

### ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЭКСПОРТА В УСЛОВИЯХ РЕАЛИЗАЦИИ МЕР МЕЖДУНАРОДНОЙ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

**В.В. САЕНКО**, кандидат экономических наук. E-mail: vv\_saenko@mail.ru  
Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва, Россия  
ORCID: 0000-0002-7004-7205

**А.Ю. КОЛПАКОВ**, кандидат экономических наук. E-mail: ankolp@gmail.com  
Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва, Россия  
ORCID: 0000-0003-4812-4582

*В статье рассмотрены два сценария развития мировой энергетики. В первом предполагается выполнение всеми странами задач действующей энергетической и климатической политики, и в нем мировой спрос на углеводороды за 2018-2035 гг. растет на 10%; во втором сценарии дополнительно предполагается осуществление всеми странами национальных вкладов в Парижское соглашение, в результате которого мировое потребление углеводородов может сократиться на 4%. Приводятся аргументы, почему Россия может наращивать экспорт углеводородов на внешние рынки в обоих сценариях, как минимум, в ближайшее десятилетие. В связи с этим меры интенсификации экспорта российских углеводородов представляются целесообразными, однако возникает вопрос о рациональном использовании генерируемых доходов для целей обеспечения устойчивого роста российской экономики и ее регионов.*

*Ключевые слова:* Парижское соглашение, экспорт, нефть, газ, уголь, климатическая политика, углекислый газ, потребление энергии.

DOI: 10.47711/0868-6351-189-113-124.

Оценка перспектив российского энергетического экспорта сегодня весьма неоднозначна. С одной стороны, современные сценарии развития мировой энергетики, разработанные ведущими научными и экспертными коллективами (напр. [1-4]), выглядят следующим образом: пик мирового потребления угля и нефти либо пройден в 2019 г., либо может быть пройден в самое ближайшее время. В целом в соответствии с указанными прогнозами углеводороды будут замещаться в энергобалансе низкоуглеродными источниками на фоне усилий международного сообщества по смягчению климатических изменений, важнейшим источником которых называют антропогенные выбросы парниковых газов, в частности углекислого газа (CO<sub>2</sub>). С другой, в России осуществляются производственные и инфраструктурные проекты, ориентированные на наращивание экспорта углеводородов, в которые вкладываются значительные инвестиции – один только проект Восточного полигона РЖД обойдется почти в триллион рублей.

В условиях такого противоречия возникают закономерные вопросы: смогут ли окупиться российские экспортноориентированные углеводородные проекты или их инициаторы (частные и государственные структуры) будут вынуждены фиксировать убытки? Насколько вообще рационально текущее форсирование экспортных потоков, и не столкнется ли оно с отсутствием спроса?

Кроме того, пандемия COVID-19 привела к снижению экономической активности в мире в 2020 г., что в свою очередь вызвало снижение спроса на нефть, уголь и газ [5-6],

которое оценивается в 9, 6 и 4%<sup>1</sup> соответственно. Причем существенное снижение спроса на углеводороды в 2020 г. наблюдалось на европейском и североамериканском рынках, где, например, потребление угля снизилось за год на 19-20%. В то же время снижение спроса на энергоресурсы в азиатском регионе не было таким значительным.

Конечно, следует понимать, что сценарии «озеленения» мирового энергобаланса строятся с одной четкой целью: продемонстрировать, что технологические решения, с помощью которых можно снижать выбросы парниковых газов для смягчения климатических изменений, уже существуют – необходимо лишь разработать соответствующие меры и механизмы политики, стимулирующие их широкое распространение.

В данной статье нами поставлена другая задача: оценить, каким может быть потенциальный спрос на российские энергоресурсы с учетом климатических целей и амбиций, заявленных разными странами.

**Сценарии мирового спроса на энергоресурсы и экспорта углеводородов из России.** Для стимулирования структурно-технологической модернизации и борьбы с потеплением климата многие страны разработали и внедрили специальные меры политики (преимущественно в сфере энергетики), которые задают целевые значения индикаторов развития на определенный год. Они охватывают несколько ключевых направлений: энергоэффективность и энергоемкость национальных экономик либо отдельных их секторов; структуру и объемы потребления первичной и конечной энергии; структуру генерации электроэнергии; структуру используемого автотранспорта; топливную эффективность; ограничения на выбросы парниковых газов в различных отраслях экономики, а также их углеродоемкость.

Кроме того, в рамках Парижского соглашения большинство стран мира определили национальные вклады (Nationally Determined Contributions – NDC). Они выражаются либо в установлении граничного верхнего значения абсолютного уровня выбросов парниковых газов (обычно, как процентную долю выбросов базового года), либо в определении необходимого процентного уменьшения углеродоемкости экономики (удельные выбросы парниковых газов на единицу ВВП). В качестве базового в основном принят 1990 г. или 2005 г.; в качестве целевого отчетного года – 2025 г., 2030 г. или 2035 г. Некоторые страны (преимущественно развивающиеся африканские, ближневосточные, азиатские и латиноамериканские) в качестве бенчмарка используют свой сценарий «Business As Usual» (BAU) и устанавливают цели по NDC относительно показателей BAU. Также необходимо отметить, что целевые изменения отслеживаемых индикаторов иногда устанавливаются диапазоном значений. Вот некоторые примеры: NDC России – выбросы всех парниковых газов (с учетом сектора ЗИЗЛХ – землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство) в 2030 г. должны быть на 30% ниже базового уровня выбросов в 1990 г.; NDC Китая – удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу ВВП в 2030 г. должны быть на 60-65% ниже базового уровня 2005 г.; NDC Турции – выбросы парниковых газов в 2030 г. должны быть на 21% ниже выбросов в сценарии BAU.

