать единые правила торговли нефтью и нефтепродуктами, что обеспечит равные конкурентные возможности для продавцов и недискриминационный доступ для покупателей, независимо от страны происхождения до конца 2023 г. (наиболее сложным аспектом является проблема создания унифицированной системы ценообразования);
- создать институциональные и правовые основы системы и принципов биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами (до конца 2023 г.), которые бы позволили максимально сократить факторы влияния государственной регуляторной системы и обеспечили бы высокий уровень либерализации рынка в данном сегменте (внедряя свободу конкуренции без ограничений и установления высоких входных барьеров);
- и наконец, разработать регламенты единой (или совместимой) информационной системы по учёту и контролю на создаваемом общем рынке.

По состоянию на ноябрь 2019 г. в рамках двух базовых программных документов (Концепции и Программы), регламентирующих процессы формирования ОРНиНП ЕАЭС, сформулированы целевые ориентиры, основные подходы и принципы согласования институтов и механизмов общего рынка и функционал взаимодействия. Основной целью при формировании общего рынка нефти и нефтепродуктов, впрочем, как и всех рынков энергоресурсов, является развитие конкурентных отношений, рыночного ценообразования и равного доступа на национальные сегменты всех стран-членов ЕАЭС. Особенностью формирования ОРНиНП является разделение процессов согласования правил взаимодействия на общем рынке по функционалу в следующей последовательности: транспортировка, добыча и переработка [Доклад о реализации... 2019].

На первом этапе (2018–2021 гг.), в соответствии с утверждённой программой, предусмотрены: унификация законодательной базы в целом по отрасли, а также регламентация работы систем информационного обмена между странами; формирование правил технологического взаимодействия национальных операторов по транспортировке нефти и нефтепродуктов и условий доступа к системам транспортировки для представителей всех стран-участниц на условиях недискриминации. Законодательно условие недискриминационного доступа к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов национальных операторов закреплено в приложении № 23

Договора (пункт 7), в котором предусматривается установление тарифа на транспортировку нефти и нефтепродуктов в соответствии с национальным законодательством оператора, но с существенным ограничением в виде недопущения роста цен для резидентов стран-партнёров по ЕАЭС выше уровня цен для внутреннего пользования (т. е. для резидентов страны-оператора). Данное ограничение в корне меняет ситуацию по созданию равных условий для всех хозяйствующих субъектов всех стран Союза, обеспечивая им равные условия по транспортировке нефти и нефтепродуктов как для продавцов, так и для покупателей, а также формирует основу для развития биржевой торговли на данном специфическом рынке, снимая ограничения транспортировки, которые существуют в рамках национальных рынков нефти и её производных. В результате выполнения мероприятий, запланированных на первом этапе Программы, должна быть создана методическая база гармонизации и унификации национальных правил и законодательства в целом в сфере регулирования рынка нефти и её производных.

На втором этапе Программы мероприятий по формированию ОРНиНП ЕАЭС (2021–2024 гг.) должны быть сформулированы единые правила торговли нефтью и её производными как на основе договоров (между субъектами, между странами), различающихся по длительности действия, так и для биржевой торговли. Свод правил по организации недискриминационного доступа к транспортировке нефти и нефтепродуктов и правил торговли ими создаст основу для развития конкурентных отношений на монополизированном рынке в данном сегменте. А разработка принципов, подходов по организации общего рынка снимет противоречия и позволит законодательно закрепить базовые положения функционирования общего рынка нефти и нефтепродуктов в формате международного договора, подписанием которого должно быть положено начало функционирования ОРНиНП в конце 2024 г. (третий этап Программы) [Бычкова, 2018: 184–188]. По результатам выполнения запланированных мероприятий второго этапа должны быть сформированы условия, созданы базовые нормы и правила ведения свободной торговли нефтью и нефтепродуктами на конкурентной основе, что может существенно изменить развитие данного сегмента экономики, повысить конкурентоспособность национальных производителей. На третьем этапе (не позднее 1 января 2025 г.) должен заработать общий рынок нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС (скорее, его переходная модель), когда начнётся практическая реализация достигнутых соглашений и применение новых институциональных механизмов организации функционирования ОРНиНП ЕАЭС.

Формируемая модель общего рынка нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС нуждается в эффективной институциональной поддержке не только с точки зрения правового регулирования и согласования, но и с точки зрения

создания дополнительных инструментов и механизмов (инфраструктурных объектов), которые бы могли обеспечить правоприменительную практику исполнения достигнутых соглашений.

Для обеспечения эффективного функционирования ОРНиНП необходима дополнительная инфраструктура по обеспечению и регулированию взаимного доступа субъектов рынка стран ЕАЭС к системам национальных операторов транспортировки (магистральные трубопроводы, танкерные и железнодорожные перевозки), хранения (нефтехранилища, складская инфраструктура), конкурентного ценообразования (операторы биржевой торговли) и системы технологического обеспечения взаимодействия на общем рынке между продавцами и покупателями всех стран ЕАЭС [Формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, 2015: 8–21]. Эти вопросы требуют дополнительного согласования и проработки для формирования эффективной системы инфраструктуры поддержки и развития ОРНиНП, что предполагается осуществить до 2025 г. в рамках реализации Программы создания общего рынка.

Концепция ОРНиНП: основные параметры

Обобщая правовые аспекты формирования общего рынка нефти и нефтепродуктов, следует отметить следующие основные параметры его будущего к 2025 г. Система отношений при реализации нефти и нефтепродуктов на общем рынке между субъектами рынка (резидентами стран ЕАЭС) сохраняет национальный формат в вопросах ценообразования (каждая из стран пятёрки регламентирует регулирование цен на внутреннем национальном рынке при сохранении свободно конкурентного ценообразования экспорта в соответствии с основными трендами мирового рынка), технические требования (каждая страна сохраняет национальный стандарт, предъявляемый к качеству сырой нефти, и осуществляет переход на евростандарты по ГСМ; технические параметры соответствия нефти и нефтепродуктов определённому трубопроводу — в основном российский опыт) и конкурентную модель (олигополия или монополия добычи и переработки нефти, и монополия, в случае с российским рынком, монополистическая конкуренция в сфере услуг транспортировки). По сути, концепция общего рынка нефти и нефтепродуктов повторяет модель общего рынка электроэнергии с некоторыми отличительными особенностями, обусловленными спецификой продукта. Общий рынок нефти и нефтепродуктов предусматривает сохранение национальных сегментов, работающих автономно и обеспечивающих внутренние потребности участников Союза. При этом предполагается поэтапное сближение (унификация, гармонизация) регулирующих инструментов с целью организации общего рынка с едиными правилами обращения нефти и её производных на общем рынке без огра-

ничений. По мнению Евразийской комиссии и стран-участниц, поэтапное сближение позволит снять противоречия между странами (их национальными сегментами), создать благоприятные условия для развития конкуренции посредством объединения рынков ограниченного числа продавцов нефти (олигополий).

Кроме унификации регуляторной базы ОРНиНП, ЕАЭС предусматривает обеспечение доступа к услугам национальных операторов по транспортировке нефти и её производных на равных условиях, с оговоркой соответствия предполагаемой для перегонки нефти требованиям и техническим стандартам, принятым в стране транзита. Это существенное достижение для стран ЕАЭС, так как именно доступ к российским трубопроводам (транзиту — транспортировке) сырья и его продуктов является самым труднопреодолимым барьером для стран-партнёров РФ по интеграционному блоку. В этом вопросе существенную роль играет механизм организации доступа к российской трубопроводной сети, оператором которой является ПАО «Транснефть» [Голыжникова, 2019: 128—139]. Доступ к перекачке нефти по системе трубопроводов российского оператора осуществляется при условии соответствия качества нефти и её производных определённым параметрам, предусмотренным по конкретному трубопроводу. Механизм допуска регулируется Министерством энергетики РФ, куда подаются заявки на доступ (транспортировку, транзит) продукции продавцом (или покупателем), а в случае соответствия требованиям, сырьём (продукции) разрешается доступ к трубопроводам в порядке очереди, с приоритетом для национальных участников российского рынка. Соглашение, достигнутое в рамках утверждённой концепции, снимает ограничение приоритета российских участников рынка нефти. Именно это соглашение создаёт условие равного недискриминационного доступа к системе российских магистральных трубопроводов, что в первую очередь отвечает интересам казахстанских экспортёров и уравнивает возможности конкуренции при условии равного для всех участников-стран ЕАЭС с точки зрения цены доступа к транспортной инфраструктуре рынка нефти и её производных. Но при этом доступ к транспортирующей инфраструктуре России регламентируется индикативными (прогнозными) балансами нефти и нефтепродуктов, которые утверждены в ЕАЭС. Следовательно, доступность нефтепроводной системы национальных операторов для субъектов рынка из стран-партнёров по ЕАЭС ограничивается объёмами, не превышающими показатели индикативных балансов при условии наличия свободных мощностей у оператора.

Свобода торговли нефтью и нефтепродуктами на ОРНиНП предусматривает отсутствие каких-либо ограничений по торговле между субъектами рынка, вне зависимости от страны происхождения (для всех участников ЕАЭС), на основании двусторонних соглашений (договорно-правовые отношения) и/или биржевой торговли, при этом ценообразование не регла-

ментируется (т. е. на основе равновесной рыночной цены на момент заключения и/или совершения сделки).

Не менее важным достижением создания общего рынка является соглашение в рамках утверждённой Концепции о разрешении свободной деятельности резидентов стран ЕАЭС на территориях этих стран по организации добычи, переработки и продажи нефти и нефтепродуктов на территории стран-партнёров. Этот факт может стимулировать развитие отрасли и её конкурентного потенциала за счёт стимулирования конкуренции между большим числом участников рынка.

Таким образом, формально правовые основы создаваемого общего рынка нефти и нефтепродуктов направлены на либерализацию торговли данными ресурсами при сохранении определённых оговорок (ограничений), которые не позволяют рассматривать его как единый свободно конкурентный рынок. Справедливо было бы рассматривать формат создаваемого общего рынка как регулируемого олигопольного рынка, стремящегося снизить входные барьеры для субъектов рынка по признаку страны происхождения (для стран ЕАЭС), сохраняя высокие требования по техническим параметрам и условиям допуска на него. По сути, исследованные правовые основы ОРНиНП регламентируют сохранение национального сегмента рынка данного вида ресурсов без изменения. В качестве меры либерализации отношений в данном сегменте общего рынка ЕАЭС рассматривается облегчение доступа к системе транспортировки нефти и нефтепродуктов через национальных операторов для стран-партнёров, возможность ведения хозяйственной деятельности субъектов рынка на территории стран-партнёров и осуществления торгов на биржевой (биржевых) площадках. Эти меры с правовой точки зрения формально меняют систему взаимоотношений и позволяют сохранять баланс интересов между партнёрами, что отвечает национальным интересам стран ЕАЭС с учётом сложившейся мировой конъюнктуры*.

Рассматривая перспективы сотрудничества стран ЕАЭС на создаваемом рынке нефти и нефтепродуктов, необходимо учитывать современные тренды развития данной сферы на мировом рынке с учётом особой значимости данного сегмента с точки зрения влияния на цены и структуру общего рынка энергоресурсов ЕАЭС. Кроме того, при формировании ОРНиНП необходимо учитывать конечность этих ресурсов, что обуславливает необходимость перехода к низкоуглеродной парадигме, а также сланцевых и цифровых технологий, благодаря которым радикально перекраивается конкурентная карта мирового рынка нефти.

* Например, Казахстан крайне заинтересован в обеспечении беспрепятственного доступа к российским трубопроводам для перекачки своей нефти в направлении стран ЕС.

Рынок нефти стран ЕАЭС: потенциал сотрудничества и риски

Контуры общего рынка нефти и нефтепродуктов с точки зрения практической реализации при противоречащих интересах стран ЕАЭС нуждаются в детализации. Наибольший объём противоречий здесь накоплен Белоруссией [Единый рынок нефти и газа... 2019]. Противоречия между Россией и Белоруссией по вопросам ценообразования в нефтегазовой сфере начались в апреле 2002 г., когда было сорвано соглашение по покупке «Газпромом» доли «Белтрансгаза» в обмен на поставку газа по внутренним ценам российских потребителей. В 2004 г. конфликт обострился, Газпром вернулся к базовым ставкам на газ, и только к концу 2006 г. приобретение доли «Белтрансгаза» завершилось уплатой акциями компании долга по потреблённому газу. Завершение войны цен на газ, поставляемый Россией в Белоруссию, положило начало противостоянию по ценам и условиям поставок нефти в РБ. С 2007 г. после введения экспортных пошлин на сырую нефть со стороны России Минск увеличил стоимость транзита нефти по нефтепроводу «Дружба» (также была введена пошлина на транзит, что увеличило стоимость до 45 долл. за тонну). Результатом противостояния между «Транснефтью» и Минском стало снижение экспортной пошлины со 180 до 53 долл. с пролонгированным периодом возвращения к первоначальному значению пошлины в течение нескольких лет [Каницкая, 2018: 139–146]. По достижению исходной величины экспортной пошлины, при хроническом невыполнении договора о разделе выручки по экспорту переработанной российской нефти на белорусских НПЗ разразился скандал по растворителям в 2012 г. Вскрытая схема перекачки переработанной нефти без уплаты пошлины в российский бюджет положила начало новому витку ценового противостояния между Россией и Белоруссией, результатом которого стало радикальное снижение объёмов закупаемой российской нефти почти в 100 раз. В ответ Лукашенко предпринял демарш по закупке венесуэльской, азербайджанской, иранской и казахстанской нефти, но бесперспективность альтернативного замещения российских энергоресурсов побудила белорусские власти к компромиссу. Суть компромисса сводилась к формуле так называемой «перетаможки», которая предполагала уступку белорусской стороны 1/4 части от общего объёма поставки российским производителям (около 6 млн т) с сохранением права собственности. Эту часть российские нефтетрейдеры напрямую экспортировали в третьи страны, прокачивая через нефтепровод «Дружба», уплачивали в российский бюджет пошлину в полном объёме, а после из бюджета РФ в бюджет РБ возвращали компенсацию в пределах 500–700 млн долл.

Данная схема действовала в 2016–2017 гг. В 2018 г. конфликт вновь обострился из-за решения российской стороны ускорить налоговый манёвр (переход от выплаты экспортной пошлины по нефти на выплату НДС),

который приводит к росту цен на нефть, поставляемую в Белоруссию, и лишает белорусские НПЗ части прибыли*. Суть требований Минска сводилась к компенсации выпадающей части прибыли своим компаниям по аналогии с российскими. В результате в 2018–2019 гг. белорусская сторона повторила манёвр с угрозами по транзиту (удорожание транзита российской нефти через нефтепровод «Дружба») и смене поставщика нефти. В частности были возобновлены переговоры с Казахстаном по закупке нефти.

Рассматривая потенциал создания и функционирования общего рынка нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС, следует отметить его главное преимущество в преодолении ценового противостояния между Россией и Белоруссией в частности, что обуславливает высокую степень активности белорусской стороны в вопросах лоббирования ускоренного формата перехода к общему рынку [Спехова, 2018]. В контексте принятой Концепции ОРНиНП вполне логичным и обоюдовыгодным становится переход Белоруссии на поставки казахстанской нефти, о чём неоднократно заявляет Минск. В экспертной среде склонны расценивать это стремление белорусской стороны как недружественный шаг в отношении стратегического партнёра — России, что не соответствует интересам РФ и конъюнктуре мирового рынка. В условиях общего товарного рынка ЕАЭС переход на поставки нефти из Казахстана позволит Белоруссии диверсифицировать свой портфель импорта нефти, т. к. полностью компенсировать российские поставки Казахстан не имеет возможности. При этом уровень цен по казахстанским поставкам вполне очевидно будет сформирован на уровне равновесной цены на мировом рынке**. Этот сдвиг позволит не только России и Белоруссии, но и всем странам ЕАЭС приблизиться к рыночным принципам ценообразования, что является целью создания ОРНиНП.

В преддверии формирования общего рынка нефти Казахстан готов вести переговоры о поставке от 1 до 3,5 млн т нефти в соответствии с заявкой со стороны Белоруссии. При этом основная проблема поставок из Казахстана — это необходимость соглашения с Россией о прокачивании через систему трубопроводов «Транснефти» (проблема в выполнении технических требований, включении этих поставок в индикативный баланс нефти ЕАЭС

* К 2024 г. полностью обнулится экспортная пошлина и возрастёт НДС, и для всех нефть будет стоить дорого. Россия за счёт бюджета будет компенсировать своим НПЗ это повышение, выплачивая индексную надбавку. Для белорусских НПЗ и российского бюджета такая выплата не предусмотрена. Раньше белорусские НПЗ получали нефть по российской цене, и это было выгодно, а теперь выйдут к 2024 г. на мировые цены.

** С июля 2016 г. по март 2017 г. в сумме было поставлено 106 тыс. т сырой нефти из Казахстана в РБ по железной дороге и через Каспий, стоимость которой была выше цены российских поставок нефти в РБ на тот же период, на 5 долл. дороже с каждого барреля (в общей сумме переплата составила около 4 млн долл. по сравнению с тем, если бы она покупала тот же самый объём в России).

и наличии на момент поставок свободных мощностей) [Соглашение... 2019]. Этот вопрос является одним из наиболее сложных при выработке общих требований по техническим регламентам, их универсализации и гармонизации с целью обеспечения доступа в магистральные нефтепроводы российского монополиста ПАО «Транснефть». Опыт прокачки казахстанской нефти через российские трубопроводы имеется, но на довольно низком уровне (около 17 с небольшим миллионов тонн нефти в год). Поэтому переориентация Белоруссии на казахстанскую нефть не имеет ни технических, ни конкурентных проблем, данный вопрос в большей степени политизирован, ибо утверждённая Концепция ОРНиНП уже позволяет организовать беспрепятственную прокачку нефти. Миф о противодействии со стороны РФ также не обоснован, т. к. даже частичное замещение российской нефти казахстанской позволит России переориентировать эти объёмы на рынки третьих стран по более выгодной цене, что увеличит доходы российского бюджета. Более того, такое замещение позволит России оптимизировать эксплуатацию нефтепроводов и мощностей портов Новороссийска и Усть-Луги^{*}. Выгоды России от поставок казахстанской нефти в Белоруссию заключаются в следующем. Казахстан заплатит за транспортировку, плюс эти объёмы высвободят российские объёмы поставок, и те уйдут на Усть-Лугу. Российские компании тогда будут поставлять нефть в третьи страны, которые заплатят экспортную пошлину до 2024 г. с этих объёмов [Доклад Международного... 2016].

Таким образом, создаваемый ОРНиНП имеет серьёзный потенциал разрешения спорных моментов в сфере ценообразования на рынке нефти и способен увеличить эффективность эксплуатации имеющихся инфраструктурных объектов по перекачке (транспортировке нефти и нефтепродуктов), что может обеспечить рост доходности отрасли, как в интересах экспортёров нефти, так и в интересах импортёров.

Кроме того, ОРНиНП позволит перейти к рыночному ценообразованию, что нивелирует потери Белоруссии после завершения Россией налогового манёвра после 2024 г., что фактически снимет все противоречия.

Сотрудничество на общем рынке нефти между странами ЕАЭС предполагает радикальное реформирование требований технического регламента, которое приведёт к созданию универсальной системы требований к качеству нефти и нефтепродуктов, банка качества нефти в российском сегменте, что станет базовым условием обеспечения недискриминационного до-

^{*} В текущем году объём прокачки нефти на Новороссийск составил около 6,9 млн т и 8,8 на Усть-Лугу (Ленинградскую область). Эти объёмы можно перекидывать с Усть-Луги на Белоруссию, так как обсуждаемая поставка из Казахстана в 3,5 млн т не является критичной нагрузкой для магистрального трубопровода «Транснефти» с учётом его пропускной способности.

ступа к российским трубопроводам и транспортной инфраструктуре в целом.

В процессе формирования ОРНиНП самым сложным вопросом для согласования остаётся проблема ценообразования. Спорными остаются вопросы, связанные с проблемой регулирования экспорта нефтепродуктов, полученных из российской нефти при переработке на белорусских НПЗ, без экспортной налоговой нагрузки. В этой связи Белоруссия настаивает на следующей формуле цены на нефть для поставок между странами-членами ЕАЭС: цена поставки не должна превышать стоимость внутренней цены поставщика, рассчитанной на основе котировок международных ценовых агентств минус затраты на поставки нефти вне ЕАЭС и на экспортные пошлины. Против этой формулы выступает Россия, так как данный подход не учитывает реальных расходов по экспорту и невыгоден для национальных операторов (фактически данная формула ориентирована на перераспределение ресурсной ренты в пользу покупателей [Ергин, 2019]). Казахстан предлагает формулу формирования цен на нефть на основании рыночных механизмов и добросовестной конкуренции. Противоречия объяснимы: Россия и Казахстан продают нефть, а Белоруссия покупает [Договор о Евразийском экономическом союзе, 2014] *. Для преодоления потерь при образовании общего рынка нефти Россия предприняла «налоговый манёвр», отказ от экспортных пошлин на нефть и переход на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), который предусматривает взимание ренты по месту добычи (переработки) и уплачивается производителем в бюджет страны экспорта при добыче, а не при реализации. Это приводит к удорожанию нефти и нефтепродуктов в целом для российских компаний, которым в рамках «налогового манёвра» предоставляется компенсация (субсидия). Именно этот факт стал камнем преткновения для белорусской стороны, которая требует аналогичную компенсацию для себя, т. к. налоговый манёвр лишает их возможности перераспределения ренты в свою пользу [Каницкая, 2018: 139–146].

После вступления Республики Армения в ЕАЭС Россия и Армения смягчили порядок беспошлинных поставок нефтепродуктов, природного газа и необработанных природных алмазов, исключив условия о переносе неуплаченных вывозных таможенных пошлин в государственный долг Армении перед Россией, а также ограничили перечень нефтепродуктов, поставляемых в беспошлинном режиме [Протокол... 2016].

Киргизия официально присоединилась к ЕАЭС 12 августа 2015 г. В связи с отсутствием российско-киргизских международных договоров, регулирующих вопросы торговли нефтью и нефтепродуктами, со дня присоединения Киргизии к ЕАЭС поставки нефти и нефтепродуктов в Киргизию из

* Пункт 12 Приложения № 23 к Договору.

России осуществлялись без применения вывозных таможенных пошлин и количественных ограничений. Несмотря на это, в ходе визита президента России В. Путина в Киргизию было подписано Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Киргизии о сотрудничестве в сфере поставок нефти и нефтепродуктов (от 6 июня 2016 г.). Соглашение предусматривало возможность беспошлинных поставок нефти и нефтепродуктов в рамках внутреннего потребления Киргизии с ежегодным согласованием объёмов и номенклатуры поставок. Таким образом, Киргизия фактически ограничила свои возможности по использованию преимуществ общего рынка ЕАЭС.

В 2018 г. было отменено временное таможенное декларирование в отношении поставок нефти и нефтепродуктов в Киргизию [Протокол... 2018], что позволило отойти от непрозрачного резервирования компаниями «квот» без обязательств по поставкам. Это создавало проблемы как внутри России с точки зрения возможности всех заинтересованных компаний в осуществлении поставок, так и в Киргизии, покупатели которой были ограничены в выборе поставщиков.

В отношениях с Казахстаном в 2018 г. была достигнута договорённость об обновлении перечней нефтепродуктов, запрещённых к вывозу из России в Казахстан и из Казахстана за пределы ТС, а также о согласовании этих перечней на уровне профильных министерств. Российско-казахстанские договорённости о запрете поставок ряда нефтепродуктов, действующие с 2015 г., позволили Казахстану завершить модернизацию нефтеперерабатывающих мощностей. В этих условиях обновление перечня нефтепродуктов, запрещённых к поставкам из России в Казахстан, может привести к снижению доли российских нефтепродуктов как на казахстанском рынке, так и на рынках стран Центральной Азии.

При этом важно отметить, что в отличие от Российской Федерации, у Республики Казахстан нет запретов на поставки нефтепродуктов на российский рынок; что создаёт возможности выхода казахстанских нефтепродуктов на общий рынок ЕАЭС без ограничений.

Таким образом, учитывая долю российского сектора на рынке нефти и нефтепродуктов, именно на Россию практически полностью ложатся все затраты, в том числе и налоговая нагрузка в рамках ЕАЭС по обеспечению беспошлинных поставок нефти и нефтепродуктов за счёт прямых финансовых потерь собственного нефтяного сектора. При этом после реализации Россией планов по отказу к 2025 г. от вывозных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты и соответствующего выравнивания цен на внутреннем и внешних рынках (по экспортному паритету) общие рынки нефти и нефтепродуктов ЕАЭС обретают понятные очертания. В то же время экономические выгоды Армении, Белоруссии и Киргизии от членства в ЕАЭС, в том числе заключающиеся в возможности получения нефти и нефтепро-

дуктов по внутрироссийским ценам, отличным от мировых, в этом случае существенно сократятся, что может привести к пересмотру всей интеграционной конфигурации.

Список литературы

Договор о Евразийском экономическом союзе, 2014 // http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/, дата обращения 10.09.2019.

Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о сотрудничестве в сфере поставок природного газа, нефтепродуктов и необработанных природных алмазов в Республику Армения от 2 декабря 2013 г. // <http://docs.cntd.ru/document/542659418>, дата обращения 29.09.19.

Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в Республику Казахстан от 9 декабря 2010 г., от 03.10.2018. // <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201902010020>, дата обращения 29.09.19.

Решение о Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС, 2016 // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/Documents.pdf>, дата обращения 29.09.19.

Решение о Формировании общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, 2018 // https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01420205/scd_07122018_23, дата обращения 29.09.19.

Соглашение о Методологии формирования индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов в рамках Евразийского экономического союза // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energy/Documents.pdf>, дата обращения 12.09.2019

Доклад Международного энергетического агентства. World Energy Outlook 2016 // <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2016>, дата обращения 10.09.2019.

Доклад о реализации основных направлений интеграции в рамках Евразийского экономического союза // <http://www.eurasiancommission.org/ru/Documents.pdf>, дата обращения 18.09.2019.

Развитие евразийской экономической интеграции в 2018 г. Евразийская экономическая интеграция – 2019. 2019. М.: ЦИИ ЕАБР. 140 с.

Голыжинова Д. Ю. 2019. Текущее состояние и перспективы транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов через морские порты Российской Федерации – Мировая энергетика: конкуренция и сотрудничество / Под ред. С. В. Жукова. М.: ИМЭМО РАН. С. 128–139. DOI:10.20542/978-5-9535-0554-3

Ергин Д. 2019. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть. М.: Альпина – Паблишер, 944 с. *Агеев А. И., Логинов Е. Л., Райков А. Н.* 2015. Формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС: фундамент союзного островка стабильности в бушующем мировом океане глобальных спекуляций Экономические стратегии – Экономические стратегии. Т. 17. № 5–6 (130–131), С. 8–21.

Бычкова А. А. 2018. Актуальные проблемы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС – Современные аспекты экономики. № 12 (256). С. 184–188.

Калугин П. В. 2018. Энергетическая стратегия России и перспективы формирования единого рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС – Инновации и инвестиции. № 2. С. 99–102.

Каницкая Л. В. 2018. Завершение большого налогового манёвра и его влияние на формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС – Евразийский интеграционный проект: цивилизационная идентичность и глобальное позиционирование. Материалы Международного Байкальского форума / Под ред. Е. Р. Метелевой. С. 139–146.

Романова В. В. 2018. Проблемы и задачи правового обеспечения общих рынков энергетических ресурсов евразийского экономического союза – Правовой энергетический форум. № 1. С. 7–13.

Саркисян Т. С. 2017. Создание общих рынков в ЕАЭС: этапы и содержание – Известия Санкт-петербургского Государственного Экономического Университета. № 1–1 (103) С. 65–69.

Спехова О. 2018. Активная позиция Белоруссии в ЕАЭС: общий рынок нефти // <https://belchemoil.by/news/neft/obshhij-rynok-nefti>, дата обращения 10.10.2019.

Единый рынок нефти и газа ЕАЭС: за и против // <https://nangs.org/news/industry/edinyj-rynok-nefti-i-gaza-eaes-za-i-protiv-13848>, дата обращения 10.09.2019.

Aza (Azganush) A. MIHRANYAN,

Doctor of Economics, Professor, Leading Researcher, Institute of Economics of RAS, Head of the Department of Economic Research, Institute of the CIS.

Address: 32, Nakhimov Ave., Moscow, 117218, Russian Federation.

E-mail: a.mihryan20@gmail.com

SPIN-code: 9433-7609

ORCID: 0000-0001-6014-5955

CREATION OF A COMMON MARKET OF OIL AND OIL PRODUCTS IN EAEU

Key words: common oil and oil products market, concept and program for the formation of a common market, harmonization and unification of the legal base of the EAEU countries, infrastructure integration.

Abstract

The article provides a comprehensive assessment of the right, institutional, economic and geopolitical factors affecting the processes of formation of common energy markets in the EAEU. The relationships and the state of mutual cooperation of the EAEU member states in the process of boosting the common markets for oil and oil products are investigated. A comparative analysis of the national energy markets of the EAEU countries allowed us to identify the specifics of mutual cooperation between the countries in a sectoral context, to study environmental factors, the possibilities of infrastructure integration in the formation of a common market for oil and oil products of the EAEU countries.

References

The Treaty on the Eurasian Economic Union, 2014 // http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/0be36c1fcadd0cdd1f8c0984ef99fbc7d8da61b9/, accessed 10.10.2019. (InRuss.)

Protocol on Amending the Agreement Between the Government of the Russian Federation and the Government of the Republic of Armenia on Cooperation in Supplies of Natural Gas, Petroleum Products and Uncut Natural Diamonds to the Republic of Armenia on December 2, 2013, from 29.12.2015. <http://docs.cntd.ru/document/542659418>, accessed 29.09.19. (InRuss.)

Protocol on Amendments to the Agreement Between the Government of the Russian Federation and the Government of the Republic of Kazakhstan on Trade and Economic Cooperation in the Field of Oil and Oil Products Supplies to the Republic of Kazakhstan on December 9, 2010, from 03.10.2018. // <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201902010020>, accessed 29.09.19. (InRuss.)

Decision of the Concept of Forming a Common Market of Gas of the EAEU, 2016 // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/Documents.pdf>, accessed 29.09.19. (InRuss.)

Decision on the Formation of Common Markets of Oil and Oil Products of the EAEU, 2018 // https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01420205/scd_07122018_23, accessed 29.09.19. (InRuss.)

Agreement on the Methodology for the Formation of Indicative (Forecast) Balances of Gas, Oil and oil Products Within the EAEU // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Documents.pdf>, accessed 12.09.2019. (InRuss.)

Report of the International Energy Agency. World Energy Outlook 2016 // <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2016>, accessed 10.09.2019. (InRuss.)

Report on the Implementation of the Main Directions of Integration Within the EAEU // <http://www.eurasiancommission.org/ru/Documents.pdf>, accessed 18.09.2019. (InRuss.)

The Development of the Eurasian Economic Integration in 2018 Eurasian Economic Integration – 2019. 2019. M.: EDB. 140 p. (InRuss.)

Golishnikova D. Y. 2019. Current State and Prospects of Transportation of Crude Oil and Oil Products Through Sea Ports of the Russian Federation – World energy: competition and cooperation / ed. by S. V. Zhukov. Moscow: IMEMO RAS. Pp. 128–139. DOI:10.20542/978-5-9535-0554–3 (InRuss.)

Yergin D. 2019. Production. World History of Fight for Oil. M.: Alpina-publisher, 944 p. (InRuss.)

Ageev A. I., Loginov E. L., Raikov A. N. 2015. Formation of the Common Market for Oil and Petroleum Products of the EAEU: The Foundation of the Union Island of Stability in the Raging World Ocean of Global Speculation Economic Strategies – Economic Strategies. Vol. 17. No. 5–6 (130–131), Pp. 8–21. (InRuss.)

Bychkova A. A. 2018. Actual Problems of Formation of Common Markets of Oil and Oil Products the EAEU. – Modern Aspects of the Economy. No. 12 (256). Pp. 184–188. (InRuss.)

Kalugin P. V. 2018. The Energy Strategy of Russia and Prospects of Formation of Common Market of Oil and Oil Products the EAEU – Innovation and Investments. No. 2. Pp. 99–102. (InRuss.)

Kanitskaya L. V. 2018. Completion of a Large Tax Maneuver and its Impact on the Formation of the Common Market for Oil and Petroleum Products of the EAEU – The Eurasian Integration Project: Civilizational Identity and Global Positioning. Materials of the International Baikal forum / ed. by E. R. Meteleva. Pp. 139–146. (InRuss.)

Romanova V. V. 2018. Problems and Tasks of Legal Support of the Common Energy Resource Markets of the Eurasian Economic Union. Legal Energy Forum. No. 1. p. 7–13. (InRuss.)

Sarkisian T. S. 2017. Creating Common Markets in the EAEU: Stages and Content – Proceedings of the Saint Petersburg State University of Economics. No. 1 (103) Pp. 65–69. (InRuss.)

Spehova O. 2018. Belarus' Active Position in the EAEU: Common Oil Market // <https://belchemoil.by/news/neft/obshhij-rynok-nefti>, accessed 10.10.2019. (InRuss.)

Single Market of Oil and Gas in the EAEU: Pros and Cons // <https://nangs.org/news/industry/edinyj-rynok-nefti-i-gaza-eaes-za-i-protiv-13848>, accessed 10.10.2019. (InRuss.)

Евгения ШАВИНА

ОСОБЕННОСТИ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

Создание общего рынка газа является необходимым условием расширения интеграционного взаимодействия между странами ЕАЭС. Разная степень либерализации национальных газовых рынков стран ЕАЭС, уровень их монополизации и, соответственно, различия в подходах к ценообразованию обуславливают ускорение интеграционного сближения. Основными задачами такого сближения являются: развитие конкуренции, свободный доступ к газотранспортной системе стран-союзников, равнодоходное ценообразование и совместный индикативный баланс. Выбор правильной модели интеграции, учитывающей специфику национальных рынков и энергетический потенциал ЕАЭС, позволит не только реализовать национальные интересы каждой страны, но и получить максимальные экономические эффекты от интеграции.

Формирование общего рынка газа является необходимым условием расширения интеграционного взаимодействия между странами ЕАЭС и фактором обеспечения энергетической безопасности Союза.

В соответствии с Концепцией формирования общего рынка газа, под «общим рынком газа Союза» понимается совокупность торгово-экономических отношений хозяйствующих субъектов государств-членов в сфере транспортировки и поставки газа между государствами-членами [Концепция... 2016]. Формирование общего газового рынка ЕАЭС осуществляется в соответствии с основными принципами формирования общих рынков энергетических ресурсов, указанными в пункте 1 статьи 79 Догово-

ШАВИНА Евгения Викторовна — кандидат экономических наук, доцент кафедры политической экономики и истории экономической науки РЭУ им. Г. В. Плеханова, старший научный сотрудник отдела экономических исследований Института стран СНГ. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 119180, ул. Б. Полянка, д. 7/10, стр. 3. E-mail: evgeniyashavina@gmail.com. SPIN-код: 7310-5921.

Ключевые слова: общий рынок газа, энергоресурсы, интеграция, регионализация, ЕАЭС, газовая отрасль.

ра о Евразийском экономическом союзе (далее – Договор) [Договор о Евразийском экономическом союзе... 2019].

Создание общего газового рынка ЕАЭС является одной из приоритетных задач в рамках реализации Договора, что обусловлено несколькими причинами:

1) доминирование энергокомплекса как по ресурсному потенциалу, так и по доле в экспорте и в общем объёме ВВП в экономиках практически всех стран ЕАЭС;

2) потенциал промышленного развития, обусловленный высоким уровнем развития энергетических отраслей и их технологичностью, который создаёт платформу промышленной модернизации экономик стран Союза;

3) качество взаимного трансграничного сотрудничества в энергетическом сегменте.

Согласно статьям 83 и 104 Договора, Высшим Евразийским экономическим советом были разработаны и утверждены Концепция (31 мая 2016 г.) и Программа формирования общего рынка газа Союза (25 октября 2017 г.). Мероприятия программы должны быть реализованы в срок до 1 января 2024 г. По их завершении предусматривается заключение международного договора в рамках Союза о формировании общего рынка газа, содержащего в том числе единые правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, вступающего в силу не позднее 1 января 2025 г. [Тельнова, 2018].

Программа формирования общего рынка газа предусматривает его создание в три этапа:

- 1 этап (до 2020 г.) включает в себя гармонизацию законодательства и унификацию норм и стандартов стран ЕАЭС в газовой сфере. Этот этап уже подходит к завершению, и большинство нормативных документов переработаны и приведены к унифицированному виду.
- 2 этап (до 2021 г.) подразумевает создание одной или нескольких товарных бирж на территории ЕАЭС, обеспечение недискриминационного доступа к торгам газом и Газотранспортной системой (ГТС), развитие мощностей ГТС и реализацию совместных инфраструктурных проектов. Реализация этого этапа позволит участникам газового рынка ЕАЭС свободно осуществлять операции по покупке/продаже газа на основе биржевых механизмов, что обеспечит выравнивание цен на газ, а совместные инфраструктурные проекты будут способствовать укреплению отношений между странами Союза.
- 3 этап (до 2025 г.) характеризуется вступлением в силу международного договора о создании общего рынка газа ЕАЭС [Программа... 2018].

Газовый рынок, как и любой другой вид энергетического рынка, является достаточно специфичным. Это один из самых сложных объектов для межгосударственной интеграции и требует поиска индивидуальных реше-

ний при построении общего рынка [Белогорьев, 2015]. Сложность создания общего газового рынка подразумевает многоступенчатость и разнообразие подходов, отражённых в условиях формирования общих рынков ЕАЭС в Договоре (раздел XX «Энергетика» статьи 79–85 и раздел XXVII «Переходные положения», а также приложения 21–23 к нему) [Договор о Евразийском экономическом союзе... 2019].

Ключевыми параметрами общего рынка газа, заданными договором о ЕАЭС, являются [Ерёмин, 2015]:

1. *Создание модели равнодоходного газового ценообразования.* Под равнодоходной ценой понимается оптовая цена на газ, сформированная для удовлетворения внутренних потребностей, исходя из следующих принципов:

- для газодобывающих государств ЕАЭС формирование рыночной оптовой цены осуществляется путём вычета из цены продажи газа на внешнем рынке величины пошлин, сборов, налогов, иных платежей, взимаемых в этих государствах, и стоимости транспортировки газа за пределами газодобывающих государств-участников ЕАЭС с учётом разницы в стоимости транспортировки газа на внешнем и внутреннем рынках поставщика газа;
- для газопотребляющих государств ЕАЭС рыночная оптовая цена формируется производителем газодобывающего государства путём вычета из цены продажи газа на внешнем рынке пошлин, сборов, налогов, иных платежей, а также стоимости транспортировки газа за пределами газодобывающего государства ЕАЭС.

Также предполагается, что в рамках общего рынка газа ЕАЭС будут существовать 3 направления ценообразования:

- 1) цены устанавливаются в соответствии с условиями действующих долгосрочных договоров, учитывая межправительственные соглашения;
- 2) цены определяются по договорённости сторон на основе новых долгосрочных договоров, учитывая биржевые и внебиржевые индикаторы действующих долгосрочных договоров;
- 3) цены формируются на бирже или учитывают биржевые индикаторы в рамках биржевых сделок и краткосрочных внебиржевых договоров.

При формировании общего газового рынка актуализируется формат биржевой торговли, институционализация которого требует согласования и внедрения механизмов электронной торговли, преимущественно с опорой на российский опыт, так как из всех стран ЕАЭС только в России запущен механизм биржевой торговли газом.

Биржевые торги позволят потребителям природного газа получить ряд преимуществ, главное из которых – возможность долгосрочно планировать закупки с использованием «прозрачного» механизма формирования цен. Покупатели газа на бирже будут пользоваться гарантией

поставки товара в установленный срок по фиксированной цене [Карпов, 2017].

2. *Газотранспортный тариф.* Тарифообразование в отношении услуг субъектов естественных монополий газовой отрасли государств-членов должно исходить из соблюдения баланса интересов потребителей газа, поставщиков газа и субъектов естественных монополий государств-членов, обеспечивающего доступность оказываемых услуг и надлежащий уровень их качества для потребителей, эффективное функционирование и развитие субъектов естественных монополий.

3. *Равный доступ к ГТС для всех хозяйствующих субъектов, не являющихся её собственниками.*

4. *Совместный индикативный (прогнозный) газовый баланс.* Такой баланс разрабатывается и согласовывается уполномоченными органами государств-членов в целях эффективного использования совокупного газового потенциала и оптимизации межгосударственных поставок газа. Формируется индикативный баланс ЕАЭС на основе индикативных (прогнозных) балансов государств-членов в отношении газа на таможенной территории Союза. На 2018–2020 гг. индикативный баланс уже сформирован. Он предусматривает добычу, включая нефтяной попутный газ (табл. 1) и потребление газа (табл. 2).

Таблица 1

Добыча в странах-членах ЕАЭС, включая нефтяной попутный газ, млрд куб. м

Страны	Годы				
	2018	2019	2020	2021	2022
Российская Федерация	727,6	739,1	748,6	763,6	777,6
Республика Казахстан	40,49	36,17	36,17	36,17	36,17
Республика Беларусь	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Кыргызская Республика	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Республика Армения	0	0	0	0	0
Всего	768,32	775,5	785,0	800,0	814,0

Таблица 2

Внутреннее потребление газа в странах-членах ЕАЭС, млрд куб. м

Страны	Годы				
	2018	2019	2020	2021	2022
Российская Федерация	550,4	545,5	546,5	547,2	560,8
Республика Казахстан	15,99	14,27	14,48	14,48	14,48
Республика Беларусь	20,3	20,4	20,7	17,8	18,0
Кыргызская Республика	0,33	0,35	0,36	0,36	0,36
Республика Армения	2,4	2,5	2,6	2,8	4,1
Всего	589,43	583,02	584,67	582,64	597,74

Таблица 3

Возможные формы интеграции газовых рынков стран ЕАЭС*

Создание общего рынка газа ЕАЭС	
Регулируемая интеграция	Либеральная интеграция
• Структура газового рынка не меняется • Конкуренция газовых монополий • Доступ к ГТС ограничен • Параметры газовых контрактов определяются межправительственными соглашениями. • «Жёсткий» газовый баланс	• Трансформация рынка • Конкуренция равноправных компаний • Универсальный доступ к ГТС • Рыночное ценообразование, регулирование тарифов на газотранспорт • «Мягкий» газовый баланс

Как мы можем видеть из данных таблиц 1 и 2, к 2022 г., согласно индикативному балансу, рост добычи газа предусматривается только в России (с 2018 на 50 млрд куб. м). В Республике Казахстан, наоборот, добыча будет сокращаться (с 2018 г. на 4,32 млрд куб. м). Что касается внутреннего потребления газа в странах ЕАЭС, то в Российской Федерации, Республике Армения и Кыргызской Республике предусматривается его увеличение к 2022 г. по сравнению с 2018 г., а вот в Республиках Казахстан и Беларусь, наоборот, сокращение потребления.

Несмотря на то, что договором о ЕАЭС определены ключевые параметры общего рынка, этого недостаточно для представления общей картины. Необходимо определить формат, структуру и условия осуществления евразийской газовой интеграции.

На сегодняшний день экспертами рассматривается две формы интеграции газовых рынков стран-участниц ЕАЭС: регулируемая и либеральная (табл. 3).

Регулируемая интеграция не предусматривает изменение структуры рынка, существует конкуренция действующих в странах ЕАЭС газовых монополий, доступ к ГТС ограничен. Межправительственные соглашения определяют объёмы, цены и другие параметры газовых контрактов. Примером такой формы может быть интеграция стран Южноамериканского общего рынка (МЕРКОСУР).

Либеральная интеграция предполагает трансформацию рынков, их открытие, конкуренцию равноправных компаний, открытый доступ к ГТС, рыночное ценообразование и регулирование тарифов на газотранспорт. Примером данной формы интеграции может служить создание инфраструктурного пространства в ЕС на базе конкурентных принципов [Павлова, 2017].

* Составлено автором на основе материалов Евразийской экономической комиссии [5].

Для того чтобы понять, какую из рассмотренных выше моделей интеграции выбрать для формирования общего рынка ЕАЭС, нужно знать специфику национальных газовых рынков стран-участниц Союза, интересы каждой из стран-участниц интеграционного объединения, понимать, кто и как будет регулировать общий рынок и где и каким образом будут формироваться цены на газ для конечных потребителей.

Рассмотрим газовый потенциал стран ЕАЭС и специфику национальных газовых рынков. Для начала отметим, что на государства-члены ЕАЭС приходится 183,4 млн человек населения, более 20 млн кв. км территории и 14% мировой суши, что свидетельствует о том, что Союз обладает хорошим потенциалом с точки зрения спроса на газ и его производства/добычи. В 2018 г. в государствах-членах Союза добывалось 781,1 млрд куб м. газа, а потреблялось 518,1. В целом запасы газа составляют 34 109 млрд куб м. (табл. 4). Безусловно, Россия является лидером на рынке газа в ЕАЭС. *Во-первых*, запасы газа в России составляют 32 600 млрд куб м., а это 95,5% всех запасов в ЕАЭС. *Во-вторых*, достаточно высокий уровень добычи и внутреннего потребления газа. Но несмотря на это, доля природного газа в потреблении энергоресурсов и уровень газификации страны остаётся ниже, чем в Белоруссии и Армении — странах, у которых собственные запасы газа практически отсутствуют (в Белоруссии — всего 3 млрд куб. м.), и они вынуждены импортировать энергоресурсы у России.

Таблица 4

Общие показатели газовой отрасли государств-членов ЕАЭС за 2018 г.

Показатель	Армения	Белоруссия	Казахстан	Киргизия	Россия	ЕАЭС
Запасы газа, млрд куб. м	—	3	1500	6	32 600	34 109
Добыча газа, млрд куб. м	—	0,2	55,5	0,03	725,0	781,1
Внутреннее потребление, млрд куб. м	2,5	20,5	14,3	0,3	480,5	518,1
Поставка в третьи страны, млрд куб. м	—	—	7,4	—	204,1	211,5
Потребление газа на душу населения, млрд куб. м	900	2070	740	50	3200	
Доля природного газа в потреблении энергоресурсов, %	64	72	31	7	54	
Уровень газификации, %	96	97	49,7	22	68,6	

Таблица 5

Характеристика национальных газовых рынков государств-членов ЕАЭС*

Страна				
Армения	Белоруссия	Казахстан	Киргизия	Россия
Добыча газа отсутствует, ГТС принадлежит ЗАО «Газпром Армения», эта же компания осуществляет транзит, хранение и газораспределение. Цены полностью регулируются монопольным поставщиком.	Добыча газа представляет собой потенциально конкурентную часть рынка, но фактически с единственным поставителем – ГПО «Белоруснефть». ГТС принадлежит дочерней компании ПАО «Газпром» – ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Транспортировка является не обособленной от основного поставщика газа. Газораспределение осуществляет ГПО «Белтопгаз». Рыночные цены регулируются поставщиком.	Добывающий сегмент является конкурентной частью рынка с не выраженными чертами монополизации. Большая роль иностранного капитала. ГТС принадлежит «дочке» «Газпрома» – АО «КазтрансГаз». Эта же компания осуществляет транзит, хранение и перераспределение газа. Цены на рынке полностью регулируются монопольным поставщиком.	В секторе добычи фактически присутствует единственный поставитель – ООО «Газпром Кыргызстан» — дочерняя компания ПАО «Газпром», которая осуществляет газораспределение и транзит. Хранение газа отсутствует. Цены, полностью регулируемые монопольным поставщиком.	Добыча газа является конкурентной частью рынка с падающей долей ПАО «Газпром». 4 владельца и оператора ГТС: ПАО «Газпром», ОАО «Норильскгазпром», ОАО «Якутгазпром», ООО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». Хранение газа не относится к сфере естественной монополии и считается частью ГТС. Газораспределение представляет собой конкурентную часть рынка, однако большая часть ГРО в рамках ЕСГ (но не все) консолидированы ПАО «Газпром». Оптовые и розничные поставки осуществляются большим количеством участников рынка, цены регулируются чаще всего государством, но есть биржевая торговля.

* Составлено автором на основании доклада представителя Департамента энергетики ЕЭК Павлова И. Н. «Перспективы формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза и его роль в развитии Евразийского региона».

В таблице 5 представлены характеристики национальных газовых рынков стран ЕАЭС. Их сравнительный анализ позволяет сделать вывод о том, что практически во всех странах ЕАЭС рынок газа представляет собой регулируемую естественную монополию — такую рыночную структуру, при которой удовлетворение спроса эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства. Товары, производимые субъектами естественной монополии, не могут быть заменены в потреблении другими товарами, в связи с чем спрос на таком товарном рынке в меньшей степени зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров [Федеральный закон... 2017]. Государство при этом регулирует цены и следит за тем, чтобы продавцы их не завышали.

Однако из всех стран ЕАЭС российский газовый рынок наиболее сильно трансформировался в последнее время. Здесь проводятся попытки создать конкурентную среду в различных сегментах газовой отрасли. Например, добыча, газораспределение и поставки газа представляют собой конкурентные части рынка. Доля бывшего монополиста ПАО «Газпром» сокращается, и достаточно активно развивается биржевая торговля газом.

Стоит отметить, что в странах ЕАЭС в настоящее время сформировались различные цены на газ для потребителей (в Белоруссии, Армении и Киргизии значительно превышают внутрироссийские) и разный уровень государственного регулирования внутренних цен на газ, что связано как с экономической политикой, проводимой в этих странах, так и с уровнем собственного обеспечения газом и продуктами его переработки. Например, в Армении и Киргизии, полностью зависимых от импорта газа, преобладают рыночные формы ценообразования, частично регулируемые государством. В Белоруссии, тоже зависимой от импорта газа (на 100% от российского), преобладает госрегулирование внутренних цен на все энергоносители, что позволяет поддерживать все сферы экономики, и в особенности, промышленность — крупнейшего газопотребителя. В России и Казахстане смешанное государственно-рыночное регулирование «энергетических» цен [Хренков, 2019].