По итогам анализа целевых установок всех стран были разработаны два сценария развития мировой энергетики:

- сценарий СП (существующих политик), в рамках которого предполагается выполнение задач всех действующих энергетических и климатических политик;
- сценарий NDC, в котором в дополнение к действующим политикам все страны осуществляют свои национальные вклады (NDC) в рамках Парижского соглашения.

---

<sup>1</sup> Это предварительные оценки, полученные на основе оперативных аналитических материалов US Energy Information Administration, International Energy Agency, Oil and Gas Journal. Точные отчетные данные за 2020 г. на момент подготовки статьи были недоступны.

Сценарные расчеты были выполнены на разработанной в ИНП РАН системе моделей для анализа и прогнозирования развития мировой и российской экономики и энергетики, составной частью которой является модель, условно называемая «42»<sup>2</sup>. Это имитационная модель для оценки энергопотребления и связанных с ним выбросов CO<sub>2</sub> в 50-ти странах и регионах, которые в совокупности охватывают общие мировые показатели. Модель используется для расчета эффектов возможных структурных и технологических изменений, а также повышения эффективности использования энергии. Энергетический сектор всех стран подробно описан в виде энергетических балансов, синхронизированных с методологией Международного энергетического агентства (МЭА). Моделирование проводится «снизу-вверх»: вначале оценивается конечное потребление энергоресурсов в промышленном, транспортном, жилищном секторах и сфере услуг; затем рассчитывается необходимое количество первичных энергоресурсов для удовлетворения спроса на энергию.

На рис. 1 приведена динамика выбросов CO<sub>2</sub>, обусловленных мировым энергетическим потреблением углеводородов, для сформированных сценариев.

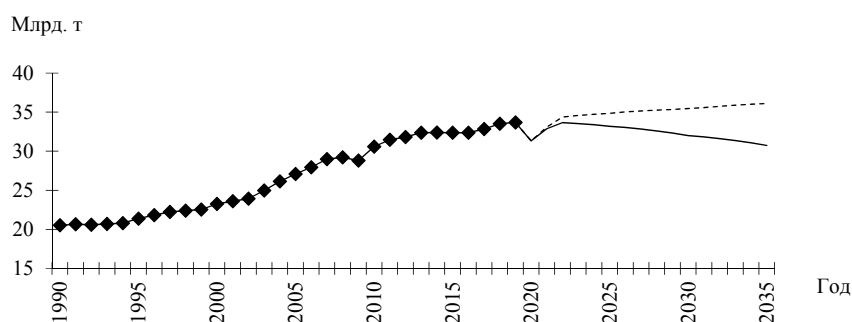


Рис. 1. Мировые энергетические выбросы CO<sub>2</sub> в рассматриваемых сценариях:  
—◆— факт; - - - сценарий СП; — сценарий NDC

Источники: МЭА, ВР (факт), ИНП РАН (прогноз).

В сценарии СП меры принятых политик оказываются недостаточными, чтобы «переломить» повысительный тренд динамики энергетических выбросов CO<sub>2</sub>, в результате они возрастут с 33,5 млрд. т в 2018 г. до 36,1 млрд. т в 2035 г. Сценарий NDC в этом отношении резко отличается. При выполнении всеми странами своих целей (NDC), заявленных в рамках Парижского соглашения, выбросы CO<sub>2</sub> устойчиво снижаются среднегодовым темпом -0,6%, в результате к 2035 г. их объем составит 30,7 млрд. т, что будет соответствовать уровню 2010 г.

На рис. 2 приведен прогноз мирового потребления первичной энергии. Оно увеличивается в обоих сценариях, несмотря на значительное снижение энергоемкости мирового ВВП на 32% к 2035 г. по сравнению с 2018 г. в сценарии СП и на 37% – в сценарии NDC. За период 2018-2035 гг. в сценарии СП оно возрастет с 14,3 до 16,7 млрд. т н.э. (на 17% среднегодовым темпом 0,9%); в сценарии NDC – до 15,4 млрд. т н.э. (на 8% среднегодовым темпом 0,5%).

Общий тренд – сокращение спроса на уголь, что в первую очередь объясняется уменьшением использования энергетических марок угля в секторе производства электроэнергии и тепла. При следовании Парижскому соглашению интенсифицируется процесс перехода металлургического производства с конверторов на электро-

<sup>2</sup> Описание модели приведено, напр., в: [https://paris-reinforce.epu.ntua.gr/detailed\\_model\\_doc/42](https://paris-reinforce.epu.ntua.gr/detailed_model_doc/42)

выплавку, что также сдерживает потребление коксующихся углей. Совокупное потребление угля, составившее в 2018 г. 3,8 млрд. т н.э., снижается к 2035 г. до 3,5 млрд. т н.э. в сценарии СП и до 2,8 млрд. т н.э. в сценарии NDC.

Потребление природного газа [7] и энергии безуглеродных источников растет также в обоих сценариях. В сценарии СП прирост их потребления примерно одинаков – на 1,1-1,2 млрд. т н.э. за период до 2035 г. В сценарии NDC спрос на энергию безуглеродных источников растет ускоренными темпами – на 1,6 млрд. т н.э. к 2035 г., тогда как потребление природного газа увеличивается на 0,8 млрд. т н.э. Ключевые факторы такой динамики – замещение существующей угольной генерации, а также постепенное свертывание новых угольных проектов в сфере электроэнергетики, которые уступают проектам на основе газа и безуглеродных источников.

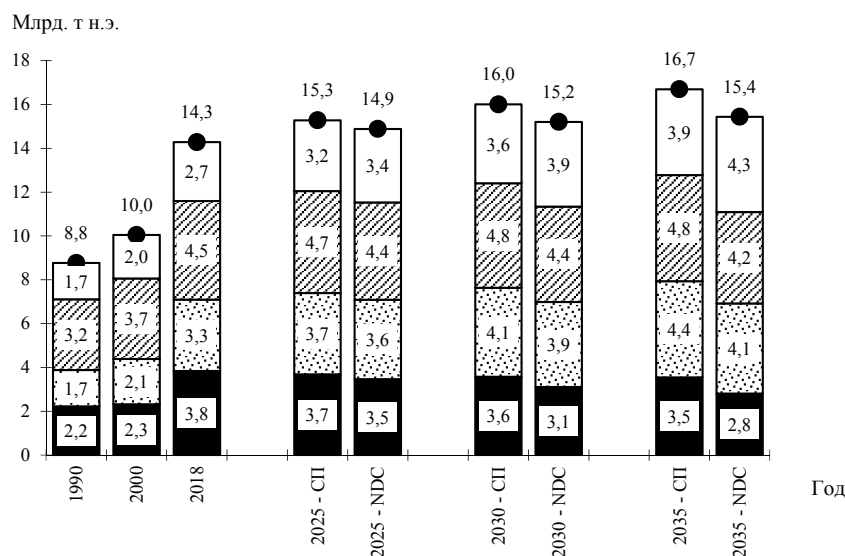


Рис. 2. Объем и структура мирового потребления первичной энергии в рассматриваемых сценариях:

■ уголь; □ природный газ; ▨ нефть; ▨ безуглеродные источники; ● всего

Источники: МЭА (факт), ИНП РАН (прогноз).

Перспективы потребления нефти принципиально зависят от того, по какому сценарию будет развиваться мировая энергетика. Если обязательства стран по Парижскому соглашению останутся преимущественно невыполненными, мировой спрос на нефть продолжит увеличиваться вплоть до 2035 г., хотя среднегодовые темпы прироста окажутся низкими: 0,5% в период до 2030 г. и 0,1% в 2030-2035 гг.

В сценарии NDC пик мирового потребления нефти будет пройден уже в ближайшие годы, в период до 2030 г. будет наблюдаться стабилизация на уровне 4,4 млрд. т н.э., а к 2035 г. потребление снизится до 4,2 млрд. т н.э. Основные факторы потенциального торможения спроса на нефть – развитие электротранспорта, рост топливной эффективности транспорта, уход от нефтепродуктов в сегменте энергоснабжения жилых и коммерческих зданий в направлении электрификации, изменение структуры бункеровочного топлива в пользу ненефтяных источников.

В результате по сценариям в структуре мирового энергопотребления за 2018-2035 гг. доля угля снизится с 27 до 18-21%; доля природного газа возрастет с 23 до 26-27%; доля

безуглеродных источников увеличится с 19 до 23-28%; доля нефти сократится с 31 до 27-29% (в сценарии NDC ожидаются более масштабные структурные сдвиги).

В региональном разрезе ситуация с энергопотреблением двойственна. С одной стороны, в Северной Америке и Европе совокупное потребление первичной энергии за 2018-2035 гг. снизится с 4,6 до 4,4 млрд. т н.э. в сценарии СП и до 4 млрд. т н.э. в сценарии NDC. С другой – в Азии и прочих регионах, которые включают развивающиеся страны (Центральная и Южная Америка, Ближний Восток, Африка), энергопотребление продолжит увеличиваться вне зависимости от сценария. Именно с Азией связаны основные перспективы роста спроса на углеводороды [8-9]. Если в настоящее время азиатские экономики обеспечивают 74% мирового потребления угля, 36% – нефти и 21% – газа, то к 2035 г. эти показатели существенно возрастут: до 82-83%, 42-43% и 32-36% соответственно в зависимости от сценария.