Мировая практика показывает, что единые принципы межгосударственно-рыночного регулирования газовых цен (в том числе газотранзитных тарифов) в странах таких объединений, как АСЕАН, ЕС, МЕРКОСУР позволяют нивелировать существенные различия в механизмах ценообразования на энергоресурсы и их транзит. Возможно, необходим так называемый «коридор» цен в сфере взаимных поставок энергоносителей, который будет основан на биржевой ценовой динамике по этой продукции и в то же время будет регулироваться на межгосударственном уровне.

Разный энергетический потенциал стран ЕАЭС свидетельствует о том, что выгоды от создания единого рынка газа тоже будут разными. Но в целом можно выделить ряд экономических эффектов для всех стран Союза:

1. Выравнивание оптовых цен на газ. Предполагается, что ценообразование на рынке газа при условии внедрения биржевой торговли может стать более предсказуемым и не будет зависеть от спекулятивной динамики на международных рынках. Сглаживание цен будет повышать экономическую стабильность не только стран-экспортёров газа, но и импортёров. По мнению ряда экспертов, для ЕАЭС экономический эффект от создания общего рынка газа составляет около 1 млрд долл., общего рынка нефти — 5–8 млрд долл.

2. Ускорение и увеличение уровня газификации национальных газовых рынков. Если в Республиках Армения и Беларусь уровень газификации составляет 96 и 97% соответственно, то в Кыргызской Республике — всего 22%, а Республике Казахстан и России (странах, в которых сосредоточены основные запасы газа ЕАЭС) — 49,7 и 68,6%.

3. Увеличение загруженности свободных мощностей ГТС и повышение надёжности газоснабжения за счёт увеличения числа потенциальных компаний-поставщиков.

4. Расширение рынков сбыта для независимых производителей газа и снижения тарифов на транспортировку газа.

5. Рост товарооборота и взаимный рост капиталовложений экономических субъектов стран-участниц ЕАЭС в газовую отрасль.

Общий рынок газа позволит странам, в частности России, избегать «газовых конфликтов» с партнёрами по ЕАЭС, а ПАО «Газпром» — снизить антимонопольные риски и повысить имидж за счёт лояльности к развитию конкуренции. Демонстрация высокой конкурентности рынков и отсутствие угрозы монополизма на общем рынке газа ЕАЭС повысит привлекательность газа для потребителей в рамках межтопливной конкуренции, а также снизит политические риски за счёт сокращения функций ПАО «Газпром» как единственного агента государства при международных поставках газа [Балыбердин, 2016].

Но несмотря на положительные эффекты от создания общего рынка газа, существует ряд ограничений, установленных двусторонними соглашениями по поставкам газа между государствами-членами ЕАЭС, которые являются препятствиями на пути формирования общего рынка [Саркисян, 2017]. Также не стоит забывать об отсутствии единых и прозрачных подходов к определению технических возможностей (свободных мощностей) ГРС и правил доступа к системам транспортировки газа, расположенных на территориях государств-членов Союза [Коробцов, 2011]. А вопросы экспорта, импорта и транзита газа вообще выведены из сферы регулирования Договором о ЕАЭС.

Таким образом, подводя итоги, можно сказать, что формирование газового рынка весьма сложный, но необходимый процесс в рамках функционирования ЕАЭС. На сегодняшний день цены на газ в странах ЕАЭС различаются достаточно сильно. Поскольку ресурсная база внутри ЕАЭС различна, сложно обеспечить равнодоходность внутренних цен на газ и схо-

жий уровень минимальной рентабельности в газовой сфере. Создание интегрированного рынка биржевых товаров, в том числе биржевого газового рынка, позволит обеспечить активное включение бизнес-структур в процесс демонополизации и укрепить позиции государств-членов ЕАЭС на внешних рынках. Оптимизация использования мощностей по транспортировке, хранению и управлению ГТС, и как следствие, увеличение доходов участников газового рынка, может стать основным преимуществом создания общего рынка. Упорядочение ценообразования позволит реализовать конкурентный подход для всех добывающих стран и будет способствовать росту доступности газа для потребителей и снижению цен.

Список литературы

Федеральный закон от 17.08.1995 № 147-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «О естественных монополиях» // <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=221429&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.0343197121649399#0874344942574083>, дата обращения 07.12.2019.

Договор о Евразийском экономическом союзе (с изменениями на 14 мая 2018 г.) (редакция, действующая с 12 марта 2019 г.) // <http://docs.cntd.ru/document/420205962>, дата обращения 07.12.2019.

Концепция формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза // https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01410326/scd_01062016_7, дата обращения 08.12.2019.

О проекте Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза). Распоряжение Совета ЕЭК № 16 // <https://docs.eaeunion.org/ru-ru/Pages/DisplayDocument.aspx?s=%7Be1f13d1d-5914-465c-835f-2aa3762eddda%7D&w=9260b414-defe-45cc-88a3-eb5c73238076&l=%7B8a412e96-924f-4b3c-8321-0d5e767e5f91%7D&EntityID=21645>, дата обращения 08.12.2019.

Официальный сайт Евразийской комиссии // <https://docs.eaeunion.org/Pages/DisplayDocument.aspx>, дата обращения 08.12.2019.

Программа формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза. 2018 // https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01420195/scd_07122018_18, дата обращения 08.12.2019.

Соглашение о Методологии формирования индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов в рамках Евразийского экономического союза // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energy/Documents.pdf>, дата обращения 08.12.2019.

Балыбердин В. 2016. Обоснование экономической целесообразности введения ОЭР ЕАЭС – Эффективное антикризисное управление. № 1 (94), С. 55 – 61.

Белогорьев А. М. 2015. Предпосылки построения общих межгосударственных рынков газа // https://fief.ru/img/files/Obrie_rynki_gaza_stat__,_14.10.2015_.pdf, дата обращения 07.12.2019.

Ерёмин С. В. 2015. Общий рынок газа Евразийского экономического союза: исходные предпосылки и перспективы формирования // https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2015/04122015/1-04_Eremin.pdf, дата обращения 07.12.2019.

Карпов А. С. 2017. Биржевые торги газом в России: для потребителей в цементной отрасли // <http://spimex.com/upload/iblock/f24/f248888c7b334265455e93b113d096f8.pdf>, дата обращения 07.12.2019.

Коробцов Е. В. 2011. Особенности формирования и развития рынка газа в современной России — Научные ведомости. Серия: Экономика. Информатика. № 19 (114). С. 14—21.

Павлова И. Н. 2017. Перспективы формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза и его роль в развитии Евразийского региона // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/SiteAssets/Pages/activity/.pdf>, дата обращения 07.12.2019.

Саркисян Т. С. 2017. Создание общих рынков в ЕАЭС: этапы и содержание — Известия Санкт-петербургского Государственного Экономического Университета, № 1 (103) С. 65—69.

Соколова Е. В. 2014. Свободный рынок газа в России: институты развития — Вестник Санкт-петербургского университета. Серия Менеджмент. № 4. С. 27—45.

Тельнова К. 2018. Как и когда будет сформирован общий рынок газа в ЕАЭС // <http://eurasian-studies.org/archives/7423>, дата обращения 07.12.2019.

Хренков Н. 2019. Мечты сбываются: ЕАЭС двинулся к созданию единого рынка газа // <https://iz.ru/829509/nikolai-khrenkov/mechty-sbyvaiutsia-eaes-dvinulsia-k-sozdaniuu-edinogo-rynka-gaza>, дата обращения 07.12.2019.

Чичкин А. 2017. Возможны ли сегодня равнодоходные цены на газ? // <https://www.ritmearasia.org/news-2017-02-20-vozmozhny-li-segodnja-ravnodohodnye-ceny-na-gaz-28518>, дата обращения 07.12.2019.

Общие рынки в рамках Евразийского экономического союза: движение товаров, услуг, труда и капитала // https://eabr.org/upload/docs/EDB%20Centre%202017_Monograph_Chapter%204.pdf, дата обращения 07.12.2019.

Единый рынок нефти и газа ЕАЭС: за и против // <https://nangs.org/news/industry/edinyj-rynok-nefti-i-gaza-eaes-za-i-protiv-13848>, дата обращения 08.12.2019.

Развитие биржевой торговли газом // <https://www.gazprom.ru/about/marketing/russia/>, дата обращения 08.12.2019.

Развитие конкуренции на газовом рынке. 2016 — Энергетический бюллетень, № 37 — <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9458.pdf>, дата обращения 08.12.2019.

Eugenia V. SHAVINA,

Candidate of Economic Sciences, Associate Professor of the Department of Political Economy and History, Plekhanov Russian University of Economics, Senior Researcher of the Economic Research Department of the Institute of CIS.

Address: 7/10 b. 3 B. Polyanka str., Moscow, 119180, Russian Federation.

E-mail: evgeniyashavina@gmail.com

SPIN-code: 7310-5921

FEATURES OF CREATION AND FUNCTIONING OF THE COMMON GAS MARKET OF THE EAEU

Keywords: common gas market, energy resources, integration, regionalization, EAEU, gas industry.

Abstract

Creating a common gas market is a prerequisite for expanding the integration interaction between the EAEU countries. The different degree of liberalization of the national gas markets of the EAEU countries, the level of their monopolization and, accordingly, differences in approaches to pricing determine the acceleration of integration rapprochement. The main objectives of such a rapprochement are the development of competition, free access to the gas transportation system of the Allied countries, equitable pricing and a joint indicative balance. Choosing the right integration model, taking into account the specifics of national markets and the energy potential of the EAEU, will not only realize the national interests of each country, but also get the maximum economic effects from integration.

References

Federal Law of 08.17.1995 № 147-FZ (as amended on 07.29.2017) «On Natural Monopolies» // <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=221429&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.0343197121649399#0874344942574083>, accessed 07.12.2019. (InRuss.)

The Treaty on the Eurasian Economic Union (as amended on May 14, 2018) (revised on March 12, 2019) // <http://docs.cntd.ru/document/420205962>, accessed 08.12.2019. (InRuss.)

The Concept of Forming a Common Gas Market of the Eurasian Economic Union // https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01410326/scd_01062016_7, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

On the Draft Protocol on Amending the Treaty on the Eurasian Economic Union of May 29, 2014. ECE Council Regulation № 16 // <https://docs.eaeunion.org/ru-ru/Pages/DisplayDocument.aspx?s=%7Be1f13d1d-5914-465c-835f-2aa3762eddda%7D&w=9260b414-defe-45cc-88a3-eb5c73238076&l=%7B8a412e96-924f-4b3c-8321-0d5e767e5f91%7D&EntityID=21645>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

The Official Website of the Eurasian Commission // <https://docs.eaeunion.org/Pages/DisplayDocument.aspx>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

The Program for the Formation of a Common Gas Market of the Eurasian Economic Union, 2018 // https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01420195/scd_07122018_18, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Agreement on the Methodology for the Formation of Indicative (Forecast) Balances of Gas, Oil and Oil Products within the Framework of the Eurasian Economic Union // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Documents.pdf>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Balyberdin V. 2016. Substantiation of Economic Feasibility of the Introduction of OER the EEU – Effective crisis management, № 1 (94), Pp. 55–61. (InRuss.)

Belogor'ev A. M. 2015. Background to Build a General Interstate Gas Markets // https://fief.ru/img/files/Obsie_rynki_gaza__stat____14.10.2015_.pdf, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Eremín S. V. 2015. The Common Gas Market of the Eurasian Economic Union: Initial Prerequisites and Formation Prospects // https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2015/04122015/1-04_Eremin.pdf, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Karpov A. S. 2017. The Exchange Trades of Gas in Russia: for Customers in the Cement Industry // <http://spimex.com/upload/iblock/f24/f248888c7b334265455e93b113d096f8.pdf>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Korobcov E. V. 2011. Features of Formation and Development of the Gas Market in Modern Russia – Scientific reports. Series: Economics. Computer science. № 19 (114). Pp.14–21. (InRuss.)

Pavlova I. N. 2017. Prospects for the Formation of a Common Gas Market of the Eurasian Economic Union and its Role in the Development of the Eurasian region // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/SiteAssets/Pages/activity/.pdf>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Sarkisian T. S. 2017. Creating Common Markets in the EEU: Stages and Content – Proceedings of the St. Petersburg State Economic University, № 1 (103), Pp. 65–69. (InRuss.)

Sokolova E. V. 2014. Free Gas Market in Russia: Development Institutes – Bulletin of Saint Petersburg University. Management Series. № 4. Pp. 27–45. (InRuss.)

Telnova, K. 2018. How and When the Common Gas Market in the EEU Will be Formed // <http://eurasian-studies.org/archives/7423>, accessed 07.12.2019. (InRuss.)

Hrenkov N. 2019. Dreams Come True: The EAEU has Moved to Create a Single Gas Market // <https://iz.ru/829509/nikolai-khrenkov/mechty-sbyvaiutsia-caes-dvinulsia-k-sozdaniuu-edinogo-rynka-gaza>, accessed 07.12.2019. (InRuss.)

Chichkin A. 2017. Are Equal Gas Prices Possible Today? // <https://www.ritm Eurasia.org/news-2017-02-20-vozmozhny-li-segodnja-ravnodohodnye-ceny-na-gaz-28518>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Common Markets in the Framework of the Eurasian Economic Union: Movement of Goods, Services, Labor and Capital // https://eabr.org/upload/docs/EDB%20Centre%202017_Monograph_Chapter%204.pdf, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Single Oil and Gas Market of the Eurasian Economic Commission: Pros and Cons // <https://nangs.org/news/industry/edinyj-rynok-nefti-i-gaza-eaes-za-i-protiv-13848>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Development of Exchange Trading in Gas // <https://www.gazprom.ru/about/marketing/russia/>, accessed 18.04.2019. (InRuss.)

Development of Competition in the Gas Market // <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9458.pdf>, accessed 18.12.2019. (InRuss.)

Александр БОЙКО

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА ЕАЭС НА РЕГИОНАЛЬНОМ И ГЛОБАЛЬНОМ РЫНКЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

Энергетическое сотрудничество в рамках ЕАЭС сейчас наиболее активно развивается вокруг углеводородов. Однако в свете современных проблем, связанных с необходимостью ограничения повышения глобальной температуры и отраслевой диверсификации энергетического сектора, возрастает интерес к атомной энергетике. Сегодня Россия является наиболее успешным и активным участником рынка ядерного топливного цикла (ЯТЦ), тогда как компании-конкуренты из Франции и США испытывают на современном ядерном энергетическом рынке серьёзные затруднения. Поэтому, несмотря на то что эта отрасль среди большинства стран ЕАЭС развита слабо, вокруг неё имеет смысл искать точки соприкосновения взаимных интересов, такие как сотрудничество в сфере транспортировки, переработки и утилизации отработавшего ядерного топлива. Тем не менее в обозримой перспективе кооперация в сфере технологий и оборудования ЯТЦ среди стран ЕАЭС, скорее всего, не выйдет за рамки двустороннего сотрудничества.

Введение

ТЭК (Топливо-энергетический комплекс) является одной из ключевых основ экономик стран ЕАЭС. С одной стороны, такое положение дел фор-

БОЙКО Александр Александрович — кандидат политических наук преподаватель факультета глобальных процессов МГУ им. М. В. Ломоносова. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 119234, ул. Ленинские Горы, д. 1, стр. 51. E-mail: aaboykomsu@gmail.com. SPIN-код: 9007-1614. ORCID: 0000-0002-7227-4970.

Ключевые слова: Ядерная энергетика, Росатом, Westinghouse, Framatome, ЕАЭС, США, Франция, ядерный ренессанс.

мирует некоторую зависимость от экспорта энергетических ресурсов, с другой — экспорт энергоресурсов является важной составляющей внешней политики и торговли этих государств. Сегодня в рамках в ЕАЭС осуществляется амбициозная программа по поэтапному формированию общих рынков энергетических ресурсов, которая заключается в развитии сотрудничества в сфере торговли электроэнергией, газом, нефтью и нефтепродуктами. Среди исследователей существует определённый консенсус о том, что ископаемые виды топлива, а именно нефть и природный газ, будут формировать основу глобальной топливно-энергетической системы в ближайшие десятилетия.

Тем не менее в современных реалиях у исследователей и общественности возникает беспокойство по вопросу изменения климата. В 2016 г. было подписано Парижское соглашение, в котором делался акцент на необходимость принятия более решительных мер с целью сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу, чтобы ограничить повышение глобальной температуры в пределах $1,5^{\circ}\text{C}$ или хотя бы 2°C . Россия приняла его Постановлением правительства Российской Федерации от 21 сентября 2019 г. № 1228 «О принятии Парижского соглашения». На консультациях по вопросу разработки Парижского соглашения стороны обратились с запросом к Межправительственной группе экспертов по изменению климата (МГЭИК) подготовить Специальный доклад о глобальном потеплении на $1,5^{\circ}\text{C}$ (*IPCC SR15*), основой задачей которого является прогнозирование последствий повышения глобальной температуры в пределах $1,5^{\circ}\text{C}$ и 2°C . Доклад был опубликован 8 октября 2018 г. и содержал неутешительные прогнозы: чтобы сдержать рост температуры, необходимо прибегать к радикальным и крайне решительным мерам по сокращению выбросов CO_2 в атмосферу. Так, в пресс-релизе МГЭИК от 8 октября 2018 г. указывается, что «глобальные выбросы двуокиси углерода (CO_2), вызванные деятельностью человека, необходимо будет сократить к 2030 г. почти на 45% по сравнению с уровнем 2010 г., достигнув «чистого нуля» приблизительно к 2050 г. Это означает, что все остающиеся выбросы должны быть сбалансированы за счёт удаления CO_2 из воздуха» [Резюме для политиков Специального доклада... 2018]. Однако даже в том случае, если рост температуры удастся ограничить в пределах установленной минимальной цели $1,5^{\circ}\text{C}$, то последствия для человечества и экосистемы всё равно будут иметь весьма негативный характер.

Ввиду того, что основным эмитентом парниковых газов является энергетическая отрасль, международное сообщество озабочено не только вопросом обеспечения энергетической безопасности, но и экологическими аспектами развития энергетики. В связи с этим, в рамках борьбы с изменением климата многие страны, в том числе развивающиеся, в частности Китай, Индия, Пакистан, и даже такие гиганты в области экспорта углеводо-

родов как Саудовская Аравия, Катар, ОАЭ и др., обращают особое внимание на развитие «чистых» источников энергии, в том числе таких отраслей, как возобновляемая и атомная энергетика. По этой причине представляется, что сотрудничество стран ЕАЭС в этих направлениях имеет особую важность. В частности, перспективным можно считать направление атомной энергетики.

Состояние атомной энергетической отрасли в странах ЕАЭС

Среди полноправных членов ЕАЭС пока что 4 страны занимались или занимаются развитием этого направления — Армения, Казахстан, Белоруссия и, конечно же, Россия — государство, которое можно причислить к мировым лидерам ядерной отрасли.

В Армении переизбыток производства электроэнергии, с учётом работы одного ядерного энергетического реактора, который, по данным МАГАТЭ, обеспечивает около 25,5% электроэнергии, но завершение текущей модернизации должно увеличить этот показатель почти вдвое.

В Казахстане ядерная энергетическая программа была свёрнута вместе с остановкой единственного реактора в 1992 г., однако страна является мировым лидером в сфере добычи основы для ядерного топлива — урана. По данным мировой ядерной ассоциации, в 2018 г. Казахстан добыл 21 705 т урана, что составляет 41% мировой добычи. Для сравнения, следующие за Казахстаном по уровню добычи Канада и Австралия в том же году добыли лишь 7 001 и 6 517 т, или 13% и 12% мировой добычи соответственно. Также, в Казахстане расположены мощности по производству топливного порошка и таблеток из оксида урана.

Белоруссия готовит к пуску свою первую электростанцию усилиями Росатома. АЭС позволит республике избавиться от преобладания газа в электроэнергетике, доля которого составляет около 95%.

Несмотря на то, что лишь одно государство ЕАЭС накопило достаточно большой опыт в сфере атомной энергетики и ядерных технологий, взаимодействие в рамках союза может быть взаимовыгодно как в пределах внутреннего рынка, так и в рамках продвижения ядерного экспорта.

Если возвращаться к Армении, то срок эксплуатации её АЭС в 2026 г., даже несмотря на модернизацию, скоро подходит к концу, и сегодня решается вопрос о строительстве новой. Самостоятельно Армения не имеет возможности профинансировать это строительство, поэтому ожидает инвестиций со стороны России. Имея профицит в производстве электроэнергии в настоящее время, Армения реализовывает излишки в Иран в обмен на газ. Тегеран нуждается в гораздо больших объёмах, для которых потребуются создать единую энергосистему, и в настоящее время ведётся сотрудничество в сфере расширения программы «Газ в обмен на электричество» путём раз-

вития электроэнергетической инфраструктуры на границе Армении и Ирана, однако, она всё равно пока что имеет ограниченный характер.

Россия обладает самым высоким в мире потенциалом в сфере обогащения урана, а также накопила богатый опыт в области фабрикации тепловыделяющих сборок — готового топлива для АЭС. Таким образом, сотрудничество с Казахстаном в сфере ЯТЦ может оказаться взаимовыгодным.

Ядерная отрасль характеризуется высокими требованиями к научно-исследовательской базе и капиталу, в связи с этим «порог вхождения» для подрядчиков в этой сфере очень высок, поэтому ключевых игроков на ядерном энергетическом рынке гораздо меньше, чем в других энергетических отраслях. Традиционно «эпицентром» развития атомной энергетической отрасли являлись наиболее развитые технологически страны, из которых наиболее преуспели СССР и США. Позже, во многом за счёт больших капиталовложений, лидером в сфере технологий и оборудования ядерного топливного цикла стала и Франция. Тем не менее сегодня в глобальном измерении распределение сил на рынке атомной энергетики претерпевает фундаментальные изменения.

Атомный энергетический рынок в период стагнации 80-90-х гг.

Вследствие краха СССР и последующей экономической рецессии, развитие ядерных энергетических технологий в Российской Федерации замедлилось, однако аналогичные тенденции имели место во всём мире, в том числе во Франции и США. Ввиду понижения цен на углеводороды в 90-х, роста стоимости атомной энергетики после трагедии на Чернобыльской АЭС, и, как следствие, повышения страховых взносов и стандартов в сфере ядерной безопасности, интерес к атомной энергетике значительно снизился (Рис. 1, Рис. 2). По данным Информационной системы по энергетическим реакторам (*Power Reactor Information System, PRIS*), вплоть до 2000-х США и Франция очень продолжительное время не начинали строительство новых атомных энергетических реакторов. Строительство последних реакторов в XX веке на территории США не начиналось с 1978 г., когда было запущено сразу несколько крупных проектов: АЭС Блэк-фокс, АЭС Харрис и АЭС Йеллоу-крик. Из них, в итоге, частично осуществить удалось лишь один, от остальных пришлось отказаться вследствие экономической нестоятельности и деятельности антиядерных активистов. Строительство последнего в прошлом веке энергетического реактора во Франции на АЭС Сиво началось в 1991 г. Такие реалии, с одной стороны, сформировали многолетнюю стагнацию ядерных энергетических технологий, которая сегодня тормозит глобальное развитие отрасли, с другой стороны — они оказались в числе факторов, которые не позволили российским атомным энергетическим технологиям устареть в период упадка 90-х гг.

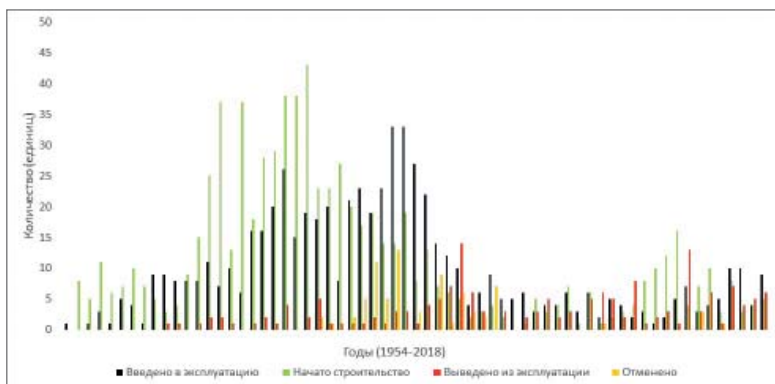


Рис. 1. Динамика строительства реакторов по годам (по данным IAEA PRIS)*

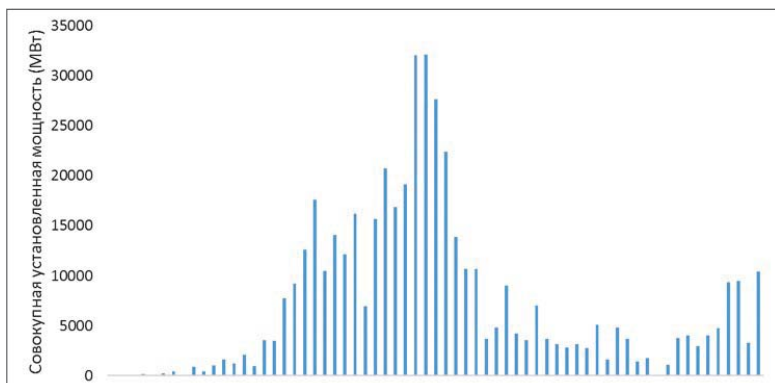


Рис. 2. Совокупные установленные мощности, вводимые в эксплуатацию АЭС, по годам (по данным IAEA PRIS)

Ядерный ренессанс и современное состояние рынка технологий и оборудования ядерного топливного цикла

С середины 2000-х гг. интерес к атомной энергетике снова начал возрастать, в различных публикациях сторонники «мирного атома» всё чаще стали говорить о так называемом «Ядерном ренессансе». Начали появляться новые реакторные технологии. Сегодня крупнейшими и технологически наиболее продвинутыми в ядерной энергетической отрасли компаниями

* Рис. 1-2 составлены автором на основе Информационной системы по энергетическим реакторам (ПРИС) // <https://pris.iaea.org/>, дата обращения 13.12.2019.