Таким образом, реализация сценария СП приводит к постепенному росту мирового потребления углеводородов с 11,6 млрд. т н.э. в 2018 г. до 12,8 млрд. т н.э. в 2035 г. Безусловно, снижаются объемы потребления угля, но приросты спроса на нефть и природный газ компенсируют спад угольного сегмента. Кроме того, следует учитывать, что падение потребления угля будет сопровождаться одновременным снижением его добычи в Европе и Китае, следовательно, давление на объемы мировой торговли окажется меньше.

Основные эффекты реализации сценария NDC заключаются в снижении объемов потенциального спроса на углеводороды в мире до 11,1 млрд. т н.э. к 2035 г., а также в снижении потенциальных цен их реализации [10]. Для энергосырьевого сектора России ответом на указанные риски должно стать повышение конкурентоспособности в условиях низких цен на энергетических рынках. Для рынка природного газа риски оказываются ниже, так как спрос растет и в сценарии NDC. Однако экспорт нефтяных и угольных грузов из России в силу ограничений может достигнуть пиковых значений уже к 2030 г.

В то же время мы уверены, что высокая конкурентоспособность российских углеводородов на мировых рынках позволит смягчить риски снижения спроса в сценарии NDC. Во-первых, в России существует известный механизм адаптации энергетического сектора к ухудшению конъюнктуры мировых рынков, а именно – девальвация национальной валюты, которая позволяет снизить «долларовые» затраты на производство и транспортировку углеводородов, тем самым подстроив экономику цепочек экспортных поставок под складывающиеся условия. Во-вторых, в стране построена и развивается надежная система экспортных поставок, включающая обширную трубопроводную, железнодорожную, и портово-перевалочную системы. В-третьих, важным условием сохранения рентабельности российских углеводородов являются низкие затраты на добычу, а также гибкая налоговая политика государства в сфере недропользования.

На практике это означает, что при более жесткой ценовой конкуренции на мировых энергетических рынках доля российских углеводородов (в процентном соотношении) с большой вероятностью может оказаться выше, чем в сценариях благоприятной рыночной конъюнктуры. В то же время сужение рынка углеводородов в сценарии NDC все же является определяющим и ведет к тому, что потенциальные объемы экспорта российских углеводородов при выполнении всеми странами условий Парижского соглашения оказываются ниже, чем в сценарии СП.

В таблице приведены оценки экспорта углеводородов из России в рассмотренных сценариях. За 2019-2035 гг. экспорт нефти и нефтепродуктов может возрасти с 412 до 425-470 млн. т; экспорт природного газа – с 260 до 350-439 млрд. куб. м; экспорт угля – с 205 до 261-319 млн. т (меньшие значения соответствуют сценарию NDC). При этом экспорт нефти и угля может достичь пиковых значений в 2030 г. в сценарии NDC, после чего

начнет сокращаться. Сценарий СП, а также экспорт природного газа в обоих сценариях характеризуются растущей динамикой вплоть до 2035 г.

Таблица

### Сценарии экспорта углеводородов из России

Показатель	2000 г.	2010 г.	2019 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2035 г. (ЭС-2035)
Нефть и нефтепродукты, млн. т							
Сценарий СП	207	380	412	443	458	470	371-408
Сценарий NDC				426	431	425	
Природный газ, млрд. куб. м							
Сценарий СП	194	191	260	326	386	439	363-490
Сценарий NDC				297	324	350	
Уголь, млн. т							
Сценарий СП	44	117	205	258	293	319	257-392
Сценарий NDC				249	264	261	

Источники: Росстат, ФТС России (факт), ИНП РАН (прогноз), ЭС-2035.

Указанные значения экспорта природного газа и угля в целом соответствуют «вилкам», заложенным в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. (далее – ЭС-2035), хотя находятся ближе к их нижним значениям. Это может указывать на то, что ЭС-2035 недооценивает риски, связанные с развертыванием климатической повестки и реализацией Парижского соглашения. В то же время «вилка» экспорта нефти в ЭС-2035 ниже наших оценок. Это связано с систематической недооценкой потенциала и конкурентоспособности российского нефтяного сектора со стороны федеральных ведомств и разработчиков ЭС – официальные прогнозы добычи нефти в России традиционно оказываются ниже уровней, которые достигает отрасль в рамках производственной деятельности. Так, в Энергетической стратегии на период до 2020 г. в наиболее оптимистичном сценарии предполагалось достижение объемов добычи нефти на уровне 520 млн. т; в Энергетической стратегии на период до 2030 г. – 535 млн. т; в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли на период до 2020 г. – 511 млн. т. В действительности добыча нефти в России превысила 560 млн. т в 2019 г. Вероятно, поэтому верхний сценарий ЭС-2035, которая была утверждена в середине 2020 г., все же допускает добычу нефти на уровне 560 млн. т в 2024 г., хотя в более долгосрочной перспективе все же сохраняет сдержанный настрой: к 2035 г. максимальный ожидаемый объем добычи составляет 555 млн. т.

**Доводы в пользу реалистичности перспектив наращивания экспорта нефти и угля из России.** Есть два аспекта, которые требуют отдельной аргументации по итогам построения сценариев мирового энергопотребления и экспорта углеводородов из России.

Первый касается нашего оптимистичного взгляда на способность российского нефтяного сектора наращивать поставки на внешний рынок, который расходитя с позицией ЭС-2035. Здесь можно привести два важных аргумента.

1. На рис. 3 представлено сравнение экономики поставок нефти из основных стран-производителей при относительно низкой цене Brent на уровне 50 долл./барр. Можно видеть, что российская нефтедобыча остается доходной даже при не самой благоприятной ценовой конъюнктуре и при учете ее капиталоемкости. Ее нельзя назвать самой экономически конкурентоспособной, поскольку по доходу она уступает ряду ближневосточных стран ОПЕК. Однако если сравнивать ее с шельфовой добычей в Африке или Бразилии, то российские показатели остаются более привлекательными. Это говорит о возможности сохранения значимой рыночной ниши даже при условии сужающегося рынка. Экономическая конкурентоспособность России при низкой ценовой конъюнктуре может оказаться важным преимуществом, особенно в случае начала «ценовых войн» на сужающихся энергетических рынках (на фоне ухода от сделки ОПЕК+).

2. Добыча нефти в России может продолжать расти даже в условиях низких цен на мировом рынке. Важными факторами, обеспечивающими рентабельность российских запасов, являются: 1) умеренные затраты на добычу, которые в долларовом выражении снизились после девальвации рубля 2014 г. (в наиболее сложный для отрасли 2016 г. средние производственные затраты с учетом амортизационных отчислений составили 10 долл./барр., а полная себестоимость с учетом налога на добычу полезных ископаемых составила 22 долл./барр.); 2) гибкая налоговая политика государства, предполагающая широкий перечень льгот для разных категорий нефтяных залежей. Во многом вследствие взвешенного подхода Правительства России к налогообложению отрасль систематически превышала производственные ожидания, заложенные в государственные стратегические документы.

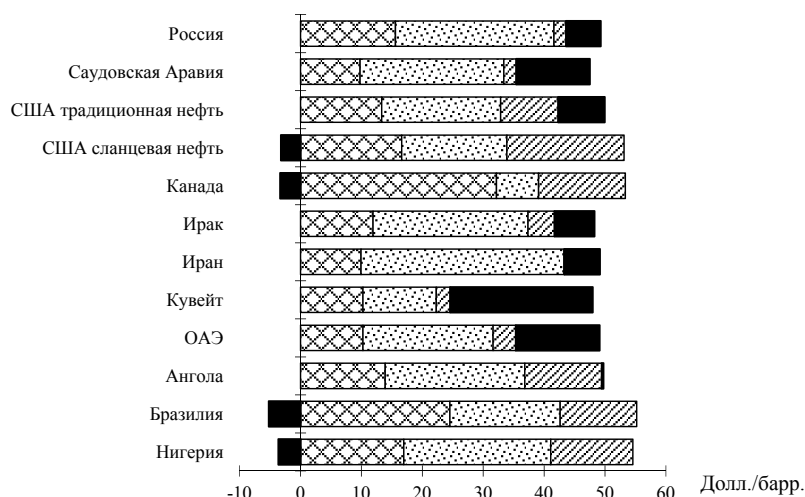


Рис. 3. Сравнение экономики поставок нефти из основных стран-производителей при цене Brent на уровне 50 долл./барр.:

- ▨ производственные и транспортные затраты; ▩ налоговые выплаты;
- ▤ капитальные затраты из прибыли; ■ доход

Источник: оценки ИИП РАН.

Второй аспект связан с дискуссионностью нашего видения экспортных поставок угля из России на фоне ожидаемой стагнации или даже снижения общего мирового спроса.

Экспорт угля из России имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при его прогнозировании. Первая – это неблагоприятное географическое положение основных центров экспортных поставок по отношению к рынкам сбыта угля. Так, например, Кузнецкий угольный бассейн (крупнейший регион [11], на долю которого приходится около 70% экспорта угля) располагается на расстоянии примерно 4 тыс. км от западных и более 5 тыс. км от восточных портов страны. Вследствие этого доля транспортных затрат на доставку угля в экспортной цене в России – одна из самых высоких в мире<sup>3</sup>. Вторая особенность связана с выраженной цикличностью

<sup>3</sup> Анализ структуры цены FOB основных экспортеров угля позволяет выделить три группы стран. Первая группа – это страны с низким удельным весом затрат на логистику (транспорт до порта и перевалка в порту). К ним относятся Колумбия и Индонезия (доля затрат на логистику 10-15%). При этом основная часть затрат FOB для этих стран приходится на добычу и обогащение угля (около 70%). Вторая группа – это страны со средними значениями затрат на логистику (20-30%) и относительно высокими затратами на добычу и обогащение угля (ЮАР и Австралия). И, наконец, третья группа, в которую входят Россия и США, характеризуется высокими затратами на логистику (45-55%) и средними значениями затрат на добычу и обогащение угля. Причем для России характерно экстремально высокое значение затрат на перевалку угля (до 20% при средней величине в мире около 6%, что, в частности, является следствием дефицита мощностей по перевалке, особенно в восточных портах страны) и очень низкая доля налогов (около 3%).