являются американские *Westinghouse Electric Company* и *General Electric*, французская *Framatome* и российская госкорпорация «Росатом».

Westinghouse пытается продвигать многообещающий с технической точки зрения реактор *AP1000* мощностью 1110 МВт. В силу того, что руководство компании спешило с началом реализации проекта в бетоне, строительство первых блоков этих реакторов, хоть и удалось завершить, но его нельзя назвать успешным. Уже после получения сертификата от комиссии США по ядерному регулированию (*Nuclear Regulatory Commission, NRC*) в 2006 г., проект несколько раз пересматривался. В конце 2011 г. удалось получить последнее разрешение от регулятора, после чего было развёрнуто строительство на площадках Ви-Си Саммер (*V. C. Summer*) в штате Южная Каролина и Вогтль (*Vogtle*) в штате Джорджия. К сожалению, недостаток опыта за последние десятилетия в сфере строительства атомных электростанций, новизны проекта и ошибок руководства компании, стоимость каждой АЭС возросла почти в два раза (см. таблицу на с. 83). Это впоследствии привело к задержкам и полному отказу от дальнейшего продолжения проекта в Южной Каролине. Результатом стало банкротство *Westinghouse* в 2017 г. [Minin, Vlček, 2018: 98–110]. Задержки и непредвиденные расходы в той или иной степени преследуют почти все новые и сложные проекты, однако недавний опыт *Westinghouse*, скорее всего, отпугнёт руководство и акционеров от дальнейшего развития этого направления без активной поддержки со стороны государства.

Однако аналогичный проект, но образца 2006 г. всё же удалось завершить в КНР на площадках Сяньмень и Хайян, во многом благодаря усилиям Национальной ядерно-энергетической корпорации Китая (*State Nuclear Power Technology Corporation, SNPTC*), тем не менее и в Поднебесной стоимость оказалась чрезмерно высокой, а сроки строительства вышли за рамки планируемых. Кроме того, последующий опыт эксплуатации американских реакторов в КНР оказался неудачным¹. Несмотря на то, что участие компании *Westinghouse* в реализации китайских проектов было весьма ограничено, эти факторы в совокупности ставят под большое сомнение перспективы дальнейшего экспорта *AP1000* за рубеж, в том числе на перспективный китайский рынок.

General Electric планировала продвигать упрощённый реактор на кипящей воде *ESBWR*. В числе перспективных рынков рассматривались Финляндия, Великобритания и Индия. Установить такой реактор планировалось на американской АЭС Ферми. Однако последующие трудности, с которыми столкнулась *Westinghouse*, побудило руководство *General Electric* осторожнее подходить к своему проекту, а впоследствии вообще отстра-

¹ СМИ публикуют обзор последних новостей атомной отрасли Китая // <http://www.atomic-energy.ru/news/2019/07/23/96371>, дата обращения 13.12.2019.

ниться от рынка «больших» реакторов и перераспределить усилия в пользу малых модульных «кипящих» *BWRX-300*.

Аналогичным образом сложилась ситуация вокруг французской компании *Framatome* (до реструктуризации в 2017 г. — *Areva NP*) «Флагманским» проектом компании является реактор *European Pressurized Reactor (EPR)* мощностью 1600 МВт. Французская компания предлагала строительство этих реакторов по контракту *EPC (Engineering — Procurement — Construction)*, который предусматривает предоставление всего спектра услуг от проектирования и разработки до завершения строительства единым пакетом «под ключ» по фиксированной цене [*Locatelli, Mancini, 2012*]. К преимуществам такого типа контракта относится то, что заказчик застрахован от непредвиденных расходов, которые берёт на себя подрядчик. Однако может возникнуть ситуация, при которой подрядчик утратит интерес к завершению проекта, если расходы окажутся чрезмерно высоки. Подобная ситуация сложилась у *Areva NP* при строительстве нового блока на АЭС Фламанвиль, которое началось в 2007 г. во Франции, и одного реактора на АЭС Олкилуото, старт которому был дан в 2005 г. в Финляндии. При заявленной стоимости проекта, равной приблизительно 3 млрд долл., реальная стоимость выросла в 3–4 раза (см. Табл.). Сложившаяся ситуация привела к фактическому банкротству *Areva NP* и её реструктуризации компанией *Électricité de France (EDF)*, 83,7% активов которой принадлежит государству. *EDF* выкупила все активы и обязательства, кроме тех, которые относятся к осуществлению крайне проблемного проекта «Олкилуото-1». Работы над «Олкилуото-1» и «Фламанвиль-3» продолжаются, однако, ни один из упомянутых французских проектов на момент написания статьи завершён не был, при этом руководство *Areva NP* высказывалось в 2006 г. о планах установить 200 реакторов нового образца в период «ядерного ренессанса» [*Massemin, 2017*].

Сложившаяся ситуация заставила французскую компанию подходить с большей осторожностью к проекту АЭС Хинкли-Пойнт С в Великобритании, реализация которого планируется к 2025–2027 г. По аналогичному сценарию, как и с использованием *AP1000*, развивается ситуация с *EPR* в Китае. Строительство двух блоков *EPR* на АЭС Тайшань, которое началось в 2009–2010 гг., удалось завершить лишь в 2018–2019 гг. Компания *EDF* и её «дочка» *Framatome* по-прежнему испытывают серьёзные проблемы финансово-экономического характера², что вынуждает компанию экономить даже на безопасности проектов [*Fell, Stegen, 2018*]. Текущее положение дел подрывает доверие к *Framatome* на переговорах с другими перспективными зарубежными партнёрами, такими как Индия. В целом, и в США, и в Европе доля атомной энергетики в общем энергобалансе имеет тенден-

² French Nuclear Power Producer EDF Plans a Turnaround // <https://www.wsj.com/articles/french-nuclear-power-producer-edf-plans-a-turnaround-11560526991>, дата обращения 13.12.2019.

цию к снижению [Семёнов, Соловьёва, Юришина, 2018], а позиции западных компаний на мировом рынке ядерной энергетики становятся менее устойчивыми [Drupady, 2019: 1–17] (см. таблицу)³.

Иным образом обстоят дела у госкорпорации «Росатом». Компания продвигает менее «изящные» с инженерной точки зрения реакторы ВВЭР различных модификаций, компоновка самого важного первого контура которых в рабочих образцах не менялась, начиная с первой крупносерийной модели ВВЭР-1000/В-320 80-х гг. [Шульга, 2019], из-за чего некоторые эксперты предполагали, что российские реакторы не смогут с экономической точки зрения конкурировать с французскими и американскими [Нигматуллин, 2019]. Однако отработанная технология строительства позволяет сделать процесс строительства более предсказуемым и снижает вероятность непредвиденных издержек. В силу того, что основой стоимости атомной энергии являются капитальные издержки, этот фактор, наравне с падением курса рубля, оказывается конкурентным преимуществом российской корпорации на зарубежном рынке. В отличие от западных конкурентов, за последние 15 лет «Росатому» удалось осуществить пуск 15 реакторов, из них 7 за рубежом. В то же время США удалось суммарно реализовать пока лишь

³ EDF Warns of Added Costs of Flamanville EPR Weld Repairs // <http://www.world-nuclear-news.org/Articles/EDF-warns-of-added-costs-of-Flamanville-EPR-weld-r>, дата обращения 13.12.2019.

Areva's Finland Reactor to Start in 2019 after Another Delay // <https://www.reuters.com/article/us-finland-nuclear-olkiluoto/arevas-finland-reactor-to-start-in-2019-after-another-delay-idUSKBN1CE1ND>, дата обращения 13.12.2019.

Olkiluoto Faces Further Delay to July 2020 // <http://world-nuclear-news.org/Articles/Olkiluoto-faces-further-delay-to-July-2020>, дата обращения 13.12.2019.

Veila H. 2019. Does the European Pressurised Reactor Have a Future? // <https://www.power-technology.com/features/does-the-european-pressurised-reactor-have-a-future/>, дата обращения 13.12.2019.

Hinkley Point C Cost Rises by Nearly 15% // <http://world-nuclear-news.org/Articles/Hinkley-Point-C-cost-rises-by-nearly-15>, дата обращения 13.12.2019.

Costs Rise Again for U. K. Hinkley Point Nuclear Project // <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-09-25/edf-raises-cost-of-flagship-u-k-nuclear-project-warns-of-delay>, дата обращения 13.12.2019.

State Regulators Warn of More Delays at Vogtle // <https://www.powermag.com/state-regulators-warn-of-more-delays-at-vogtle/>, дата обращения 13.12.2019.

Китай — экономика и реакторы // <http://www.atominfo.ru/newss/z0999.htm>, дата обращения 13.12.2019.

Стоимость двух блоков Нововоронежской АЭС-2 составляет 215 млрд руб. // <http://www.atomic-energy.ru/news/2014/09/15/51439>, дата обращения 13.12.2019.

Седьмой энергоблок Нововоронежской АЭС вышел на полную мощность // <https://www.kommersant.ru/doc/4048084>, дата обращения 13.12.2019.

На истерике Литвы из-за БелАЭС заработали фармацевты из США // <https://regnum.ru/news/polit/2803858.html>, дата обращения 13.12.2019.

АЭС «Аккую» подключат к энергосистеме Турции // <https://regnum.ru/news/economy/2802771.html>, дата обращения 13.12.2019.

Стоимость и сроки строительства моделей реакторов EPR, AP1000 и ВВЭР, согласно сообщениям СМИ, официальных лиц и оценке исследователей *

Площадка	Проектная стоимость	Реальная стоимость	Год начала строительства	Изначальный проектный год окончания строительства	Реальный или планируемый год окончания строительства
European Pressurized Reactor (EPR) 1600 MВт (Франция)					
АЭС Фламанвиль (Франция)	3,3 млрд евро	12,4 млрд евро	2007	2012	2022
АЭС Олкилуото (Финляндия)	3,2 млрд евро	10,9 млрд евро	2005	2010	2020
АЭС Хинкли-Поинт (1750 МВт) (Великобритания)	18 млрд фунтов / 2 блока	21,5-22,5 млрд фунтов / 2 блока (оценка в 2019)	2018	2025–2027	–
АЭС Джайтапур (Индия)	9 млрд долл.	–	–	–	–
AP1000 1250 MВт (США)					
АЭС Вогтль (США)	14 млрд долл. / 2 блока	27,5 млрд долл. / 2 блока	2013	2016–2017	2021–2022
АЭС Сяньюнь (КНР)	5,84 млрд долл. / 2 блока	7,3 млрд долл. / 2 блока	2009	2013–2014	2018
АЭС Коввада (Индия)	5,5–9 млрд долл.	–	–	–	–
Водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР-1200/АЭС 2006) 1200 MВт (Россия)					
Нововоронежская АЭС (Россия)	~215 млрд руб. / 2 блока	250 млрд руб. / 2 блока	2008–2009	2012–2013	2018–2019
Белорусская АЭС	10 млрд долл. / 2 блока	6–9 млрд долл. / 2 блока (оценка)	2011	2017–2018	2019–2020
АЭС Аккую (Турция)	22 млрд долл. / 4 блока	22 млрд долл. / 4 блока	С 2018	2023–2026	–
АЭС Ханхикиви (Финляндия)	7 млрд евро	–	2016	2024	2028
АЭС Руппур (Бангладеш)	12,65 млрд долл. / 2 блока	–	2017–2018	2023–2024	–

* Van Ness, Gurtov, 2017; Raju, Ramana, 2013; Schlissel, 2016

5 проектов, из них 4 зарубежных осуществлялись во многом за счёт усилий китайских компаний, согласно американской документации. Один блок на площадке Уоттс-бар устаревшего проекта *PWR* был завершён на территории США в 2016 г. — через 40 лет после начала строительства. Таким образом, в силу того, что экспортный портфель заказов «Росатома» продолжает расти [Lecavalier, 2015], будет расти и спрос на топливо российского производства.

Отдельно стоит отметить и российский проект топлива для АЭС западного образца ТВС-Квадрат, который призван составить конкуренцию американскому ядерному топливу в реакторах западного образца. Проект пока на стадии испытаний, но, вероятно, также сможет способствовать повышению спроса на казахстанский уран в долгосрочной перспективе.

Большое значение также имеют передовые позиции России в сфере технологии реакторов на быстрых нейтронах (РБН), которые являются не только пилотными промышленными проектами серийных реакторов-размножителей, способных производить основу для ядерного топлива атомных электростанций будущего, но и создать региональную договорную базу для соглашений по переработке и международной транспортировке радиоактивных отходов.

Тем не менее в долгосрочной перспективе «Росатом» может столкнуться с конкуренцией со стороны Китайской национальной ядерной корпорации (*China National Nuclear Corporation, CNNC*), которой на внутреннем рынке удаётся осуществлять строительство быстрее и более массово. КНР нацелена на разработку и продвижение на мировой ядерный рынок собственной модели реактора Дракон-1 (*Hualong-1*) [Thomas, 2017]. Также Россия отстаёт в сфере перспективной технологии малых модульных реакторов, в которой пока что быстрее всех продвигается молодая американская компания *NuScale Power*. Малые модульные реакторы в обозримой перспективе не смогут заменить рынок «больших» реакторов, но им удастся перетянуть на себя некоторый портфель заказов. Несмотря на то, что у Росатома существует достаточный инженерный потенциал достойно ответить на новые вызовы, руководству компании уже сейчас следует планировать стратегию развития с учётом этих факторов.

Заключение

Таким образом, современный ядерный рынок характеризуется «ренессансом» для российских ядерных технологий, «пробуждением» новых азиатских игроков, с одной стороны, и реструктуризацией западных компаний — с другой. Американские и французские компании сталкиваются с угрозой утери контроля над рынком технологий и оборудования ЯТЦ в пользу российских и китайских компаний в долгосрочной перспективе.

В существующих реалиях госкорпорация «Росатом» стоит перед необходимостью надёжно закрепиться на рынке технологий и оборудования ЯТЦ и занять передовые позиции, в т. ч. путём продолжения разработки реакторов нового 4-го поколения. Несмотря на ассиметричный уровень развития ядерных энергетических технологий в странах ЕАЭС, современные позиции ГК «Росатом» могут в перспективе стать фундаментом для продвижения многостороннего ядерного энергетического сотрудничества через региональное развитие атомной энергетики и кооперации в сфере транспортировки, переработки и утилизации отработавшего ядерного топлива. Однако в нынешних реалиях взаимодействие в сфере технологий и оборудования ЯТЦ в рамках ЕАЭС происходит преимущественно в форме двустороннего сотрудничества.

Список литературы

Drupady I. M. 2019. Emerging Nuclear Vendors in the Newcomer Export Market: Strategic Considerations — Journal of World Energy Law and Business, March 2019. P. 1—17. DOI: <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwy033>

Locatelli G., Mancini M. 2012. How EPC Firms Can Enter the Nuclear Renaissance — Organization, Technology and Management. An International Journal. NO 4. DOI: 10.5592/otmcj.2012.2.9 // https://www.researchgate.net/publication/272734797_How_EPC_firms_can_enter_the_nuclear_renaissance, дата обращения 13.12.2019.

Minin, N., Vlček, T. 2018. Post-Fukushima Performance of the Major Global Nuclear Technology Providers. — Energy Strategy Reviews, NO 21, P. 98—110. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.05.006>

Raju S., Ramana M. V. 2013. Cost of Electricity from the Jaitapur Nuclear Power Plant. — Economic and Political Weekly. DOI: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2214293>

Thomas S. 2017. Is it the End of the Line for Light Water Reactor Technology or Can China and Russia Save the Day? — Energy policy. — June 2017. — P. 216—226. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.062>

Van Ness P., Gurtov M. 2017. Learning from Fukushima: Nuclear Power in East Asia. — ANU Press. The Australian National University, 360 p. DOI: <http://dx.doi.org/10.22459/LF.09.2017>

Семёнов Е. В., Соловьёва А. П., Юришина Д. Ю. Обзор базовых факторов, определяющих траекторию развития ядерной энергетики мира — «Теория. Практика. Инновации». — Апрель 2018. // <http://www.tpinauka.ru/2018/04/Semenov.pdf>, дата обращения 13.12.2019.

Fell H. J., Stegen E. 2018. The Disaster of the European Nuclear Industry // https://www.researchgate.net/profile/Hans_Josef_Fell/publication/332878154_The_disaster_of_the_European_nuclear_industry/links/5cd05942299bf14d957bbc34/The-disaster-of-the-European-nuclear-industry.pdf, дата обращения 16.12.2019.

Lecavalier E. 2015. Russian Nuclear Power: Convenience at what cost? // <https://thebulletin.org/2015/10/russian-nuclear-power-convenience-at-what-cost/>, дата обращения 16.12.2019.

Massemin É. 2017. Dans l'usine du Creusot, Trois décennies de Gestion Défaillante // <https://reporterre.net/3-Dans-l-usine-du-Creusot-trois-decennies-de-gestion-defaillante>, дата обращения 16.12.2019.

Schlissel D. A. 2016. Bad Choice: The Risks, Costs and Viability of Proposed U. S. Nuclear Reactors in India – The Institute for Energy Economics and Financial Analysis. March 2016. 36 p. // http://ieefa.org/wp-content/uploads/2016/03/Bad-Choice_The-Risks-Costs-and-Viability-of-Proposed-US-Nuclear-Reactors-in-India_-March-2016.pdf, дата обращения 13.12.2019.

Veila H. 2019. Does the European Pressurised Reactor Have a Future? // <https://www.power-technology.com/features/does-the-european-pressurised-reactor-have-a-future/>, дата обращения 13.12.2019.

АЭС «Аккую» подключат к энергосистеме Турции // <https://regnum.ru/news/economy/2802771.html>, дата обращения 13.12.2019.

Информационная система по энергетическим реакторам (ПРИС) // <https://pris.iaea.org/>, дата обращения 13.12.2019.

Китай – экономика и реакторы // <http://www.atominfo.ru/newss/z0999.htm>, дата обращения 13.12.2019.

На истерике Литвы из-за БелАЭС заработали фармацевты из США // <https://regnum.ru/news/polit/2803858.html>, дата обращения 13.12.2019.

Седьмой энергоблок Нововоронежской АЭС вышел на полную мощность // <https://www.kommersant.ru/doc/4048084>, дата обращения 13.12.2019.

СМИ публикуют обзор последних новостей атомной отрасли Китая // <http://www.atomic-energy.ru/news/2019/07/23/96371>, дата обращения 13.12.2019.

Стоимость двух блоков Нововоронежской АЭС-2 составляет 215 млрд руб. // <http://www.atomic-energy.ru/news/2014/09/15/51439>, дата обращения 13.12.2019.

Areva's Finland Reactor to Start in 2019 after Another Delay // <https://www.reuters.com/article/us-finland-nuclear-olkiluoto/arevas-finland-reactor-to-start-in-2019-after-another-delay-idUSKBN1CE1ND>, дата обращения 13.12.2019.

Costs Rise Again for U. K. Hinkley Point Nuclear Project // <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-09-25/edf-raises-cost-of-flagship-u-k-nuclear-project-warns-of-delay>, дата обращения 13.12.2019.

EDF Warns of Added Costs of Flamanville EPR Weld Repairs // <http://www.world-nuclear-news.org/Articles/EDF-warns-of-added-costs-of-Flamanville-EPR-weld-r>, дата обращения 13.12.2019.

French Nuclear Power Producer EDF Plans a Turnaround // <https://www.wsj.com/articles/french-nuclear-power-producer-edf-plans-a-turnaround-11560526991>, дата обращения 13.12.2019.

Hinkley Point C Cost Rises by Nearly 15% // <http://world-nuclear-news.org/Articles/Hinkley-Point-C-cost-rises-by-nearly-15>, дата обращения 13.12.2019.

Olkiluoto Faces Further Delay to July 2020 // <http://world-nuclear-news.org/Articles/Olkiluoto-faces-further-delay-to-July-2020>, дата обращения 13.12.2019.

State Regulators Warn of More Delays at Vogtle // <https://www.powermag.com/state-regulators-warn-of-more-delays-at-vogtle/>, дата обращения 13.12.2019.

Alexander A. BOYKO,

candidate of political science, lecturer, faculty of global processes,
Moscow state University.

Address: 1, b 51, Leninskie Gory str., 119234, Moscow, Russia.

E-mail: aaboykomsu@gmail.com

SPIN-code: 9007-1614

ORCID: 0000-0002-7227-4970

PROMISING AREAS OF COOPERATION OF THE EAEU IN THE REGIONAL AND GLOBAL MARKET OF NUCLEAR FUEL CYCLE TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

Keywords: Nuclear Energy, Rosatom, Westinghouse, Framatome, EAEU,
USA, France, nuclear renaissance.

Abstract

Energy cooperation within the EAEU is now the most intensively developing around hydrocarbons. However, in the light of modern problems associated with the need to limit the global temperature rise and sectoral diversification of the energy sector, interest in nuclear energy is growing. Today, Russia is the most successful and active participant in the nuclear fuel cycle (NFC) market, while competing companies from France and the United States are experiencing serious difficulties in the modern nuclear energy market. Therefore, despite the fact that this industry is poorly developed among the majority of the EAEU countries, it is reasonable to look for common points of mutual interest around it, such as cooperation in the field of transportation, processing and disposal of spent nuclear fuel. Nevertheless, cooperation in the field of technologies and equipment of NFC among the EAEU countries will most likely not go beyond bilateral cooperation in the foreseeable future.

References

Drupady I. M. 2019. Emerging Nuclear Vendors in the Newcomer Export Market: Strategic Considerations – Journal of World Energy Law and Business, March 2019. P. 1–17. DOI: <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwy033> (InEng.)

Locatelli G., Mancini M. 2012. How EPC Firms Can Enter the Nuclear Renaissance – Organization, Technology and Management. An International Journal. NO 4. DOI: 10.5592/otmcj.2012.2.9 // https://www.researchgate.net/publication/272734797_How_EPC_firms_can_enter_the_nuclear_renaissance, accessed 13.12.2019. (InEng.)

Minin, N., Vlček, T. 2018. Post-Fukushima performance of the major global nuclear technology providers. — *Energy Strategy Reviews*, NO 21. P. 98–110. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.05.006> (InEng.)

Raju S., Ramana M. V. 2013. Cost of Electricity from the Jaitapur Nuclear Power Plant. — *Economic and Political Weekly*. DOI: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2214293> (InEng.)

Thomas S. 2017. Is it the end of the line for Light Water Reactor technology or can China and Russia save the day? — *Energy policy*. — June 2017. — P. 216–226. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.062> (InEng.)

Van Ness P., Gurtov M. 2017. Learning from Fukushima: Nuclear power in East Asia. — ANU Press. The Australian National University, 360 p. DOI: <http://dx.doi.org/10.22459/LF.09.2017> (InEng.)

Semenov E., Solovyova A., Iurshina D. 2018. Overview of the Basic Factors Determining the Development of the World Nuclear Energy. — Theory. Practice. Innovation, April 2018 // <http://www.tpinauka.ru/2018/04/Semenov.pdf>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

Fell H. J., Stegen E. 2018. The Disaster of the European Nuclear Industry // https://www.researchgate.net/profile/Hans_Josef_Fell/publication/332878154_The_disaster_of_the_European_nuclear_industry/links/5cd05942299bf14d957bbc34/The-disaster-of-the-European-nuclear-industry.pdf, accessed 16.12.2019. (InEng.)

Lecavalier E. 2015. Russian Nuclear Power: Convenience at what cost? // <https://thebulletin.org/2015/10/russian-nuclear-power-convenience-at-what-cost/>, accessed 16.12.2019. (InEng.)