цен на уголь на мировом рынке. Вследствие этого отрасль периодически переживает сложные (например, 2012-2015 гг., когда свободный денежный поток был отрицательным), и «удачные» периоды (например, в 2017-2018 гг. собственные средства ежегодно в среднем на 140 млрд. руб. превышали инвестиции)<sup>4</sup>.

Учитывая отмеченные особенности, тем не менее, можно назвать ряд убедительных аргументов в пользу сценариев увеличения экспорта российского угля.

1. На восточном направлении спрос на российский уголь значительно превышает вывозную возможность российской инфраструктуры. Согласно имеющимся данным, приведенным на нескольких совещаниях по оперативному и стратегическому развитию отрасли, за 2019-2020 гг. из Кузбасса не было вывезено, по крайней мере, 40 млн. т угля в направлении восточных портов из-за логистических ограничений, хотя потребители готовы были принять эти объемы, несмотря на климатическую повестку. С учетом сложившихся на рынке цен, недополученная выручка российского бизнеса может быть оценена примерно в 2,5 млрд. долл. за указанные два года.

2. В стране развернут масштабный проект Восточного полигона по расширению Транссиба и БАМа во исполнение поручения Президента РФ по итогам заседания Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности от 27.08.2018, согласно которому был определен целевой показатель: удвоение поставок российского угля в восточном направлении до 200 млн. т к 2025 г. [12]. Также предполагается синхронизация расширения Восточного полигона с развитием угольных терминалов на тихоокеанском побережье России. Реализация данных проектов позволяет ожидать разрешения существенной части накопившихся инфраструктурных проблем и позволит нарастить экспорт угля в Азию.

3. В азиатских странах активно вводятся новые угольные генерирующие мощности, однако в их структуре преобладают высокоэффективные современные технологии, использующие качественные калорийные угли. Россия – одна из стран, которые способны удовлетворить спрос на такие угли. Российский угольный бизнес учитывает эти особенности текущего и перспективного спроса и активно использует их. В частности, в стране постоянно ведется работа по наращиванию объемов обогащения угля, что не только лучше соответствует ожиданиям со стороны спроса, но и способствует увеличению фактических цен реализации продукции [13].

4. В отношении Индонезии, являющейся крупным поставщиком угля на внешние рынки, сложился консенсус-прогноз, согласно которому быстрорастущая национальная экономика будет отвлекать на себя все более значительную долю добычи угля, что ограничит экспортные возможности страны вплоть до ожидаемого снижения объемов вывоза угля [13].

5. В дополнение к девальвации рубля (о чем говорилось выше) существует еще один фактор, способствующий рентабельности цепочек экспорта российского угля даже в тяжелые периоды. Речь идет о субсидировании<sup>5</sup> железнодорожных перевозок угля. Правительство РФ неоднократно демонстрировало готовность применять данную меру с целью поддержки отрасли.

<sup>4</sup> При этом в периоды высоких цен средняя доля транспортных затрат в цене FOB угля снижается до 30%, а в годы низких цен возрастает до 40%.

<sup>5</sup> Необходимо понимать, что субсидирование железнодорожных перевозок угля на экспорт, с одной стороны, значительно повышает его конкурентоспособность на мировых рынках, но с другой стороны, отвлекает существенные ресурсы из государственного бюджета или бюджета государственной компании. Оценки эффективности энергетических субсидий для экономики страны, приведенные в рамках различных макроэкономических исследований, неоднозначны. Однако, как отмечается в работе [14], ускорение развития экономики за счет энергетических субсидий ограничивается некоторым пороговым значением, после которого с большей долей вероятности будет преобладать фактор более низкой эффективности. Возможным путем решения этой проблемы является рассматриваемый в настоящее время демпфирующий механизм, который будет связывать размер железнодорожного тарифа на экспорт угля с мировыми ценами. При этом в период низких цен будет предоставляться скидка к экспортному тарифу, а в период высоких – применяться надбавка. Аналогичный механизм можно использовать и для регулирования тарифа на перевалку угля в российских портах. Это позволит обеспечить большую стабильность экспорта российского угля.



6. В большинстве исследований [15-17] перспективного развития угольной промышленности намечается сдвиг добычи в восточные регионы, прежде всего в Дальневосточный ФО. Так, в рассматриваемых сценариях, которые получены в настоящем исследовании, доля Дальневосточного ФО в суммарной добыче угля возрастает с текущих 17 до 22-28%. Подобный территориальный сдвиг обусловлен тем, что весь прирост спроса на российский уголь ожидается в странах Азии. Такое размещение перспективной добычи угля позволит существенно снизить нагрузку на железнодорожную инфраструктуру страны, а также будет способствовать сокращению транспортного плеча, т. е. позитивно скажется на конкурентоспособности российского угля в Азии.