Massemín É. 2017. In the Creusot Plant, Three Decades of Failed Management // <https://reporterre.net/3-Dans-l-usine-du-Creusot-trois-decennies-de-gestion-defaillante>, 16.12.2019 (InFrench)

Schlissel D. A. 2016. Bad Choice: The Risks, Costs and Viability of Proposed U. S. Nuclear Reactors in India — The Institute for Energy Economics and Financial Analysis. March 2016. 36 p. // <http://ieefa.org/wp-content/uploads/2016/03/Bad-Choice-The-Risks-Costs-and-Viability-of-Proposed-US-Nuclear-Reactors-in-India-March-2016.pdf>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

Veila H. 2019. Does the European Pressurised Reactor Have a Future? // <https://www.power-technology.com/features/does-the-european-pressurised-reactor-have-a-future/>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

Akkuyu NPP will be Connected to Turkey's Power Grid // <https://regnum.ru/news/economy/2802771.html>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

Information System on Power Reactors (PRIS) // <https://pris.iaea.org/>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

China — Economy and Reactors // <http://www.atominfo.ru/newss/z0999.htm>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

On the Hysteria of Lithuania Because of Belarusian NPP Earned Pharmacists from the United States // <https://regnum.ru/news/polit/2803858.html>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

The Seventh Power Unit of Novovoronezh NPP Reached Full Capacity // <https://www.kommersant.ru/doc/4048084>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

Media Publish an Overview of the Latest News of the Nuclear Industry in China // <http://www.atomic-energy.ru/news/2019/07/23/96371>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

The Cost of Two Blocks of Novovoronezh NPP-2 is 215 Billion Rubles // <http://www.atomic-energy.ru/news/2014/09/15/51439>, accessed 13.12.2019. (InRuss.)

Areva's Finland Reactor to Start in 2019 after Another Delay // <https://www.reuters.com/article/us-finland-nuclear-olkiluoto/arevas-finland-reactor-to-start-in-2019-after-another-delay-idUSKBN1CE1ND>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

Costs Rise Again for U. K. Hinkley Point Nuclear Project // <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-09-25/edf-raises-cost-of-flagship-u-k-nuclear-project-warns-of-delay>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

EDF Warns of Added Costs of Flamanville EPR Weld Repairs // <http://www.world-nuclear-news.org/Articles/EDF-warns-of-added-costs-of-Flamanville-EPR-weld-r>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

French Nuclear Power Producer EDF Plans a Turnaround // <https://www.wsj.com/articles/french-nuclear-power-producer-edf-plans-a-turnaround-11560526991>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

Hinkley Point C Cost Rises by Nearly 15% // <http://world-nuclear-news.org/Articles/Hinkley-Point-C-cost-rises-by-nearly-15>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

Olkiluoto Faces Further Delay to July 2020 // <http://world-nuclear-news.org/Articles/Olkiluoto-faces-further-delay-to-July-2020>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

State Regulators Warn of More Delays at Vogtle // <https://www.powermag.com/state-regulators-warn-of-more-delays-at-vogtle/>, accessed 13.12.2019. (InEng.)

Сергей ЛАВРЕНОВ

РОССИЙСКО-МОЛДАВСКИЕ ДОГОВОРЁННОСТИ В ГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

В статье рассматривается содержание последних по времени российско-молдавских договорённостей в газовой сфере, главным из которых является соглашение о продлении поставок российского газа на период 2020—2022 гг. Помимо традиционного маршрута поставки газа через украинскую территорию, предусматриваются резервные, основные преимущества и риски которых раскрываются в статье.

Введение

Вопрос о поставках газа стал одним из ключевых в повестке визита нового премьер-министра Республики Молдовы (РМ) И. Кику в Москву, который состоялся 20 ноября 2019 г. Премьер-министр РМ обсудил его с руководством как российского правительства, так и «Газпрома». В результате по итогам визита удалось договориться о существенном снижении цены на газ для Молдавии с 1 января 2020 г. Необходимо напомнить, что с 1 октября цена снизилась примерно на 15 долл. По сообщению Кику, с 1 января она снизится ещё на 50 долларов и составит 172—173 долл. за тыс. куб. м¹. В ходе переговоров обсуждались также варианты поставок газа в Молдавию после 1 января в том случае, если Россия и Украина не придут к соглашению по этому вопросу. «Мы получили заверения в том, что газ в Молдавию будет поступать, даже если придётся прибегнуть к резервным вариантам», — заявил Кику.

ЛАВРЕНОВ Сергей Яковлевич — доктор политических наук, профессор, заведующий отделом Молдовы и Приднестровья Института СНГ. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 119180, ул. Б. Полянка, д. 7/10, стр. 3. E-mail: lavrs2009@yandex.ru. SPIN-код: 1439-5583

Ключевые слова: электроэнергия, газ, концерн «Газпром», «Молдовагаз», газопровод Унгены — Кишинёв, «Турецкий поток».

¹ Кику: С 1 января цена на газ для Молдавии снизится ещё на 50 долларов // <https://point.md/ru/novosti/ekonomika/kiku-s-1-ianvaria-tsena-na-gaz-dlia-moldovy-snizitsia-eshche-na-50-dollarov>, дата обращения 10.11.2019.

Резервные варианты

В настоящее время Молдавия получает газ из магистрального Трансбалканского газопровода, который является частью экспортного магистрального газопровода «Союз». Он берёт начало в Оренбурге, проходит через территорию Украины, далее — по южной границе Молдавии, затем в районе Орловки снова выходит на территорию Украины, и оттуда — в Румынию и Болгарию. Особенностью поставок является то, что газ из Украины сначала поступает на территорию Приднестровья, а затем уже идёт в Кишинёв и на юг республики [Лантев, 2018]².

Потенциально Молдавия может получать газ также по-другому, менее мощному, газопроводу: Богородчаны — Черновцы — Ананьев. Он заходит на территорию Молдавии на севере, в районе Алексеевки, а выходит в Шолданештском районе. Однако эксплуатационные возможности этого газопровода позволяют обеспечить газом только север страны и частично Кишинёв. Максимальная пропускная способность газопровода составляет до 5 млн куб. м газа в день, тогда как Молдавия в отопительный сезон нуждается не менее чем в 7 млн. Помимо прочего, маршрут реверсных поставок по этой ветке не протестирован, соответственно, в этом сценарии могут возникнуть существенные технические риски. Как следствие, данный вариант не рассматривается в качестве основного среди других резервных маршрутов.

В качестве таковых на встрече руководителя «Молдовагаза» В. Чебана и председателя правления «Газпрома» А. Миллера, помимо традиционного транзита газа через Украину, когда он забирался молдавской стороной на границе Молдавии и Украины, рассматривались следующие.

Первый резервный вариант предусматривает получение газа на границе России и Украины, а дальнейшие поставки до границы Молдавия — Украина осуществляются на основе контракта между «Молдовагазом» и «Нафтогазом». Для «Газпрома» в этом варианте особых рисков нет, поскольку после передачи газа на границе с Украиной вся ответственность за дальнейший транзит ложится на украинского оператора газотранспортной системы (ГТС). Украинский «Нафтогаз» подтвердил, что украинская газотранспортная система готова обеспечивать транспортировку в Молдавию необходимого объёма газа при этом варианте. Однако, по мнению Киева, «наиболее безопасная опция для Молдавии — это наличие собственного запаса газа в украинских газовых хранилищах. В 2015 г. Украина финансировала аналогичный собственный запас за счёт кредитной линии ЕБРР и Всемирного банка» [Рябова, 2015].

² Лантев Р. А. 2018. Анализ перспектив развития Евразийской экономической интеграции — Вестник евразийской науки, № 4 // <https://esj.today/PDF/44ECVN418.pdf>, дата обращения 17.01.2020.

Вместе с тем Украина избегает раскрывать реальную картину своих технических возможностей в газовой сфере. Соответственно, по-прежнему, актуальным остаётся вопрос, смогут ли украинцы обеспечить Молдавию достаточным количеством газа в случае прекращения транзита и будет ли им выгодно доставлять в Молдавию газ от российской границы. Не получив от Киева чёткого ответа на эти вопросы, молдавская сторона не торопится реагировать на предложение Киева.

При этом недостаточно убедительно звучат заверения Украины о том, что реверсный газ, который она получает с 2015 г., дешевле российского. На первый взгляд, дело действительно обстоит так, но при этом из пропагандистских соображений не акцентируется ряд важных нюансов, прежде всего, подверженность цен существенным конъюнктурным колебаниям [Лавренов, 2019]. В летний период газ на различных биржевых площадках Европы стоит 116–120 долл. за 1 тыс. куб. м. Но, как известно, 85% от общего объёма газа Молдавия потребляет в зимний период, когда цена газа в европейских хабах может достигать 300 долл. за 1 тыс. куб. м.

Долгосрочный контракт Молдавии с «Газпромом» предусматривает графики оплаты, а не авансовые платежи, которые требуется вносить незамедлительно в случае покупки газа на бирже. К этому добавляются расходы на транспортировку «европейского» газа (для Молдавии они составляют примерно 80 долл. к базовой цене). В результате стоимость газа возрастает до 200 долл. за 1 тыс. куб. м. Для сравнения, в соответствии с последней договорённостью с «Газпромом», предполагается снижение стоимости газа до 170–175 долл. за 1 тыс. куб. м. Необходимо также иметь в виду, что предложение Киева предполагает аренду украинских газохранилищ, следствием чего станет дополнительное удорожание конечной цены на газ.

В последнее время, однако, стали поступать сообщения о том, что Молдавия вновь вернулась к рассмотрению варианта закупки газа у Украины с помощью займов Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР). В этом случае, согласно проекту правительственного решения, *Moldovagaz* обязан своевременно уведомить власти (не позднее чем за 2 недели до крайнего срока) о невозможности поставок газа, что автоматически активирует резервный механизм, финансируемый за счёт кредита, выделенного ЕБРР. В этом случае украинцы, скорее всего, будут поставлять газ из собственных запасов, что неизбежно повлияет на повышение тарифа³.

Тем не менее наиболее вероятный резервный вариант, по мнению В. Чебана, — это поставки газа при помощи трансбалканского коридора (с использованием возможностей «Турецкого потока») через территорию

³ Молдавия рассматривает вариант закупки газа у Украины за счёт займов ЕБРР // <https://point.md/ru/novosti/ekonomika/moldova-rassmatrivaet-variant-zakupki-gaza-u-ukrainy-za-schet-zaimov-ebrr>, дата обращения 12.11.2019.

Болгарии и Румынии, и затем реверсом по газопроводу, через который Молдавия получает газ из России. Уязвимой стороной этого варианта является необходимость серьёзных инвестиций в адаптацию газотранспортной инфраструктуры к реверсным поставкам. По сообщению молдавской стороны, с этой целью уже завершена модернизация газоизмерительных станций в Каушанах и в Вулканештах. Дополнительные работы по модернизации приграничных компрессорных станций для бесперебойных поставок газа предстоит осуществить Болгарии и Румынии [Митрахович, 2019].

В настоящий момент заинтересованные стороны обсудили возможную схему поставки газа с основными операторами, осуществляющими транспортировку газа данным путём, а именно: «Булгартрансгазом» и «Укртрансгазом». На очереди — самая трудоёмкая часть работы, предполагающая подключение к основным точкам газопровода, в том числе Каушаны-Орловка⁴. По заявлению руководителя «Молдовагаза» В. Чебана, «мы ждём, когда будут подписаны последние технические протоколы рабочих групп, и очень вероятно, что на следующей неделе мы поедем на места: в Орловку, в Исакучу, в Негру-Водэ, чтобы посмотреть, как обстоят дела»⁵. Ранее украинский поставщик газа «Укртрансгаз» сообщил о модернизации газоизмерительной станции (ГИС) «Гребеники». Через эту станцию, а также станцию в Каушанах газ можно поставлять в реверсном режиме из Румынии на Украину, а затем в Молдавию.

Остаётся ещё один важный вопрос. На данный момент через трансбалканский коридор технически возможно получать 12,4 млн куб. м газа в день для потребителей Молдавии, однако в зимний период страна нуждается в объёме, составляющем как минимум 15,5 млн куб. м. Молдавская сторона уже обратилась к операторам Болгарии с просьбой увеличить объём реверсного газа [Девятков, 2017]. Но если договорённость не будет достигнута, наиболее надёжным маршрутом газовых поставок для Молдавии остаётся получение газа на восточной границе Украины.

Проблема также заключается в том, что реверс газа в сторону Молдавии по Трансбалканскому газопроводу невозможно осуществить без участия Румынии, что предполагает открытие её газового рынка для Молдавии и Украины. Однако, вследствие изменений в налоговой политике Румынии, ситуация в газовой сфере здесь в настоящее время складывается непросто⁶.

⁴ После 1 января с поставками газа может быть всё что угодно // <http://www.vedomosti.md/news/posle-1-yanvarya-s-postavkami-gaza-mozhet-byt-vse-chto-ugodn>, дата обращения 11.11.2019.

⁵ Эксклюзив: глава «Молдовагаза» сделал заявление о контракте с «Газпромом» // <https://news.mail.ru/economics/39414454/>, дата обращения 11.11.2019.

⁶ США обещают содействовать укреплению энергобезопасности // <http://gzt.md/article/%D1%81%D1%>, дата обращения 13.11.2019.

Румынское правительство ввело повышенные налоги для предприятий энергетического сектора с одновременным ограничением роста розничных и корпоративных цен на газ, аргументируя своё решение тем, что в настоящее время розничная цена в три раза превышает затраты на его добычу. Побочным следствием этого решения является снижение инвестиционной привлекательности газовой отрасли Румынии *. Как следствие, добыча газа в республике сократилась.

Но самым неприятным для Румынии может стать то, что «реверсный» вариант может поставить под вопрос целесообразность строительства газопровода «Яссы — Унгены — Кишинёв» [Котулевич-Вишиньска, 2018], на строительство которого уже затрачены десятки миллионов евро. Именно этот проект до последнего рассматривался в качестве альтернативного варианта поставок «голубого» топлива в Молдавию. Протяжённость газовой магистрали Яссы — Унгены, сданной в эксплуатацию 27 августа 2014 г. составила 43,2 км, а пропускная способность — 1,5 млрд куб. м в год. Следующий этап предполагает продление газопровода до Кишинёва, а на румынской территории — до Онешти-Лецкани с целью подключения газокomppressorной станции⁷. Дата запуска газопровода неоднократно переносилась. На этот раз министр экономики и инфраструктуры А. Усатый 24 ноября анонсировал срок сдачи в эксплуатацию газопровода Унгены — Кишинёв весной 2020 г.⁸

Проблема задолженности

Отношения России и Молдавии в газовой сфере омрачает проблема задолженности «Молдовагаза» перед «Газпромом». Так, в 2019 г. международный коммерческий арбитражный суд при Торгово-промышленной палате Российской Федерации принял новый иск «Газпрома» о взыскании с «Молдовагаза» долга в размере 329,55 млн долл. за природный газ, поставленный в 2016 г. 5 августа 2019 г. суд удовлетворил требования российского концерна. Необходимо отметить, что каждый год, начиная с 2008 г., «Газпром» инициирует судебные процессы против «Молдовагаза» в арбитражном суде и выигрывает их. Как следствие, право «Газпрома» взыскать долги с «Молдовагаза» легализовано. Основную задолженность молдавской

⁷ Газовые перспективы: где Молдавии покупать «голубое топливо» и по какой цене <https://ru.sputnik.md/economics/20190820/27308105/gazovye-perspektivy-gde-moldova-pokupat-goluboe-toplivo-po-kakoy-tsene.html>, дата обращения 13.11.2019.

⁸ Министр экономики назвал новый срок сдачи в эксплуатацию газопровода Унгены — Кишинёв // <http://www.vedomosti.md/news/ministr-ekonomiki-nazval-novyyj-srok-sdachi-v-ekspluatatsiyu-g>, дата обращения 13.11.2019.

* В стране сейчас разрабатывается 150 месторождений газа, около 100 из которых из них — небольшие, управляемые малыми и средними предприятиями.

стороны составляют долги Приднестровья, которое с 2006 г. не оплачивает российский газ, поставляемый в непризнанную республику.

Долг ПМР не отражается в отчётах «Молдовагаза», а официальный Кишинёв не признаёт эту задолженность. Недавно премьер-министр Ион Кику заявил, что Молдавии не придётся платить долг, рассчитанный «Газпромом». В свою очередь, председатель совета директоров «Молдовагаза» В. Чебан 2 октября в интервью *Capital Market* подчеркнул, что задолженность «Молдовагаза» перед «Газпромом» за природный газ, поставляемый в Молдавию (за исключением Приднестровья) составляет всего лишь 0,7 млрд долл., отметив, что этот долг был сформирован в результате задолженности компаний сектора теплоэнергии Молдавии (более 2,7 млрд леев), отрицательных разниц курса валют, операционных убытков «Молдовагаза» и его предприятий из-за тарифного регулирования и других факторов.

По мнению ряда молдавских экспертов, проблема задолженности Кишинёва используется «Газпромом» с целью торможения процесса интеграции молдавской энергетической системы в европейское пространство, в частности внедрения в Молдавии III Энергопакета и закона о природном газе, адаптированного к европейским условиям [Менюк, 2019].

Несмотря на существование альтернативных поставок газа в Молдавию, Кишинёв не исключает возможность строительства на своей территории газохранилищ. В частности, в ходе визита И. Додона в Брюссель в сентябре 2019 г. на переговорах с представителями ЕС речь шла о получении кредита для строительства хранилища природного газа в Молдавии, запасы которого можно было бы формировать за счёт его покупки на конкурентоспособных рынках⁹.

На случай непредвиденных обстоятельств молдавские власти разработали также план действий по ограничению потребления газа в республике крупными промышленными субъектами (*Termoelectrica*, Молдавской ГРЭС и др.). По оценочным данным, они могут потреблять до 6 млн куб. м газа в день, что составляет более 40% от общего суточного объёма. В случае экстренной ситуации этим промышленным гигантам будет предложено перейти на альтернативное топливо, например, мазут, запасы которого имеются в республике в достаточном количестве.

Тариф для местных потребителей

После того, как Россия пообещала снизить цену на газ, молдавское население, естественно, ожидает понижение потребительского тарифа. Однако всё, на что решилось правительство, выразил в своём заявлении пре-

⁹ Ведутся переговоры о поставках газа // <http://www.vedomosti.md/news/vedutsya-pereregovory-o-postavkah-gaza>, дата обращения 14.11.2019.

мьер-министр И. Кику, заверив население, что кабинет министров под его руководством «не допустит роста тарифов на природный газ»¹⁰.

В свою очередь, глава «Молдовагаза» В. Чебан по этому поводу отметил: «В принципе, за счёт внутренних резервов, которые у нас есть, мы, возможно, не будем обращаться за повышением тарифа в этом году. В следующем году мы ожидаем по формуле снижение тарифа, но это всё будет зависеть от того, какой маршрут поставки природного газа в Республику Молдова будет выбран». Таким образом, конечный тариф для конечных потребителей будет зависеть от ряда факторов, в первую очередь от стоимости транзита.

По оценке ряда экспертов, практически все деньги, которые платит население за газ, составляют его фактическую стоимость. На расходы по доставке, ремонту и замене труб остаётся всего лишь 15% от суммы, которую платит население Молдавии. Так, по мнению экономиста В. Ионицэ, «у нас в Молдавии конечная цена газа для потребителя составляет 85 процентов, то есть на содержание газотранспортных сетей, на покупку новых труб, на развитие деньги у нас почти не выделяются» [8]. При этом, по мнению эксперта, во избежание злоупотреблений, должна быть организована более транспарентная процедура закупок товаров и услуг в газотранспортной сфере, особенно в части проведения работ. Последнее действительно актуально.

О подобных злоупотреблениях говорят многочисленные факты, выявленные в ходе соответствующих расследований. В частности, по оценке представителей правоохранительных органов, филиалы «Молдовагаза» (в том числе *Bălți-Gaz*, *Ialoveni-Gaz*, *Moldovatrangaz*, *Șoldănești-Gaz* и др.) нанесли компании ущерб на 20 млн леев¹¹. Молдавской прокуратурой выявлена также ещё одна мошенническая схема, нанёсшая ущерб «Молдовагазу» более чем на 1 млн евро¹². Благодаря ей, ряд компаний получили исключительное право на поставку предприятию «Молдовагаз» оборудования и техники, необоснованно завышая цены на поставляемое оборудование.

Помимо прочего, «Молдовагаз» не представил внятных объяснений о том, каким образом был накоплен долг Правобережья перед «Газпромом» (около 700 млн долл.). Возникшая ситуация, по мнению ряда экспертов, по своим масштабам сопоставима с банковской кражей 2014 г. Компенсировать этот долг придётся рядовым гражданам, что неизбежно приведёт к росту тарифов.

¹⁰ Вырастет ли в Молдавии тариф на газ для потребителей — заявление премьера Кику // https://ru.sputnik.md/radio_skazano_v_efire/20191105/28103136/ionita-lyudi-dolzhy-byt-uvereny-chto-tsena-na-gaz-spravedliva.html, дата обращения 14.11.2019.

¹¹ Филиалы «Молдовагаза» нанесли компании ущерб на 20 млн леев // <https://noi.md/ru/jekonomika/filialy-moldovagaz-nanesli-kompanii-ushherb-na-20-mln-leev>, дата обращения 14.11.2019.

¹² В «Молдовагазе» выявили мошенническую схему на 1 млн евро // <https://regnum.ru/news/2761676.html>, дата обращения 15.11.2019.

Заключение

Несмотря на неопределённость ситуации с транзитом российского газа через украинскую территорию, явной угрозы энергетической безопасности Молдавии на сегодняшний день нет. Молдавская и российская стороны договорились о продлении действующего контракта о поставках газа на период 2020–2022 гг. Условия контракта предусматривают возможность поставок природного газа для потребителей Республики Молдова тремя альтернативными путями: на границе Российской Федерации с Украиной; на границе Румынии с Украиной, а также в других точках входа в газовую систему Украины через трансбалканский коридор, на западной границе со странами ЕС.

Транзит топлива будет осуществляться благодаря системе трансбалканских трубопроводов путём реверса. Для обеспечения соответствующей инфраструктуры проводится модернизация приграничных газоизмерительных станций ГИС Гребеники (Украина) и ГИС Каушаны (Молдавия). Также на территории Украины планируется построить дополнительные обводные линии.

В марте–апреле 2020 г. ожидается завершение строительства газопровода Яссы – Унгены (мощность – 1,5 млрд куб. м в год), но на полную мощность газопровод, по экспертным оценкам, сможет заработать лишь в 2021 г. Хотя с помощью этого газопровода и не удастся обеспечить необходимого объёма газовых поставок, тем не менее он может стать существенным подспорьем в обеспечении энергетической безопасности Молдавии.

В последующем Молдавия будет стремиться расширить альтернативные возможности поставки газа, в том числе за счёт строительства собственных подземных хранилищ.

Список литературы

Митрахович С. П. 2019. «Газовый треугольник» РФ – ЕС – Украина: в ожидании рисков – Перспективы. Электронный журнал. № 4 (20). С. 45–55. DOI: 10.32726/2411-3417-2019-4-45–55

Котулевич-Вишиньска К. 2018. Участие стран Вышеградской группы в программе Восточное партнёрство – Современная Европа. № 7. С. 96–107. DOI: 10.15211/soveurope72018101114

Девятков А. В. 2017. Республика Молдова в контексте внешней энергетической политики Евросоюза – Вестник Московского университета. Серия 25: Международные отношения и мировая политика. № 1. С. 166–192.

Лавренов С. Я. 2019. Молдавия в поисках новых партнёров в энергетической сфере – Геоэкономика энергетики. № 2 (6). С. 172.

Лантев Р. А. 2018. Анализ перспектив развития Евразийской экономической интеграции – Вестник евразийской науки, № 4. // <https://esj.today/PDF/44ECVN418.pdf>, дата обращения 17.01.2020.

Менюк Н. 2019. Виктор Парликов: «В 2020 г. газ будет, но на снижение тарифа гражданам не нужно рассчитывать» // <http://www.vedomosti.md/news/viktor-parlikov-v-2020-godu-gaz-budet-no-na-snizhenie-tarifa>, дата обращения 14.11.2019.

Рябова И. 2015. Всемирный банк вместе с ЕБРР и США дадут Украине денег на покупку газа // <https://republic.ru/posts/56212>, дата обращения 11.11.2019.

В «Молдовагазе» выявили мошенническую схему на 1 млн евро // <https://regnum.ru/news/2761676.html>, дата обращения 15.11.2019.

Ведутся переговоры о поставках газа // <http://www.vedomosti.md/news/vedutsya-peregovory-o-postavkah-gaza>, дата обращения 14.11.2019.

Вырастет ли в Молдавии тариф на газ для потребителей – заявление премьера Кику // https://ru.sputnik.md/radio_skazano_v_efire/20191105/28103136/ionita-lyudi-dolzhen-byt-uveren-ychto-tsena-na-gaz-spravedliva.html, дата обращения 14.11.2019.

Газовые перспективы: где Молдавии покупать «голубое топливо» и по какой цене // <https://ru.sputnik.md/economics/20190820/27308105/gazovye-perspektivy-gde-moldova-pokupat-goluboe-toplivo-po-kakoy-tsene.html>, дата обращения 13.11.2019.

Кику: С 1 января цена на газ для Молдавии снизится ещё на 50 долларов // <https://point.md/ru/novosti/ekonomika/kiku-s-1-ianvaria-tsena-na-gaz-dlia-moldovy-snizitsia-eshche-na-50-dollarov>, дата обращения 10.11.2019.

Министр экономики назвал новый срок сдачи в эксплуатацию газопровода Унгены – Кишинёв // <http://www.vedomosti.md/news/ministr-ekonomiki-nazval-novyy-srok-sdachi-v-ekspluatatsiyu-g>, дата обращения 13.11.2019.

Молдавия рассматривает вариант закупки газа у Украины за счёт займов ЕБРР // <https://point.md/ru/novosti/ekonomika/moldova-rassmatrivaet-variant-zakupki-gaza-u-ukrainy-za-schet-zaimov-ebrr>, дата обращения 12.11.2019.

После 1 января с поставками газа может быть всё что угодно // <http://www.vedomosti.md/news/posle-1-yanvaria-s-postavkami-gaza-mozhet-byt-vse-ychto-ugodn>, дата обращения 11.11.2019.

США обещают содействовать укреплению энергобезопасности // <http://gzt.md/article/%D1%81%D1%>, дата обращения 13.11.2019.

Филиалы «Молдовагаза» нанесли компании ущерб на 20 млн леев // <https://noi.md/ru/jekonomika/filialy-moldovagaz-nanesli-kompanii-ushherb-na-20-mln-leev>, дата обращения 14.11.2019.

Эксклюзив: глава «Молдовагаза» сделал заявление о контракте с «Газпромом» // <https://news.mail.ru/economics/39414454/>, дата обращения 11.11.2019.

Sergey Y. LAVRENOV,

D. Sc. (Politics), Professor, Head of Department of Moldova and Transnistria of the Institute of CIS.

Address: 7/10 b. 3 B. Polyanka str., Moscow, 119180, Russian Federation.

E-mail: lavrs2009@yandex.ru

SPIN-code: 1439–5583

RUSSIAN-MOLDOVAN AGREEMENTS IN THE GAS SECTOR

Keywords: electricity, gas, concern Gazprom, Moldovagaz, Ungheni – Chisinau gas pipeline, Turkish Stream.

Abstract

The article discusses the content of the latest Russian-Moldovan agreements in the gas sector, the main of which is the agreement on the extension of Russian gas supplies for the period 2020–2022. In addition to the traditional route of gas supply through the Ukrainian territory, there are reserve routes, the main advantages and risks of which are disclosed in the article.

References

Mitrakhovich S. P. 2019. «Gas Triangle» Russia – EU – Ukraine: Waiting for Risks-Prospects. Electronic Journal. № 4 (20). Pp. 45–55. DOI: 10.32726/2411-3417-2019-4-45–55 (InRuss.)

Kotulewicz-Wisińska K. 2018. Participation of the Visegrad Group Countries in the Eastern Partnership-Modern Europe Program. № 7. Pp. 96–107. DOI: 10.15211/soveurope72018101114 (InRuss.)

Devyatkov A. V. 2017. The Republic of Moldova in the Context of the EU's Foreign Energy Policy – Bulletin of the Moscow University. Series 25: International Relations and World Politics. № 1. Pp. 166–192. (InRuss.)

Lavrenov S. Ya. 2019. Moldova in search of new partners in the energy sector – Geoeconomics of Energetics. № 2 (6). Pp. 172. (InRuss.)

Laptev R. A. 2018. Analysis of the Prospects for the Development of Eurasian Economic Integration – The Eurasian Scientific Journal, 4 (10) // <https://esj.today/PDF/44ECVN418.pdf>, accessed 17.01.2020. (InRuss.)

Menyuk N. 2019. Viktor Parlikov: «There Will be Gas in 2020, but Citizens do not Need to Count on Reducing the Tariff» // <http://www.vedomosti.md/news/viktor->

parlikov-v-2020-godu-gaz-budet-no-na-snizhenie-tarifa, accessed 14.11.2019. (InRuss.)

Ryabova I. 2015. World Bank Together with the EBRD and the US Give Ukraine Money to Buy Gas // <https://republic.ru/posts/56212>, accessed 11.11.2019. (InRuss.)

Moldovagaz Revealed a Fraudulent Scheme for 1 Million Euros // <https://regnum.ru/news/2761676.html>, accessed 15.11.2019. (InRuss.)

Negotiations on Gas Supplies are Underway // <http://www.vedomosti.md/news/vedutsya-peregovory-o-postavkah-gaza>, accessed 14.11.2019. (InRuss.)

Will the Gas Tariff for Consumers Increase in Moldova – Statement of the Prime Minister of Kiku // https://ru.sputnik.md/radio_skazano_v_efire/20191105/28103136/ionita-lyudi-dolznyi-byt-uveren-ychto-tsena-na-gaz-spravedliva.html, accessed 14.11.2019. (InRuss.)

Gas Prospects: Where Moldova Will Buy «Blue Flame Natural Gas» and at What Price // <https://ru.sputnik.md/economics/20190820/27308105/gazovye-perspektivy-gde-moldova-pokupat-goluboe-toplivo-po-kakoy-tsene.html>, accessed 13.11.2019. (InRuss.)

Kiku: From January 1, the Gas Price for Moldova Will Decrease by Another \$ 50 // <https://point.md/ru/novosti/ekonomika/kiku-s-1-ianvaria-tsena-na-gaz-dlia-moldovy-snizitsia-eshche-na-50-dollarov>, accessed 10.11.2019. (InRuss.)

The Minister of Economy Named a New Deadline for Commissioning the Ungheeni – Kishinev Gas Pipeline // <http://www.vedomosti.md/news/ministr-ekonomiki-nazval-novyy-srok-sdachi-v-ekspluatatsiyu-g>, accessed 13.11.2019. (InRuss.)

Moldova is Considering Purchasing Gas from Ukraine Using EBRD Loans // <https://point.md/ru/novosti/ekonomika/moldova-rassmatrivaet-variant-zakupki-gaza-u-ukrainy-za-schet-zaimov-ebrr>, accessed 12.11.2019. (InRuss.)

After January 1, Gas Supplies Can be Anything // <http://www.vedomosti.md/news/posle-1-yanvaria-s-postavkami-gaza-mozhet-byt-vse-chto-ugodn>, accessed 11.11.2019. (InRuss.)

The US Promised to Strengthen Energy Security // <http://gzt.md/article/%D1%81%D1%>, date accessed 13.11.2019. (InRuss.)

Moldovagaz Branches Caused 20 Million Lei Damage to the Company // <https://noi.md/ru/jekonomika/filialy-moldovagaz-nanesli-kompanii-ushherb-na-20-mln-leev>, accessed 14.11.2019. (InRuss.)

Exclusive: The Head of Moldovagaz Made a Statement about the Contract with Gazprom // <https://news.mail.ru/economics/39414454/>, accessed 11.11.2019. (InRuss.)

Игорь МАТВЕЕВ

ОЦЕНКА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ КИТАЯ И ПЕРСПЕКТИВ СОТРУДНИЧЕСТВА С РОССИЕЙ

Часть 1

Основными целями данной научной работы являются определение оснований и оценка возможностей для дальнейшего развития энергетического сотрудничества России и Китая. Для их достижения были последовательно решены несколько задач. На первом этапе изучены текущая ситуация в энергетике КНР, перспективы развития ключевых секторов в долгосрочном периоде, выполнены соответствующие прогнозные расчёты. Затем определены и зафиксированы рамочные параметры ввоза базовых энергоносителей в КНР, оценены возможности России по их обеспечению. Сформулированы заключения о выходе Китая на уровень самообеспеченности по углю, об увеличении разрыва между внутренним производством и потреблением жидкого и газообразного топлива из-за сложностей, связанных с разработкой национальных залежей в условиях роста спроса, о замедлении темпов расширения суммарной установленной мощности крупных ГЭС и АЭС, относительно динамичном развитии сектора ВИЭ, который не в состоянии полноценно заместить ископаемое топливо. Показано, что действующая модель импорта углеводородов в Китай характеризуется высоким уровнем уязвимости перед внешними факторами.

Сделан вывод, что указанные обстоятельства формируют благоприятные условия для расширения энергетического сотрудничества обеих стран, наращивания выпуска на территории России продукции высоких переделов и объёма многосторонней торговли. Автором высказана идея о целесообразности решения Россией нескольких задач, в том числе, таких как: стягивание пространства, развитие регионов Сибири и Дальнего Востока, расширение российской транспортной и энергетической инфраструктуры с целью оптимизации поставок энергоносителей внутри страны и других государств-членов ЕАЭС, увеличение вывоза излишков топливно-энергетических товаров на китайский, монгольский, корейский, японский и другие рынки.

МАТВЕЕВ Игорь Евгеньевич — кандидат экономических наук, заместитель директора Всероссийского научно-исследовательского конъюнктурного института. *Адрес:* Российская Федерация, г. Москва, 119285, ул. Пудовкина, д. 4. *E-mail:* matveev.vniki@yandex.ru. *SPIN-код:* 4530-4240.

Ключевые слова: энергетика, Россия, Китай, запасы, производство, потребление, нефть, газ, уголь, электроэнергия, возобновляемые источники энергии, импорт, экспорт, торговля энергоресурсами, концепция, стратегия энергетического сотрудничества.

Для повышения эффективности энергетического сотрудничества России и Китая предлагается разработать концепцию, на основе которой в дальнейшем будут созданы доктрина, затем — стратегия, включающая разносторонние планы и программы, взаимоувязанные в географическом и отраслевом измерениях. Поиск и формулирование идей, создание проектов концепций является одним из направлений дальнейшей научной работы.

В конце XX — начале XXI веков резкий рывок Китая в хозяйственной сфере с точки зрения энергетики основан на угольных технологиях, хотя начало промышленной добычи нефти и газа было положено ещё в прошлом веке. В последние несколько десятилетий КНР активно наращивала мощность энергетического хозяйства и добилась на этом пути значительных успехов. В начале текущего века произошло рассогласование темпов развития национальной энергетики и экономики, что привело к усилению зависимости страны от импорта топливно-энергетических товаров. Сохранится ли эта тенденция в перспективе и на каком временном отрезке? Имеются ли у России и других государств-членов ЕАЭС/СНГ возможности для расширения энергетического сотрудничества с крупнейшей экономикой мира? Поиску ответов на эти и некоторые другие вопросы и посвящена данная научная работа.

Обоснованность и научная ценность полученных результатов

Выводы и рекомендации, сформулированные в данном научном исследовании, представляются обоснованными. Достоверность результатов прогнозирования можно считать достаточно высокой, несмотря на относительную простоту математического аппарата.

В качестве основных аргументов в поддержку данных заключений приведём следующие.

Во-первых, анализ и моделирование основаны на статистической базе, публикуемой компанией *British Petroleum* (крупнейший акционер ПАО «Роснефть») в течение почти 70-ти лет. Как показывает авторский многолетний опыт исследования, допуски, содержащиеся в её методике, не оказывают значительного влияния на научный результат, предполагающий получение рамочных оценок и осмысление тенденций. Безусловно, отраслевым специалистам известны случаи резких изменений показателей *BP*, например, в части доказанных запасов топлива (в отдельных государствах, в первую очередь, странах Закавказья и Центральной Азии). Подобные отклонения могут иметь политический «привкус». Вместе с тем аккуратный анализ подобных «всплесков» и «скачков», сопоставление их с данными международной и национальной статистики позволяют «нащупать» адекватный показатель. При проведении подобных исследовательских работ

требуется учитывать также ряд специфических факторов, оказывающих влияние на достоверность результатов научного поиска. Например, в некоторых (если не во многих) добывающих странах мира, данные о запасах и производстве углеводородов являются государственной тайной. По этой причине априори не следует надеяться на высокую точность используемых статистических и иных данных.

Во-вторых, процесс развития любой крупной системы энергообеспечения является размеренным и инерционным. Ход вещей могут переломить лишь события чрезвычайной важности: глубокий и затяжной долгосрочный спад мирохозяйственной конъюнктуры, войны, революции, масштабные социальные протесты, техногенные и экологические катастрофы. Даже великие научные открытия, например получение новой промышленной технологии использования атомной энергии, производства метана из газогидратов, газификации углей и т. д., не в состоянии скачкообразно изменить ситуацию, резко скорректировать производство и потребление энергоносителей, конфигурацию маршрутов международной торговли топливом.

Научная ценность полученных результатов заключается в попытке «осмотреть будущее». Осмыслить тенденции, выявить рамочные параметры, отметить области неопределённости, обозначить направления трансформации китайской энергетики и российско-китайского сотрудничества на основе широкого круга источников информации путём построения простых моделей без «оглядки» на официальные показатели, представленные КНР международному сообществу.

Оценка природных запасов углеводородов КНР

Китай располагает крупными залежами углей, нефти и газа, находящихся на суше и морском шельфе. Точные параметры ресурсной базы неизвестны.

По запасам углей КНР занимает третье место в мире после России и США. В настоящее время данный показатель превышает как минимум 780 млрд т, из них изучены и оценены около 250 млрд т. Разведанные залежи находятся в бассейнах крупных рек Северного и Южного Китая, на побережье Тихого океана. Наиболее крупный угольный бассейн расположен в междуречье Янцзы-Хуанхэ («Большой Хуанхэ бассейн», содержит запасы коксующихся углей и антрацитов), при этом его центральная часть до сих пор почти не исследована. Разведанных запасов энергетических углей стране может хватить на 70 лет и более. Недостатком угольной отрасли является низкий технологический уровень 2/3 добывающих компаний. В отдельных угледобывающих регионах проведение геологоразведочных работ (ГРП) и меры по расширению производства сдерживаются из-за нехватки мощностей железных дорог, нагрузка на которые достигла максимального уров-

ня. Наличием подобных проблем характеризуются и морские порты, предназначенные для перевалки углей (импорта и экспорта).

Начальные суммарные извлекаемые запасы сухопутных залежей жидкого топлива составляют 10–15 млрд т, из них разведаны 4 млрд т, уже извлечены – более 1,3 млрд т. Около 3/4 месторождений сконцентрированы на востоке страны, 1/4 приходится на Центральный и Западный Китай. Наиболее крупное нефтяное месторождение – Дацин (извлекаемые разведанные запасы – 1,5 млрд т). Шельфовые ресурсы нефти оцениваются в 4 млрд т, и их освоение только начинается (рис. 1).

Месторождения газообразного топлива находятся в Центральном и Западном Китае, на морском шельфе. В нефтегазовом бассейне Сычуань оконтурены и в различной мере исследованы 60 залежей с суммарными запасами в 0,8–1 трлн куб. м. В целом, согласно консервативной оценке, разведанные запасы газа находятся на отметке около 1 трлн куб. м. [Отчёт «КНР: геология и полезные ископаемые», 2019: 92]

В XXI веке усилился интерес Китая к нетрадиционным видам углеводородов (сланцевых, из низкопроницаемых коллекторов, и других) не только по экономическим, но и политическим причинам. Поддержку в изучении этого сектора оказывали компании США, опирающиеся на свой национальный опыт. На территории КНР соответствующие месторождения распределены относительно равномерно (рис. 2).

В последние несколько лет Геологическая служба США опубликовала серию отчётов, содержащих данные о китайских запасах нетрадиционных видов углеводородов, заключённых в отдельных нефтегазоносных сухопутных структурах. Например, в Таримском нефтегазоносном бассейне (пустыня Такла-Макан) в сланцевых отложениях палеозоя на глубинах 8–10 км могут находиться 190 млн т жидкого и 0,76 трлн куб. м газообразного топлива. В 2015–2016 гг. геологические ресурсы сланцевого газа, находящиеся в десяти нефтегазоносных бассейнах Китая, оценивались в 90–120 трлн куб. м., доступные – в 50 трлн куб. м, извлекаемые – в 28 трлн куб. м (коэффициент извлечения – 23,4%) [Газовая революция в Китае, 2016] [*China-International Energy Data and Analysis*, 2015].

Указанные нефтегазоносные структуры характеризуются сложным геологическим строением. Глубина залегания пластов – 6,5–10 км, и в ходе их изучения требуется пробуривать структуры с аномально высокими давлением и температурой. Результат подобных работ непредсказуем с точки зрения безопасности.

Для дальнейшего исследования нетрадиционных залежей и промышленной разработки требуется реализовать комплекс мер, включающий программы по освоению и внедрению технологий разведки и добычи, производству оборудования и расходных материалов. Отметим, в конце 2018 г. Китай, возможно, создал полный цикл производства сланцевого газа [Алифирова, 2018].

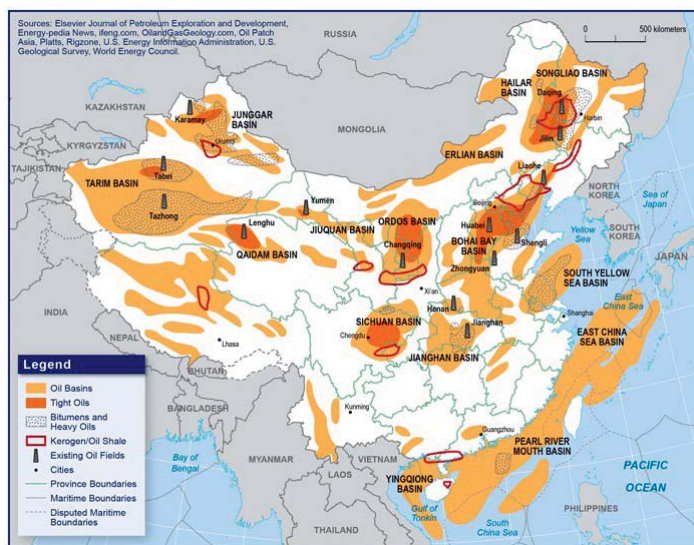


Рис. 1. Крупные месторождения нефти в КНР
[China-International energy data and analysis, 2015].



Рис. 2. Крупные месторождения сланцевых углеводородов в Китае
[China-International energy data and analysis, 2015: 20].

Перспективные участки, недра которых могут содержать углеводороды, заключённые в низкопроницаемых коллекторах, находятся в различных регионах страны. В Сычуаньском нефтегазоносном бассейне в мезозойских отложениях запасы неконвенциональной нефти оценены в 160 млн т, газа — 0,8 трлн куб. м [Assessment of Mesozoic Tight-Oil... 2019]. В бассейне Джунгар (на границе с Казахстаном) аналогичные показатели составили соответственно 32 млн т и 0,28 трлн куб. м. Все указанные запасы отнесены к категории «неоткрытых, оценённых в указанном количестве с вероятностью 50 %, технически извлекаемых без учёта экономического фактора» [Assessment of Tight-Oil and Tight-Gas Resources... 2019] [Assessment of Paleozoic Shale-Oil... 2019].

Важной и острой проблемой добычи нетрадиционных ресурсов, решение которой пока не найдено, является высокий уровень воздействия на окружающую среду методов гидроразрыва пласта, которые приводят к изменению структуры недр, загрязнению водоносных горизонтов и другим негативным последствиям. Подобные факторы способны спровоцировать точечные землетрясения, нарушить снабжение питьевой водой, обострить социальную обстановку.

Сведения о национальных запасах углеводородов, ежегодно публикуемые *British Petroleum*, отличаются от приведённых данных по углю в меньшую сторону, а по традиционной нефти и газу, наоборот, являются более оптимистичными. Расхождения объясняются различиями в методиках учёта. В данном исследовании ориентиром служат показатели британской корпорации.

Согласно *BP*, в 1998—2018 гг. балансовые запасы (*proved reserves*, точность оценки — не ниже 20%) углеводородов в целом увеличились. По углю рост составил около 20%, нефти — 50%, газа — 330%. В середине 2019 г. временной горизонт разработки залежей твёрдого топлива оценивался в 38 лет, газа — 38 лет, нефти — 18 лет (табл. 1).

Таблица 1

**Балансовые запасы ископаемого топлива в Китае
в 1998 г., 2008 г. и 2018 г.***

Год	Показатель		
	Уголь, млрд т н. э.	Нефть, млрд т	Газ, трлн куб. м
1998 г.	114,5	2,3	1,4
2008 г.	114,5	2,8	2,7
2018 г.	138,8	3,5	6,1
Период добычи, лет	38	18	38

* Источник: [BP Statistical Review... 2018].

Итак, данные о национальных запасах углеводородов точно не известны и являются государственной тайной. Показатели, находящиеся в открытом доступе, следует рассматривать как приблизительные. При текущем уровне добычи истощение залежей предполагается к середине столетия, однако необходимо учитывать, что этот временной рубеж является формальным параметром. Перспективы расширения ресурсной базы оцениваются положительно. Дальнейшие работы по изучению залежей и освоению новых месторождений углеводородов зависят от темпов и направлений развития отраслевой науки, техники.

Потребление энергоресурсов

Потребности Китая в первичной энергии резко увеличились в XXI веке. В 2001–2018 гг. внутренний спрос вырос более чем в три раза — с 1067,7 млн т н. э. в год до 3273,5 млн т н. э. в год (аналогичный показатель в 1990 г. составил 684 млн, в 1995 г. — 890 млн т н. э.). По абсолютному расходу энергии КНР обошла США в 2009 г. и в последующий период закрепила мировое первенство по данному параметру. В конце 2018 г. в мировой структуре энергопотребления на долю китайской экономики приходилось более 23%, США — менее 17%.

Отметим, по объёму выбросов «парниковых» газов в атмосферу Китай стал глобальным лидером в 2006 г.

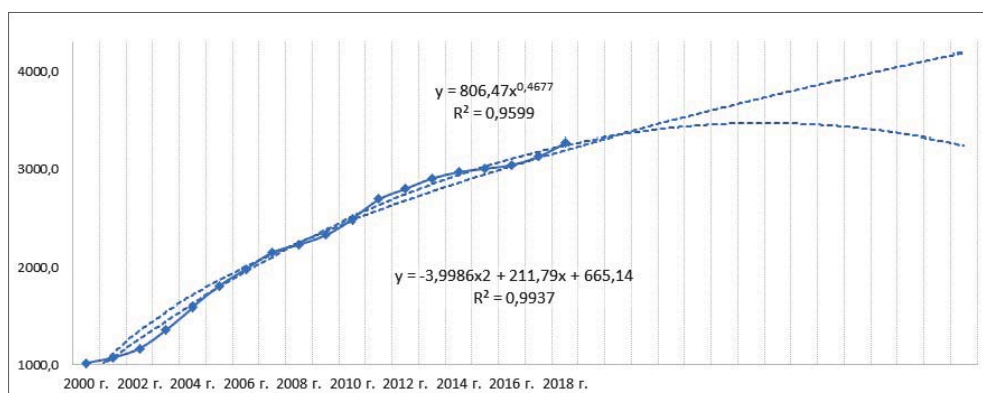


Рис. 3. Потребление первичной энергии в Китае в 1965–2018 гг. и прогноз потребления до 2035 г., млн т н. э.*

* Графики на рис. 3–9 составлены автором по данным *BP Statistical Review of World Energy*, 2018 // <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>, дата обращения 16.12.2019, прогнозы автора.

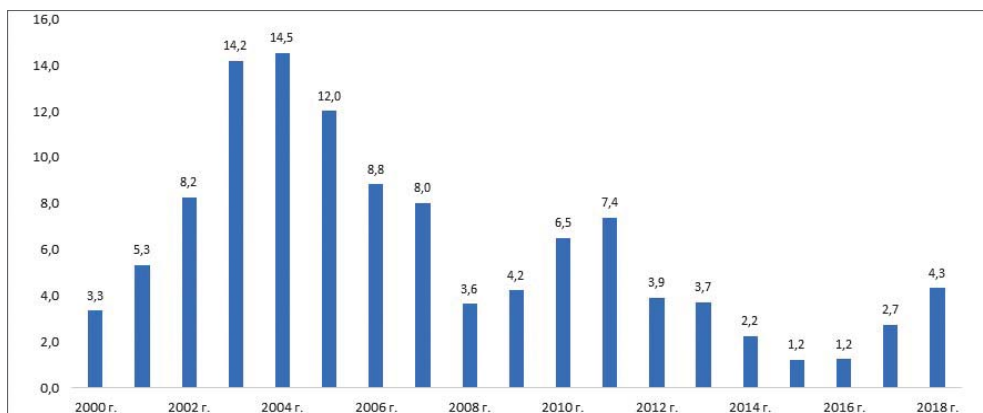


Рис. 4. Темпы прироста потребления первичной энергии в КНР в 2000–2018 гг., %

В ретроспективе наращивание внутреннего спроса осуществлялось по-ступательно и неравномерно [Современная мировая энергетика... 2019] [Россия на мировом рынке энергоресурсов... 2019]. В первой половине 2000-х гг. среднегодовые темпы прироста достигли максимальных значений (более 14%). До минимального уровня в 1–2% в год они сократились в 2014–2017 гг., а в 2018 г. увеличились до 4,3% (рис. 3, 4). В дальнейшем, вероятно, расширение энергопотребления замедлится вслед за сокращением темпов прироста ВВП, которые в 2019 г. могут составить 6,3%, а в 2024 г. – 5,5%. [BP Statistical Review... 2018] [World Economic Outlook... 2018: 6].