7. Ожидается, что спрос на уголь будет постепенно смещаться из северо-восточной (Япония, Южная Корея, Китай) в юго-западную (Малайзия, Вьетнам, Бангладеш, Филиппины, Пакистан, Таиланд и, в особенности, Индия) часть Азии. При этом у России существует возможность обеспечить сопоставимые по экономике поставки в Индию по западному маршруту через черноморские и балтийские порты (вследствие меньшего железнодорожного расстояния до них по сравнению с восточными портами). Такой подход позволит также загрузить западные железнодорожные мощности, которые будут высвобождаться вследствие падения спроса на уголь в Европе.

Перечисленные аргументы лежат в основе позитивного видения возможностей России нарастить поставки угля на внешние рынки. Но в то же время остается открытым вопрос о рациональном использовании доходов, генерируемых угольным сектором.

На рис. 4 приведена оценка распределения ренты угольного сектора среди бенефициаров. Проблема заключается в том, что региональные и местные бюджеты получают всего около 10-11% суммарных доходов.

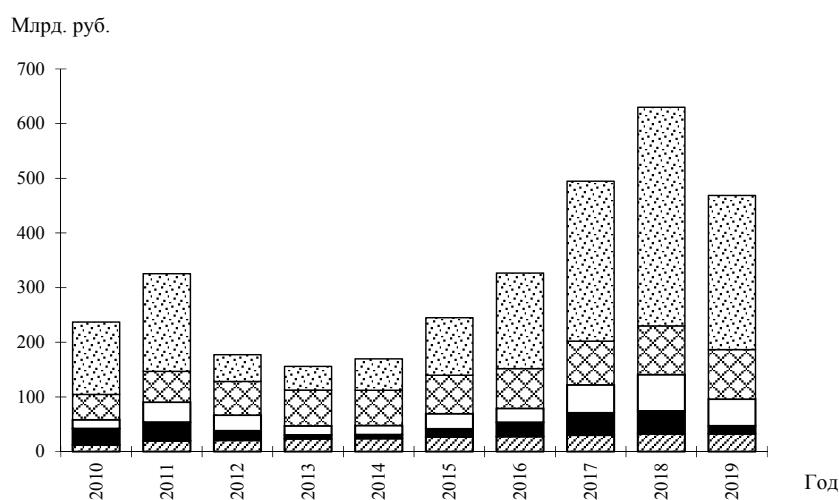


Рис. 4. Оценка распределения ренты угольного сектора:

- ▨ страховые взносы в Пенсионный фонд, ФСС, ФФОМС; ■ федеральный бюджет
- региональные и местные бюджеты; ▤ оплата труда; ▦ чистая прибыль и амортизация угольного сектора

Источники: Росстат, ФНС России, ИНП РАН.

Максимальные номинальные значения были достигнуты в 2018 г. и оцениваются в 67 млрд. руб., а в среднем за 2015-2019 гг. эта величина составляла 44 млрд. руб. в год. Кроме того, еще 70-90 млрд. руб. (актуальные значения за 2015-2019 гг.) остается в регионах в виде оплаты труда. К сожалению, в таких условиях просто невозможно

обеспечивать устойчивое развитие регионов, где происходит эксплуатация угольных недр [18]. Речь идет не только о достойном уровне доходов, но и об экологии, о качестве жизни населения.

Ситуация усложняется тем, что экономика угольной отрасли циклична [19]. Если государство все же введет перераспределение угольной ренты, рациональный механизм должен обладать следующими характеристиками:

- применяться к доходам угольного сектора, но только в периоды высокой доходности, т. е. быть гибким по отношению к экономическому результату отрасли;
  - перераспределять доходы в пользу регионов, а не федерального бюджета.
- В «удачные» годы благоприятной ценовой конъюнктуры энергетических рынков федеральный бюджет России и так является профицитным.

\* \* \*

**Выводы.** Климатическая повестка и задача выхода мировой экономики на траекторию развития, характеризующуюся низкой эмиссией парниковых газов, оказывает возрастающее влияние на перспективы развития мировой энергетики [20]. Если цели, заявленные в рамках Парижского соглашения, будут достигнуты, совокупное мировое потребление углеводородов за 2018-2035 гг. может снизиться на 5%. Но действующих на сегодняшний день мер политики пока недостаточно для реализации такого сценария – без активизации климатических усилий спрос на углеводороды окажется выше современных значений на 10%.

Российские углеводороды обладают высокой экономической конкурентоспособностью на внешних рынках, в результате в ближайшее десятилетие можно ожидать прироста их экспортных поставок. В сценарии амбициозных структурных сдвигов в пользу низкоуглеродных решений пик экспорта нефти и угля из России может быть достигнут к 2030 г., затем он начнет медленно снижаться. Это означает, что у России есть окно возможностей, в связи с чем, меры интенсификации экспорта углеводородов выглядят целесообразными.

Необходимо диверсифицировать географическую структуру экспорта углеводородов из России в направлении азиатских и других развивающихся экономик. Именно в этих регионах ожидается основной прирост спроса на углеводороды. При этом доля Азии в общем объеме экспорта российских энергоресурсов может возрасти с 27% в 2018 г. до 45-50% в 2035 г., в том числе угля, соответственно, с 50 до 65-70%.