В хозяйственной сфере страны базовым энергоносителем традиционно является уголь. В 2018 г. в структуре расходной части энергобаланса на его долю приходилось 58% (в 2014 г. – 66%, в 2009 г. – 72%)*. Аналогичные показатели для нефти и газа составили соответственно 20% и 7,5%, удельный вес крупных ГЭС, станций на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и АЭС оценивался в 8%, 4% и 2%.

В последнюю декаду наблюдалась плавная трансформация структуры энергопотребления, при которой доминирующий энергоноситель – уголь замещался другими базовыми источниками – нефтью, газом, энергией атома и ВИЭ. На рисунке 5 приведены данные, характеризующие потребление ископаемого топлива и электроэнергии, выработанной на базе низкоуглеродных источников – АЭС, ГЭС и ВИЭ (агрегированный показатель).

* В настоящее время в Китае спрос на твёрдое топливо формируют три сектора: электроэнергетика (в структуре потребления угля её удельный вес – 24%), выплавка стали (26%) и чугуна (22%). Примерное соотношение, вероятно, сохранится и в среднесрочной перспективе.

Показатели, характеризующие потребление отдельных видов энергоносителей, приведены в графическом виде на рисунках 6–9. Оценки спроса в долгосрочной перспективе (на ближайшие 10–15 лет) получены методом физической (технической) аппроксимации.

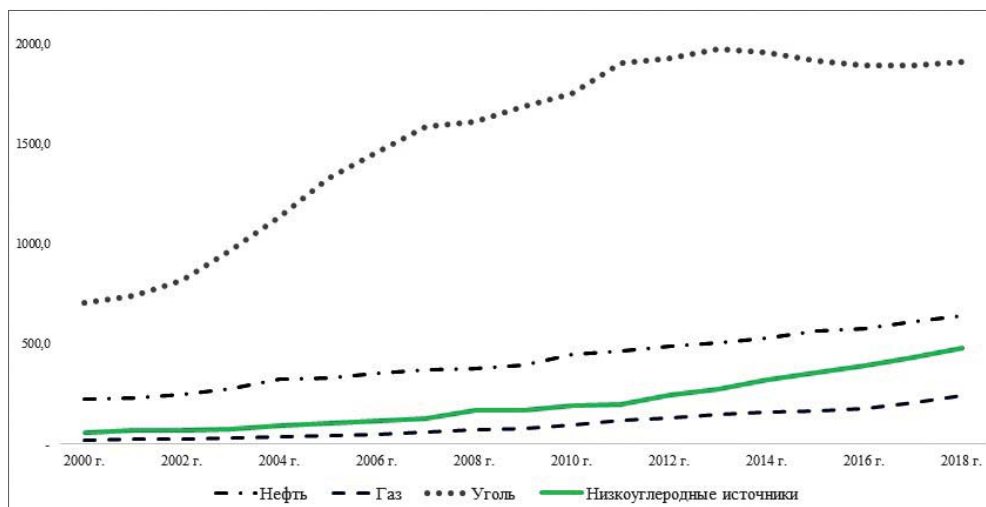


Рис. 5. Потребление углеродных и низкоуглеродных источников энергии (ГЭС, АЭС, ВИЭ) в КНР в 2000–2018 гг., млн т н. э.

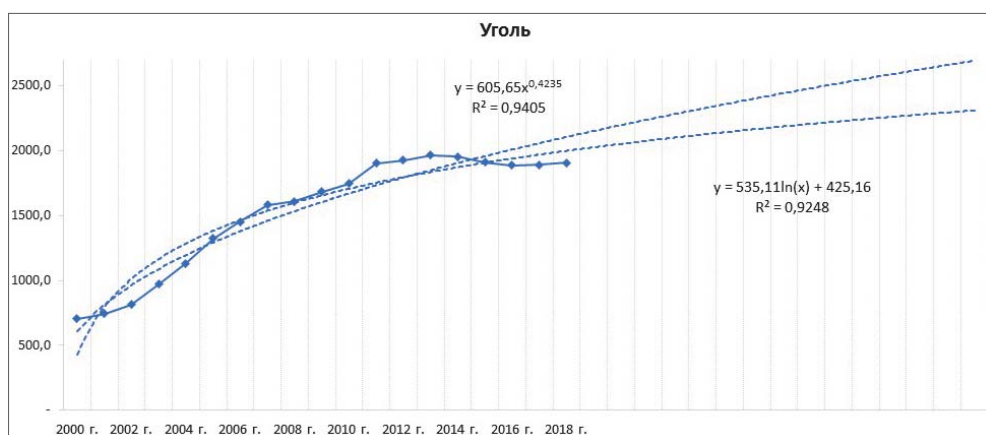


Рис. 6. Потребление угля в КНР в 2000–2018 гг. и прогноз до 2035 г., млн т н. э.

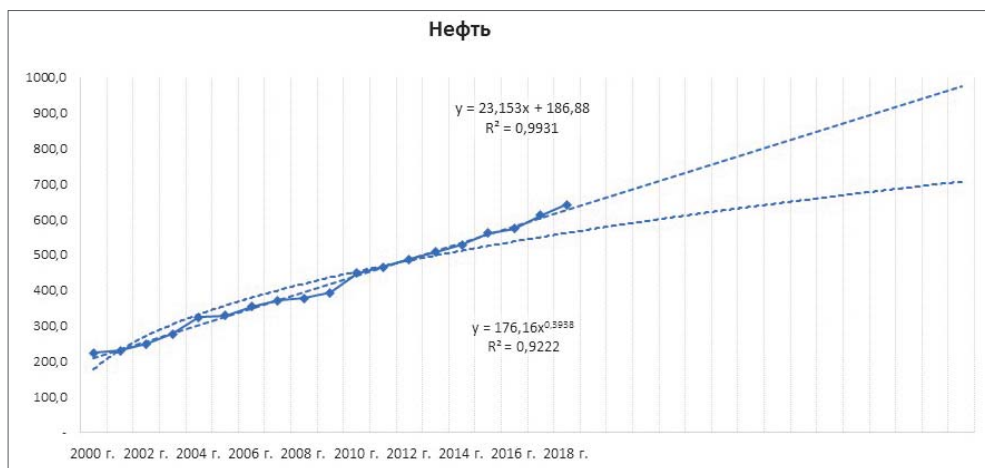


Рис. 7. Потребление нефти в КНР в 2000–2018 гг. и прогноз до 2035 г., млн т н. э.

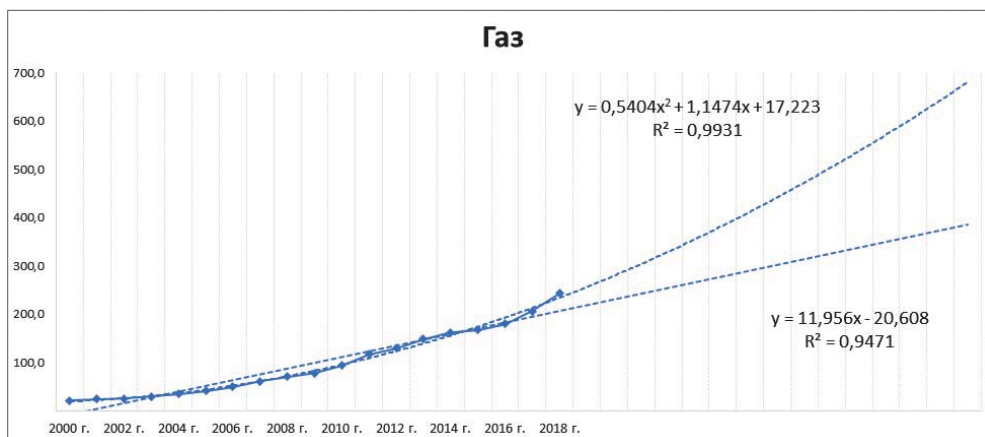


Рис. 8. Потребление газа в КНР в 2000–2018 гг. и прогноз до 2035 г., млн т н. э.



Рис. 9. Потребление электроэнергии, выработанной в КНР на базе ГЭС, АЭС и ВИЭ в 2000–2018 гг. и прогноз до 2035 г., млн т н. э.

Таким образом, в долгосрочной перспективе внутренний спрос на первичную энергию будет расти в среднем на 2–3% в год. Через 10–15 лет её потребление приблизится к стадии насыщения, и повышательная тенденция изменится на противоположную — по подобию ситуации, произошедшей в XX веке во многих государствах ОЭСР.

Одним из главных факторов, смягчающих рост энергопотребления, является долгосрочная политика КНР, нацеленная на изменение качества экономического развития, т. е. переход с экстенсивного ресурсоёмкого (ресурсорасточительного) направления на высокотехнологичный путь. В 2020 г. намечено завершить переход к обществу «малого достатка». Задача будущего — создание более богатого общества «всеобщего единения» на базе конфуцианской этики, экологически «чистого» хозяйства [*China Renewable Energy Outlook 2018*, 2018]. На основе данного императива правительство КНР реализует комплекс долгосрочных мер, в том числе таких, как:

- системная борьба с загрязнением окружающей среды, разумное ужесточение экологических норм [*Мозиас*, 2016];
- создание промышленно-энергетических кластеров («предприятие по добыче углеводородов — ТЭЦ — химическое производство/выпуск алюминия/стройматериалов и других товаров», «шахта — коксовая батарея — завод по газификации (углей)»);
- масштабная цифровизация, способствующая внедрению новых технологий, в том числе энергоэффективных и ресурсосберегающих;

- оптимизация потребления электроэнергии в промышленности (роботизация, автоматизация) и на транспорте (к 2040–2050 гг. намечено завершить перевод наземного транспорта на электрическую тягу);
- сокращение выпуска трудо- и ресурсоёмких изделий, углубление переработки сырья, увеличение производства более «чистых» товаров, расширение сферы услуг, развитие экономики общего пользования;
- перенос китайских энергоёмких предприятий за рубеж;
- вывод из эксплуатации устаревших генерирующих мощностей, создание современных теплоэлектростанций, в том числе с использованием «чистых» угольных технологий;
- развитие сферы возобновляемых источников энергии, снижение стоимости ветроэнергетических установок и солнечных батарей, себестоимости выработки «чистой» электроэнергии;
- развитие сетевой инфраструктуры, создание национальной активно-адаптивной электроэнергетической сети и систем дальней передачи электроэнергии, позволяющих оптимизировать (сократить на 10–15%) потребление электроэнергии.

Ещё одним важным фактором, сдерживающим рост энергопотребления, является вывод с территории КНР части производств, принадлежащих крупным и средним ТНК, согласно политике США [*China scrambles to stem...* 2019].

Вероятно, в ближайшей перспективе следует ожидать замедления до 1–2% в год темпов прироста спроса на уголь и жидкое топливо. В 2035 г. в абсолютном выражении их потребление, вероятно, приблизится к 2–2,2 млрд т и 600–750 млн т н. э. в год соответственно. Расход газа вырастет примерно на 1/3 — до 400–520 млн т н. э. в год (470–600 млрд куб. м в год). Возможен двукратный рост генерации на базе крупных ГЭС и АЭС, но расширение этих секторов может сдерживаться факторами экологического, социального (гидроэнергетика) и ресурсного (атомная отрасль) характера.

Расход/потребление электроэнергии, произведённой на базе ветроэнергетических установок, солнечных батарей, биотопливных станций и оборудования, использующего тепло Земли, вырастет в три и более раза.

Сравним полученные прогнозные показатели с данными, приведёнными в «Энергетической стратегии Китая до 2050 г.». Отметим, что оба ключевых сценария *China Renewable Energy Outlook 2018* предусматривают рост потребления газа только на 35–40% (табл. 2).

Сопоставление данных таблицы позволяет сделать вывод о том, что прогнозные показатели, полученные в данном исследовании, наиболее близки к параметрам, зафиксированным в «Сценарии государственной политики» (*Stated Policies Scenario*). Второй базовый сценарий «На 2 °C ниже» предусматривает пятикратное увеличение производства энергии на базе ВИЭ —

Таблица 2

**Сравнительные показатели потребления первичных энергоносителей в КНР
в 2018 г. и в 2035 г. (прогноз), млн т н. э. в год**

Вид энергоносителя	Потребление			
	2018 г. (факт)	«Сценарий госу- дарственной по- литики-2035» *	Сценарий «На 2 °С ниже-2035» *	Усреднённые про- гнозные показатели (согласно моделям)
Всего	3273,5	3313,1	3042,2	3800—3900
Уголь	1906,7	1298,5	973	2000—2200
Нефть	641,2	898,8	697,9	600—750
Газ	243,3	336,0	335,3	400—520
Низкоуглеродные источники	482,2	778,4	1036,7	800—1000
АЭС	66,6	147,7	147,7	...
ГЭС	272,1	139,3	139,3	...
ВИЭ и прочие	143,5	491,4	749,7	...

* Отображает условия, при которых энергетическая система эффективно развивается на основе прагматичной государственной политики страны. Сценарий «На 2 °С ниже» иллюстрирует ситуацию, при которой КНР стремится выполнить условия парижских соглашений по ограничению вредных выбросов

Источники: составлено по данным [BP Statistical Review of World Energy, 2018] [China Renewable Energy Outlook, 2018], расчёты автора.

со 143 млн т до 750 млн т н. э. в год. Реализация этой задачи представляется малореалистичной по различным причинам, раскрыть которые не представляется возможным в рамках данной статьи. Можно согласиться с мнением управляющего директора *WMT Consult* Н. Гриб, высказавшей следующее предположение: «Китай разработал два сценария: один для себя... второй для внешнего пользования — экологический» [Гриб, 2019].

Список литературы

British Petroleum Statistical Review of World Energy, 2018. 61 с. // <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>, дата обращения 16.12.2019.

China Renewable Energy Outlook, 2018. 34 p. // http://boostre.cnrec.org.cn/wp-content/uploads/2018/12/CNREC_China-Renewable-Energy-Outlook-2018_Executive-Summary_ENG.pdf, дата обращения 16.12.2019.

China-International Energy Data and Analysis, 2015. https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/China/china.pdf, дата обращения 16.12.2019.

Отчёт «Китайская Народная Республика: геология и полезные ископаемые». 2019. М.: ЦНИГРИ., 103 с. // <http://www.tsnigri.ru/images/content/infres/china.pdf>, дата обращения 16.12.2019.

Potter C. J., Schenk C. J., Mercier T. J., Tennyson M. E., Finn T. M., Woodall C. A., Leathers-Miller H. M., Marra K. R., Le P. A., Drake R. M. II, Brownfield M. E., Pitman J. K. 2019. Assessment of Mesozoic Tight-Oil and Tight-Gas Resources in the Sichuan Basin of China, 2018: U. S. Geological Survey Fact Sheet 2019–3010, 2 p. // <https://pubs.usgs.gov/fs/2019/3010/fs20193010.pdf>, дата обращения 16.12.2019. <https://doi.org/10.3133/fs20193010>

Potter C. J., Schenk C. J., Mercier T. J., Tennyson M. E., Finn T. M., Woodall C. A., Leathers-Miller H. M., Marra K. R., Le P. A., Drake R. M. II, Brownfield M. E., Pitman J. K. 2019. Assessment of Tight-Oil and Tight-Gas Resources in the Junggar and Santanghu Basins of northwestern China, 2018: U. S. Geological Survey Fact Sheet 2019–3012, 2 p. // <https://pubs.usgs.gov/fs/2019/3012/fs20193012.pdf>, дата обращения 16.12.2019. <https://doi.org/10.3133/fs20193012>

Potter C. J., Schenk C. J., Mercier T. J., Tennyson M. E., Finn T. M., Woodall C. A., Leathers-Miller H. M., Marra K. R., Le P. A., Drake R. M. II, Brownfield M. E., Pitman J. K. 2019. Assessment of Paleozoic Shale-Oil and Shale-Gas Resources in the Tarim Basin of China: U. S. Geological Survey Fact Sheet 2019–3011, 4 p. // <https://pubs.usgs.gov/fs/2019/3011/fs20193011.pdf>, дата обращения 16.12.2019. <https://doi.org/10.3133/fs20193011>

Мозиас П. М. 2016. Экологическая политика в Китае: вверх по лестнице, ведущей вниз? — Общество и государство в Китае. № 2. С. 274–314 // <https://cyberleninka.ru/article/n/ekologicheskaya-politika-v-kitae-vverh-po-lestnitse-veduschey-vniz>, дата обращения 16.12.2019.

Баринов П. С., Богоявленский В. И., Якубсон К. И. 2016. Газовая революция в Китае — Бурение и нефть, № 11 // <https://burneft.ru/archive/issues/2016-11/3>, дата обращения 16.12.2019.

Алифиров Е. 2018. Полный технологический цикл освоен! // <https://neftegaz.ru/news/dobycha/197938-polnyu-tekhnologicheskij-tsikl-osvoen-kitay-k-2030-g-uvelichit-dobychu-slantseвого-gaza-do-100-mlrd/>, дата обращения 16.12.2019.

Гриб Н. 2019. Газовый рынок Китая: риски на средне- и долгосрочную перспективу // <https://oilcapital.ru/article/general/24-09-2019/gazovyy-rynok-kitaya-riski-na-sredne-i-dolgosrochnuyu-perspektivu>, дата обращения 16.12.2019.

Hoshi M., Nakafuji R., Cho Yu. 2019. China Scrambles to Stem Manufacturing Exodus as 50 Companies Leave // <https://asia.nikkei.com/Economy/Trade-war/China-scrambles-to-stem-manufacturing-exodus-as-50-companies-leave>, дата обращения 16.12.2019.

Igor E. MATVEEV,

Candidate of Economic Sciences, Deputy Director of All-Russian Market Research Institute.

Address: 4, Pudovkina str., Moscow, 119285, Russian Federation.

E-mail: matveev.vniki@yandex.ru.

SPIN-code: 4530-4240

ASSESSMENT OF CHINA'S ENERGY SECTOR AND PROSPECTS FOR RUSSIA-CHINA ENERGY COOPERATION

Keywords: China-Russia energy cooperation, energy resources, power demand, power supply, oil, gas, coal, renewable resources, trading, collaboration concept.

Abstract

The main goals of this article are to determine the grounds and assess opportunities for development of cooperation between Russia and China in energy sector. It reviews the current situation in energy sector of China, primary energy production and consumption by fuel, import of basic energy sources, potential of Russian export to the China. Article says that China is self-sufficiency in coal. In the future, it is highly likely, that the gap between oil and gas production and consumption will open higher, expansion of the installed capacity of large hydropower plants and nuclear power plants will slowdown. Development of the renewable energy sector will be successful, but they are not be able even to partly replace fossil fuels. Current China's import routes of energy supply are not fully secure.

These circumstances are positive factors for development energy cooperation between China and Russia. The idea is that in this way Russia may solutions a few problems: expanding the national infrastructure, growing of mutual energy supplies to EAEU member states, increasing of export to China, Mongolia, Resp. Korea, Japan and other markets. The necessity of planning of energy cooperation between Russia and China as well as is noted. Create a concept, the doctrine and the strategy of energy cooperation between China and Russia is need. Formulation of ideas, creation of draft concepts is one of the areas of further author's research.

References

British Petroleum Statistical Review of World Energy, 2018. 61 p. // <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>, accessed 16.12.2019. (InEng.)

China Renewable Energy Outlook, 2018. 34 p. // http://boostre.cnrec.org.cn/wp-content/uploads/2018/12/CNREC_China-Renewable-Energy-Outlook-2018_Executive-Summary_ENG.pdf, accessed 16.12.2019. (InEng.)

China-International Energy Data and Analysis, 2015. https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/China/china.pdf, accessed 16.12.2019. (InEng.)

Report «People's Republic of China: Geology and Minerals», 2019. M.: TsNIGRI, 103 p. // <http://www.tsnigri.ru/images/content/infres/china.pdf>, accessed 16.12.2019. (InRuss.)

Potter C. J., Schenk C. J., Mercier T. J., Tennyson M. E., Finn T. M., Woodall C. A., Leathers-Miller H. M., Marra K. R., Le P. A., Drake R. M. II, Brownfield M. E., Pitman J. K. 2019. Assessment of Mesozoic Tight-Oil and Tight-Gas Resources in the Sichuan Basin of China, 2018: U. S. Geological Survey Fact Sheet 2019–3010, 2 p. // <https://pubs.usgs.gov/fs/2019/3010/fs20193010.pdf>, accessed 16.12.2019. (InEng.) <https://doi.org/10.3133/fs20193010>

Potter C. J., Schenk C. J., Mercier T. J., Tennyson M. E., Finn T. M., Woodall C. A., Leathers-Miller H. M., Marra K. R., Le P. A., Drake R. M. II, Brownfield M. E., Pitman J. K. 2019. Assessment of Tight-Oil and Tight-Gas Resources in the Junggar and Santanghu Basins of northwestern China, 2018: U. S. Geological Survey Fact Sheet 2019–3012, 2 p. // <https://pubs.usgs.gov/fs/2019/3012/fs20193012.pdf>, accessed 16.12.2019. (InEng.) <https://doi.org/10.3133/fs20193012>

Potter C. J., Schenk C. J., Mercier T. J., Tennyson M. E., Finn T. M., Woodall C. A., Leathers-Miller H. M., Marra K. R., Le P. A., Drake R. M. II, Brownfield M. E., Pitman J. K. 2019. Assessment of Paleozoic Shale-Oil and Shale-Gas Resources in the Tarim Basin of China: U. S. Geological Survey Fact Sheet 2019–3011, 4 p., // <https://pubs.usgs.gov/fs/2019/3011/fs20193011.pdf>, accessed 16.12.2019. (InEng.) <https://doi.org/10.3133/fs20193011>

Mozias P. M. 2016. Environmental policy in China: up the ladder leading down? – Society and state in China. № 2. Pp. 274–314 // <https://cyberleninka.ru/article/n/ekologicheskaya-politika-v-kitae-vverh-po-lestnitse-veduschey-vniz>, accessed 16.12.2019. (InRuss.)

Barinov P. S., Bogoyavlensky V. I., Yakubson K. I., 2016, The Gas Revolution in China-Drilling and Oil, № 11 // <https://burneft.ru/archive/issues/2016-11/3>, accessed 16.12.2019. (InRuss.)

Alifirova E., 2018. The Full Technological Cycle has been Mastered! // <https://neftegaz.ru/news/dobycha/197938-polnyy-tekhnologicheskii-tsikl-osvoen-kitay-k-2030-g-uvelichit-dobychu-slantsevogo-gaza-do-100-mlrd/>, accessed 16.12.2019. (InRuss.)

Grib N., 2019. China's Gas Market: Medium – and Long-term Risks // <https://oilcapital.ru/article/general/24-09-2019/gazovyy-rynok-kitaya-riski-na-sredne-i-dolgosrochnuyu-perspektivu>, accessed 16.12.2019. (InRuss.)

Hoshi M., Nakafuji R., Cho Yu. 2019. China Scrambles to Stem Manufacturing Exodus as 50 Companies Leave // <https://asia.nikkei.com/Economy/Trade-war/China-scrambles-to-stem-manufacturing-exodus-as-50-companies-leave>, accessed 16.12.2019. (InEng.)

Марина ТКАЧЕНКО
Ангелина ТУМАНОВА

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЗМА ТАМОЖЕННО-ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭКСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС

В статье определены пути оптимизации системы таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов государств-членов ЕАЭС, которая на данный момент является несовершенной и создаёт определённые трудности при согласовании позиций государств-членов в условиях формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов. Целесообразность предложений авторов обусловлена значительным потенциалом государств-членов ЕАЭС на рынке нефти и нефтепродуктов, а также ролью экспорта минеральных ресурсов в формировании доходов государственного бюджета и активного платёжного баланса. Авторами доказана необходимость совершенствования механизма принятия решений по вопросам корректировки ставок вывозной таможенной пошлины в условиях углубления процессов регионализации в рамках ЕАЭС. Такие меры необходимы для создания устойчивой системы энергетической безопасности в ЕАЭС. В статье обоснована позиция, что при совершенствовании механизма таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов должны быть приняты во внимание внешние (макросреда и микросреда) и внутренние факторы, оказывающие влияние на расчёт вывозных таможенных пошлин в государствах-членах ЕАЭС. При этом при корректировке ставок вывозной таможенной пошлины в наибольшей степени должны приниматься во внимание внешние факторы микросреды, которые

ТКАЧЕНКО Марина Фёдоровна — доктор экономических наук, доцент, заведующий кафедрой международных экономических отношений Российской таможенной академии. *Адрес:* Российская Федерация, г. Люберцы, 140015, Комсомольский пр., д. 4. *E-mail:* marstav251280@gmail.com. *SPIN-код:* 8211-1972. *ORCID:* 0000-0003-1470-5813.

ТУМАНОВА Ангелина Александровна — магистрант Российской таможенной академии. *Адрес:* Российская Федерация, г. Люберцы, 140015, Комсомольский пр., д. 4. *E-mail:* tumanova95@mail.ru

Ключевые слова: таможенно-тарифное регулирование, минеральные ресурсы, экспорт нефти и нефтепродуктов, вывозные таможенные пошлины, ЕАЭС.

поддаются количественной оценке и могут быть включены в алгоритм формирования ставок вывозных таможенных пошлин. Авторы приходят к выводу, что трансформация текущего механизма таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов будет способствовать развитию справедливой конкуренции на региональном рынке и гармонизации взаимоотношений государств-членов в сфере обмена минеральными ресурсами друг с другом и с третьими странами.

Создание общего рынка нефти и нефтепродуктов является одним из стратегических направлений взаимодействия государств-членов ЕАЭС. В Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС в качестве одного из принципов указано «неприменение во взаимной торговле количественных ограничений и вывозных таможенных пошлин (иных пошлин, налогов и сборов, имеющих эквивалентное значение)». При этом одним из направлений регулирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС указано таможенно-тарифное регулирование, оптимальный механизм применения которого должен быть выработан государствами-членами ЕАЭС.

Оценка состояния и потенциала рынка нефти и нефтепродуктов государств-членов ЕАЭС

Государства-члены ЕАЭС занимают одно из первых мест в мире по объёмам разведанных запасов топливно-энергетических полезных ископаемых. Так, на долю ЕАЭС приходится около 8% мировых запасов нефти (рис. 1)

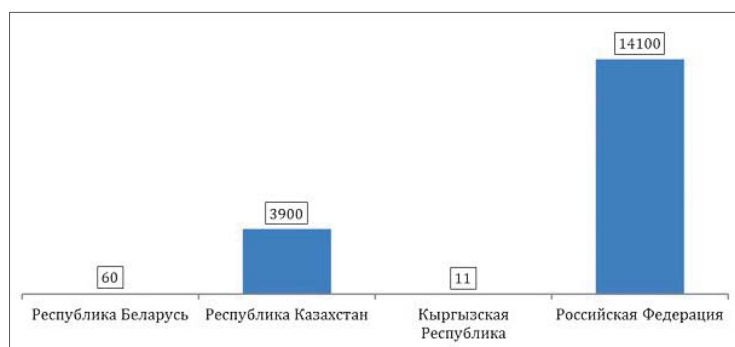


Рис. 1. Запасы нефти в государствах-членах ЕАЭС по состоянию на 2018 г., млн т*

* Составлено авторами на основе данных Евразийской экономической комиссии // <https://docs.eaeunion.org/ru-ru>, дата обращения 13.11.2019.



Рис. 2. Товарная структура экспорта товаров государствами-членами ЕАЭС во внешней торговле за 2018 г. *

Рассмотрим товарную структуру экспорта товаров государствами-членами ЕАЭС в 2018 г. [Об итогах внешней торговли товарами ЕАЭС в 2018 г., 2019] (рис. 2).

Исходя из информации, представленной на рисунке 2, становится очевидно, что экспорт в рамках ЕАЭС носит преимущественно сырьевой характер и является слабо диверсифицированным. Значительная часть объёмов экспорта в третьи страны приходится на торговлю минеральными продуктами, которые составляют 67,2% от общего объёма экспорта товаров государствами-членами ЕАЭС. Вторую и третью позицию в экспорте занимают металлы и продукция химической промышленности — 9,6% и 5,6% соответственно от общего объёма экспорта товаров.

Большую часть минерального сырья экспортирует Российская Федерация — объёмы экспорта в 2018 г. составили 272,97 млрд долл., что составляет более половины общего объёма экспорта государств-членов ЕАЭС (рис. 3) [Об итогах внешней торговли товарами ЕАЭС в 2018 г., 2019]. Это обусловлено тем, что Российская Федерация занимает одно из лидирующих мест на мировых рынках энергоресурсов. Помимо этого, Российская Федерация активно участвует в мировой торговле и в международном сотрудничестве в энергетической сфере.

Основу экспорта минеральных продуктов в основном составляют «нефть, нефтепродукты и аналогичные материалы»: за 2018 г. их было продано на

* Рис. 2—3 составлены авторами на основе аналитического обзора «Об итогах внешней торговли товарами» // http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/analytics/Pages/default.aspx, дата обращения 13.11.2019.

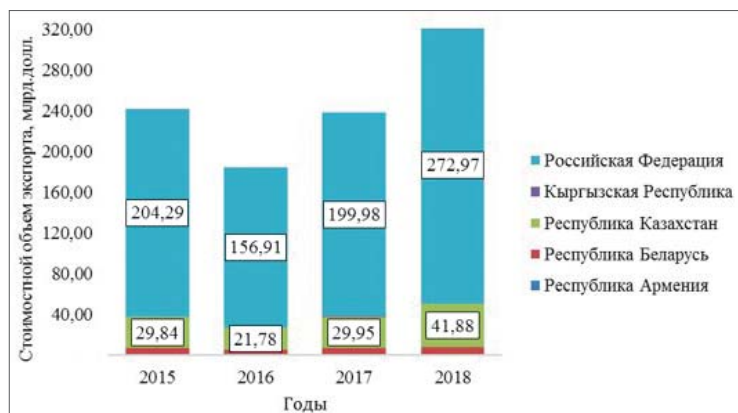


Рис. 3. Структура экспорта минеральных продуктов внешней торговли в разрезе государств-членов ЕАЭС за период 2015–2018 гг.

сумму 248,18 млрд долл. Кроме того, государства-члены ЕАЭС являются поставщиками угля, кокса и природного газа на мировой рынок. Но их объёмы незначительны по сравнению с нефтепродуктами: в 2018 году их было продано всего на 74,36 млрд долл. (см. табл. 1).

Таблица 1

Экспорт минеральных продуктов государствами-членами ЕАЭС в 2018 г., млрд долл.*

Наименование	ЕАЭС	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация
Минеральное топливо, смазочные масла и аналогичные материалы, в том числе:	323,44	0,08	8,37	41,89	0,13	272,97
Уголь, кокс и брикеты	18,25	0,00	0,09	0,22	0,02	17,92
Нефть, нефтепродукты и аналогичные материалы	248,18	0,00	7,92	38,90	0,10	201,26
Газ, природный	56,11	-	0,30	2,77	0,00	53,04
Другие	0,90	0,08	0,06	0,00	0,01	0,75

* Источник: Динамика объёмов экспорта и импорта ЕАЭС в торговле с третьими странами по разделам и отделам Международной стандартной торговой классификации за январь – декабрь 2018 г. // http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/tables/extra/Pages/2018/12-092019.aspx, дата обращения 13.09.2019.

Экспорт минеральных продуктов является базовой статьёй для экономик Казахстана и России, а также Белоруссии в части переработки нефти и последующей продажи нефтепродуктов и остатков нефти (путём реэкспорта). При этом следует отметить, что Белоруссия получает от России нефть беспошлинно. Экономики Армении и Киргизии являются энергодефицитными, но имеют возможность получать от России нефть и нефтепродукты также беспошлинно. Киргизия обладает такой возможностью с 2011 г., а Армения — с 2013 г. Естественно, что эти экономики также имеют прямой экономический эффект от подобного рода льготных поставок минерального сырья. В условиях создания общего рынка нефти и нефтепродуктов, таким образом, важной становится выработка единых правил в сфере таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС, разработка принципиально нового механизма таможенно-тарифного регулирования и алгоритма принятия решений в этой сфере.

Значимость этого аспекта в рамках формирования общего рынка нефти и нефтепродуктов обусловлена тем, что экспорт минеральных продуктов играет ведущую роль в формировании доходов государственного бюджета и активного платёжного баланса целого ряда стран ЕАЭС, что отражено в таблице 2.

Так, доход от вывозных таможенных пошлин в федеральный бюджет Российской Федерации в 2018 году составил 2 909,4 млрд рублей [Исполнение федерального бюджета... 2019]. Большую часть этой суммы образуют вывозные таможенные пошлины на сырую нефть и продукты нефтепереработки (рис. 4).

Поступления от экспорта сырой нефти и нефтепродуктов в 2018 г. составили 1 520,4 млрд руб. и 627,0 млрд руб. соответственно.

Таблица 2

**Доходы от взимания вывозных таможенных пошлин государств-членов ЕАЭС
за период с 2015 по 2018 гг., млн долл.**

	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Российская Федерация
2015	1449,07	3114,33	35546,27
2016	673,37	2002,93	22107,67
2017	820,69	2760,78	23569,88
2018	1210,94	3165,24	39440,44

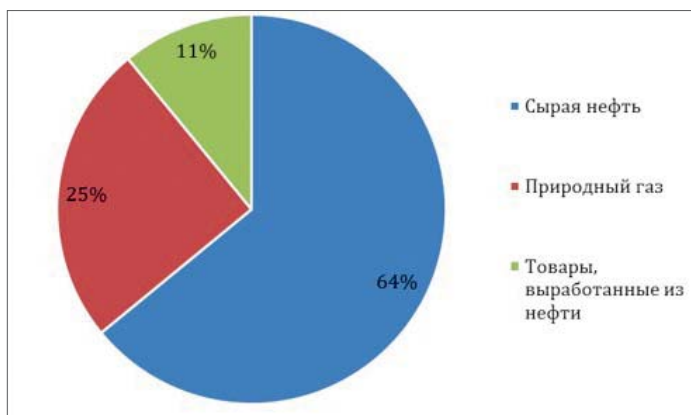


Рис. 4. Структура доходов от вывозных таможенных пошлин в федеральный бюджет Российской Федерации в 2018 г.*

Механизм таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС в условиях формирования общего рынка

Текущий этап в развитии наднационального механизма таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов представляется недостаточно сбалансированным и эффективным, поскольку отмечается низкий уровень гармонизации законодательства государств-членов ЕАЭС, в т. ч. в вопросах развития нефтяной отрасли и управления ею. В настоящее время решение вопросов, касающихся перемещения нефти и нефтепродуктов в пределах внутренних границ ЕАЭС, излишне формализовано.

Практическое решение данного вопроса видится в создании единого механизма таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов, который выражается в применении единых ставок вывозных таможенных пошлин. Все тарифы должны согласовываться на наднациональном уровне. В дальнейшем такие решения должны находить отражение в национальных законодательных актах.

Кроме того, ставки необходимо устанавливать на один календарный месяц, после чего они должны пересматриваться или продлеваться. Такая практика в настоящий момент существует в Российской Федерации и Бело-

* Составлено авторами на основе «Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги)». 2019. С. 21–35. // https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf, дата обращения 21.11.2019.

руссии и обусловлена крайне неустойчивой ситуацией на мировом рынке нефти. Указанные принципы формирования ставок вывозных таможенных пошлин государств-членов ЕАЭС необходимо закрепить на наднациональном уровне в целях формирования полноценной законодательной базы для взаимодействия государств-членов ЕАЭС на региональном рынке нефти и нефтепродуктов.

Как было сказано ранее, доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов формируют значительную доходную часть бюджетов государств-членов ЕАЭС, в частности Российской Федерации, Казахстана и Белоруссии. В связи с этим, рассматривая вывозные таможенные пошлины как часть системы, необходимо обосновать систему факторов формирования ставок вывозных таможенных пошлин от экспорта нефти и нефтепродуктов.

Все факторы целесообразно объединить в две группы: внешние и внутренние (рис. 5). Данная классификация формируется по признаку возможности влияния на фактор, который отражается в дальнейшем на формировании ставок вывозной таможенной пошлины, в зависимости от интенсивности его воздействия.

Внешнюю среду также необходимо разделить на макро- и микросреду. Мировое сообщество представляет собой макросреду. Все факторы макросреды представлены пятью группами: экономической, природно-сырьевой, политической, научно-технической и экологической. Влияние данных факторов невозможно определить количественными показателями. Кроме того, влияние таких факторов не носит систематический характер, что является

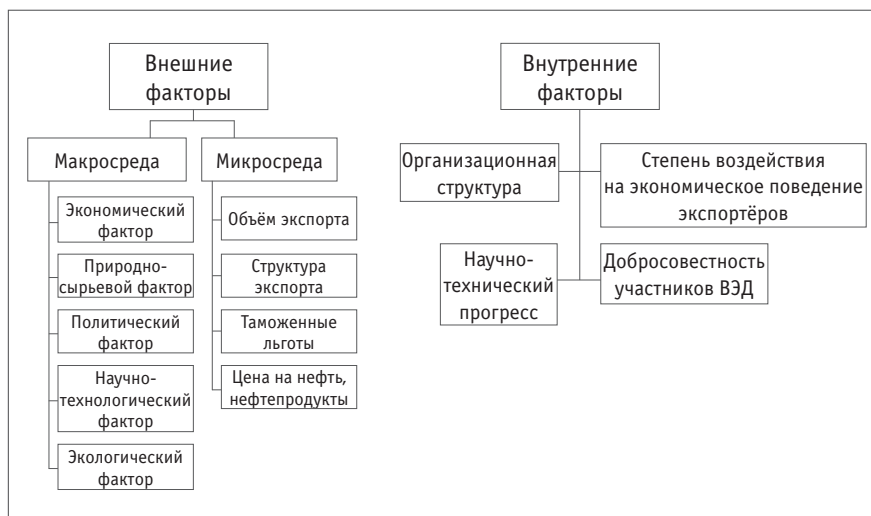


Рис. 5. Факторы, влияющие на расчёт вывозных таможенных пошлин в государствах-членах ЕАЭС

препятствием для точного расчёта ставок таможенных пошлин на будущий период. Тем не менее данные факторы являются важными составляющими элементами в системе формирования ставок вывозных таможенных пошлин.

Микросреда представляет собой факторы непосредственного воздействия. К ним относятся: цена на нефть, объём и структура экспорта, таможенные льготы. Исследование факторов непосредственного воздействия представляет наибольший интерес, так как большинство из них имеют количественную оценку и, следовательно, позволяют достаточно точно рассчитать уровень ставок вывозных таможенных пошлин.

Оценка влияния внутренних факторов на формирование таможенных платежей является достаточно трудоёмким и малоэффективным процессом для прогнозирования ставок вывозных таможенных пошлин. Основными причинами является отсутствие количественных показателей по большинству из представленных факторов, а также незначительная степень влияния данной группы факторов на моделируемый показатель.

Разработанная классификация факторов показывает, что основными факторами, которые могут быть включены в алгоритм формирования ставок вывозных таможенных пошлин, являются факторы непосредственного воздействия: объём и структура экспорта нефти и нефтепродуктов, цена на минеральные товары, таможенные льготы.

Создание общих рынков нефти и нефтепродуктов предусматривает сходные и однотипные механизмы регулирования экономики и применение гармонизированных или унифицированных норм законодательства, в том числе в части применения мер таможенно-тарифного регулирования. В силу этого необходимо на уровне ЕЭК создать подкомиссию по таможенно-тарифному регулированию во внешней торговле. В её состав должны войти представители ключевых министерств и ведомств, занимающихся вопросами экономического развития, таможенного дела, правоприменительной практики, промышленности и торговли, энергетики, финансов Республики Армения, Республики Беларусь, Кыргызской Республики, Республики Казахстан и Российской Федерации.

Подкомиссия должна осуществлять приём заявлений с обоснованием необходимости изменения ставки вывозной таможенной пошлины; анализ предоставленных документов в экономических интересах хозяйствующих субъектов всех государств-членов ЕАЭС, подготовку заключения в соответствующих структурах государств-членов ЕАЭС (в течение 30 дней); направление дополнительных запросов в случае необходимости; подготовку заключения на заседании рабочей группы подкомиссии. На самом заседании подкомиссия выносит решения о возможности корректировки ставки вывозной таможенной пошлины или принимает решения об отказе в её изменении.

Далее, на заседании подкомитета по таможенно-тарифному регулированию Консультативного комитета по торговле ЕЭК рассматриваются пред-

ложения по корректировке ставок, подготовленные подкомиссией по решениям об изменении вывозных таможенных ставок. После этого предложение выносится на заседание Коллегии ЕЭК. В случае положительного решения по итогам обоих заседаний, решение вступает в силу по истечении 30 дней с даты его опубликования на сайте ЕЭК. В случае отрицательного решения ЕЭК информирует об этом заявителя.

Такой механизм принятия решений по вопросам корректировки ставок вывозной таможенной пошлины сильнее сократит срок рассмотрения и принятия решений, нежели если бы данные ставки рассматривались на уровне правительств государств-членов ЕАЭС, а также расширит сферу анализа и результативность принимаемых мер и используемых инструментов таможенно-тарифного регулирования на все государства-члены ЕАЭС с учётом их интересов, что увеличит объём и качество принимаемых решений.

Таким образом, необходимо осуществлять поэтапную оптимизацию инструментов регулирования рынка нефти и нефтепродуктов, включая изменение инструментов таможенно-тарифного регулирования. Применение рационального подхода в вопросах применения мер таможенно-тарифного регулирования экспорта нефти и нефтепродуктов позволит усилить энергетическую безопасность государств-членов ЕАЭС, обеспечить справедливую и равную конкуренцию поставщиков и потребителей нефти нефтепродуктов в рамках общего рынка.

Список литературы

Евразийская экономическая комиссия // <https://docs.eaeunion.org/ru-ru>, дата обращения 13.11.2019.

Динамика объёмов экспорта и импорта ЕАЭС в торговле с третьими странами по разделам и отделам Международной стандартной торговой классификации за январь — декабрь 2018 г. // http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/tables/extra/Pages/2018/12—092019.aspx, дата обращения 13.11.2019.

Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 г. (предварительные итоги). 2019. С. 21—35. // https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_zh_2018_god.pdf, дата обращения 21.11.2019.

Концепция формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Documents/%d1%80%d0%b5%d1%88%d0%b5%d0%bd%d0%b8%d0%b5%20%d0%92%d0%95%d0%ad%d0%a1%20%d0%be%d1%82%20>

31%20%d0%bc%d0%b0%d1%80%d1%82%d0%b0%202016%20%d0%b3.%20%e2%84%96%208.pdf, дата обращения 21.11.2019

Об итогах внешней торговли товарами (аналитический обзор) // http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/analytics/Pages/default.aspx, дата обращения 13.09.2019.

Об итогах внешней торговли товарами Евразийского экономического союза в 2018 г. 2019. // Статистика Евразийского экономического союза. Аналитический обзор. С. 1–14.

Marina F. TKACHENKO,

D. Sc. (Economics), Associate Professor, Head of the Department of International Economic Relations of the Russian Customs Academy.

Address: 4, Komsomolsky Ave., Lyubertsy, 140015, Russian Federation.

E-mail: marstav251280@gmail.com

SPIN-code: 8211-1972

ORCID: 0000-0003-1470-5813

Angelina A. TUMANOVA,

Magistrand of the Russian Customs Academy.

Address: 4, Komsomolsky Ave., Lyubertsy, 140015, Russian Federation.

E-mail: tumanova95@mail.ru

IMPROVEMENT OF THE MECHANISM OF CUSTOMS-TARIFF REGULATION OF OIL AND OIL PRODUCTS EXPORT OF EEU MEMBER STATES

Keywords: customs and tariff regulation, mineral resources, export of oil and oil products, export customs duties, EEU.

Abstract

The article identifies ways to optimize the system of customs and tariff regulation of oil and oil products exports of the member states of the Eurasian Economic Union (hereinafter – the EAEU), which is currently imperfect and creates certain difficulties in coordinating the positions of member states in the context of the formation of common markets for oil and oil products. The feasibility of the authors' proposals is determined by the significant potential of the EAEU member states in the oil and oil products market, as well as by the role of export of mineral resources in generating state budget revenues and an active balance of payments. The authors proved the need to improve the decision-making mechanism on the adjustment of export customs duty rates in the context of deepening of regionalization processes within the EAEU. Such measures are necessary to create a sustainable energy security system in the EAEU. The article substantiates the position that, while improving the mechanism of customs and tariff regulation of oil and oil products export, external (macroenvironment and microenvironment) and internal factors affecting the calculation of export customs duties in the EAEU member states should be taken into account. At the same time, when adjusting export customs duty rates, external factors of the microenvironment should be accepted that can be quantified and can be included in the algorithm for creating export customs duty rates. The authors conclude that the transformation of the current mechanism of customs and tariff regulation of export of oil and oil prod-

ucts will contribute to the development of fair competition in the regional market and harmonization of relations between Member States in the exchange of mineral resources with each other and with third countries.

References

The Eurasian Economic Commission // <https://docs.eaeunion.org/ru-ru>, accessed 13.11.2019. (InRuss.)

Dynamics of Export and Import Volumes of the EAEU in Trade with Third Countries by Sections and Divisions of the International Standard Trade Classification for January-December 2018 // http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/tables/extra/Pages/2018/12-092019.aspx, accessed 13.11.2019. (InRuss.)

Execution of the Federal Budget and Budgets of the Budget System of the Russian Federation for 2018 (Preliminary Results). 2019. Pp. 21–35. // https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf, 21.11.2019. (InRuss.)

Concept of Formation of Common Markets for Oil and Oil Products of the Eurasian Economic Union // <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Documents/%d1%80%d0%b5%d1%88%d0%b5%d0%bd%d0%b8%d0%b5%20%d0%92%d0%95%d0%ad%d0%a1%20%d0%be%d1%82%2031%20%d0%bc%d0%b0%d1%80%d1%82%d0%b0%202016%20%d0%b3.%20%e2%84%96%208.pdf>, accessed 21.11.2019. (InRuss.)

On the Results of Foreign Trade in Goods (Analytical Review) // http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/analytics/Pages/default.aspx, accessed 13.09.2019. (InRuss.)

On the Results of Foreign Trade in Goods of the Eurasian Economic Union in 2018. 2019. // Statistics of the Eurasian economic Union. Analytical review. C. 1–14. (InRuss.)

СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ТЕКСТЕ

ВСТО	– трубопровод Восточная Сибирь – Тихий океан
ГИС	– газоизмерительная станция
ГРР	– геологоразведочные работы
ГТС	– газотранспортная система
ЕБРР	– Европейский банк реконструкции и развития
КПК	– Коммунистическая партия Китая
МГП	– магистральный газопровод
НДПИ	– налог на добычу полезных ископаемых
ОРНИНП	– общий рынок нефти и нефтепродуктов
ОЭСР	– организация экономического сотрудничества
СМП	– Северный морской путь
СУАР	– Синьцзян-Уйгурский автономный район
ТАНАП	– трансанатолийский трубопровод
ТГП	– «Транскаспийский газопровод»
ТНК	– Транснациональная компания
ТРАСЕКА	– транспортный коридор Европа – Кавказ – Азия
ТЭК	– топливно-энергетический комплекс
ЕРС	– Engineering – Procurement – Construcion
ЕPR	– European Pressurized Reactor

CONTENTS

GLOBAL AND REGIONAL ENERGY MARKETS

- M. SOKOLNIKOV. *The Next Twenty Years of Energy. BP Report and Opinions of Russian Experts* 5

INFRASTRUCTURE OF ENERGY MARKETS

- D. KHARITONOVA. *Oil and Gas Energy of China: Condition and Prospects* 15

GEOPOLITICS AND ENERGY SECURITY

- V. EGOROV. *Geopolitical Aspects of the Development of the Global Transport System* 32

EURASIAN INTEGRATION AND COMMON MARKETS

- A. MIHRANYAN. *Creation of a Common Market of Oil and Oil Products in EAEU* 44

- E. SHAVINA. *Features of Creation and Functioning of the Common Gas Market in EAEU* 61

INTERNATIONAL COOPERATION

- A. BOYKO. *Promising Areas of Cooperation of The EAEU in the Regional and Global Market of Nuclear Fuel Cycle Technologies and Equipment* 75

- S. LAVRENOV. *Russian-Moldovan Agreements in the Gas Sector* 91

ENERGY POLICY

- I. MATVEEV. *Assessment of China's Energy Sector and Prospects for Russia-China Energy Cooperation* 102

INSTITUTIONS AND LEGAL REGULATION

- M. TKACHENKO, A. TUMANOVA. *Improvement of The Mechanism of Customs-tariff Regulation of Oil and Oil Products Export of EAEU Member States* 118

- THE ABBREVIATIONS IN THE TEXT 130

Авторы опубликованных материалов несут ответственность за подбор и точность приведённых фактов, цитат, экономико-статистических данных, собственных имён, географических названий и прочих сведений, а также за то, что в материалах не содержится заимствований, нарушающих чьи-либо авторские права, а также данных не подлежащих открытой публикации. Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

Редакция не ведёт переписку с авторами. Рукописи не возвращаются.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Геоэкономика энергетики» обязательна.

Научно-аналитический журнал «Геоэкономика энергетики»
зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций
(Роскомнадзор)

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-75848
выдано 13 июня 2019 года

Возрастная категория: 16+

Подписной индекс 33321 на полугодие
в интернет-каталоге «Газеты и журналы» агентства «Роспечать»

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
«ГЕОЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ»
№ 4 (8) 2019

Издательство Институт стран СНГ
Адрес издательства и редакции: г. Москва, ул. Б. Полянка, дом 7/10 стр. 3
Телефоны: (499) 799-81-49, (499) 799-81-62

Подписано в печать 23.12.2019
Формат 70×100 1/16. Печать офсетная
Тираж по заказу

Отпечатано с готового оригинал-макета в ООО «Диона».
111674, г. Москва, ул. Липчанского, д. 4, оф. 24.