Целесообразно сохранить в среднесрочной перспективе субсидирование железнодорожных перевозок угля на экспорт, которое в дальнейшем может быть заменено демпфирующим механизмом, связывающим размер тарифа на транспортировку и перевалку угля с мировыми ценами на твердое топливо. Сохранение благоприятных условий для железнодорожных перевозок должно расцениваться не только с точки зрения их экономической эффективности, но и с учетом мультипликативных эффектов, которые они создают для региональных хозяйственных комплексов.

Необходимо добиваться максимально эффективного использования ресурсной ренты. Потенциальное ограничение спроса на отечественные углеводороды через десять лет означает, что у России есть, возможно, последний шанс использовать энергосырьевые доходы для структурно-технологической модернизации национальной экономики. Если в среднесрочной перспективе не удастся добиться качественного скачка в развитии неэнергетического сектора, экономика России не сможет восполнить выпадение доходов от экспорта углеводородов, которое может возникнуть вследствие международных усилий по переходу на низкоуглеродную экономику.

В угольной промышленности целесообразно обеспечить перераспределение ренты в пользу региональных бюджетов. Это позволит существенно улучшить социально-экономическое положение депрессивных регионов, прежде всего на Востоке страны, и снизить напряженность экологической обстановки в угледобывающих районах.

### Литература / References

1. DNV GL. *Energy Transition Outlook 2020*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download>
2. BP. *Energy Outlook 2020*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>
3. IRENA. *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. 2021*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.irena.org/publications/2021/March/World-Energy-Transitions-Outlook>
4. McKinsey & Company. *Global Energy Perspective 2021*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2021>
5. Мастепанов А.М. Большие циклы и черные лебеди // *Энергетическая политика*. 2020. № 6. С. 4-19. [Mastepanov A.M. Big cycles and «black swans» // *Energeticheskaya politika*. 2020. No. 6. Pp. 4-19. (in Russ.)].
6. Громов А.И. Возможна ли «голубая» трансформация энергоперехода в «постковидном» будущем европейской энергетики? // *Энергетическая политика*. 2020. № 7. С. 58-69. [Gromov A.I. Is the gas transformation of the energy transition possible in European energy after COVID-19? // *Energeticheskaya politika*. 2020. No. 7. Pp. 58-69. (in Russ.)].
7. Stern J. The role of gases in the European energy transition // *Russian Journal of Economics*. 2020. 6(4). Pp. 390-405. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55105>.
8. Klimenko V.V., Klimenko A.V., Tereshin A.G., Mitrova T.A. Impact of Climate Changes on the Regional Energy Balances and Energy Exports from Russia // *Thermal Engineering*. 2019. Vol. 66. № 1. Pp. 3-15. DOI 10.1134/S004060151901004X.
9. *Global and Russian Energy Outlook 2019* / ed. A.A. Makarov, T.A. Mitrova, V.A. Kulagin. ERI RAS – Moscow School of Management SKOLKOVO. Moscow, 2019. 210 p. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.eriras.ru/files/forecast\\_2019\\_en.pdf](https://www.eriras.ru/files/forecast_2019_en.pdf)
10. Makarov A.A., Mitrova T.A., Kulagin V.A. Long-term development of the global energy sector under the influence of energy policies and technological progress // *Russian Journal of Economics*. 2020. № 6(4). Pp. 347-357. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55196>.
11. Таразанов И.Г., Губанов Д.А. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2020 года // *Уголь*. 2021. № 3. С. 27-43 [Tarazanov I.G., Gubanov D.A. Results of the work of the coal industry in Russia for January-December 2020 // *Ugol*. 2021. No. 3. Pp. 27-43. (in Russ.)]. DOI: 10.18796/0041-5790-2021-3-27-43.
12. Головищikov В., Огнев Д., Петрякова Е. Перспективы БАМа и Транссиба с учетом состояния регионов и развития угольной отрасли // *Энергетическая политика*. 2021. № 2. С. 30-43. [Golovtchikov V., Ognev D., Petryakova E. Prospects for BAM and Transsib, taking into account the state of the regions and the development of the coal industry // *Energeticheskaya politika*. 2021. No. 2. Pp. 30-43. (in Russ.)].
13. Малышев Ю., Ковальчук А., Рожков А. Угольная отрасль: поиск ориентиров в эпоху перемен // *Энергетическая политика*. 2021. № 2. С. 18-29 [Malyshev Yu., Kovalchuk A., Rozhkov A. The coal industry: finding landmarks in an era of change // *Energeticheskaya politika*. 2021. No. 2. Pp. 18-29. (in Russ.)].
14. Полтерович В., Попов В., Тонис А. Механизм ресурсного проклятия и экономическая политика // *Вопросы экономики*. 2007. № 6. С. 4-27. [Polterovich V., Popov V., Tonis A. Mechanisms of Resource Curse and Economic Policy // *Voprosy Ekonomiki*. 2007. No. 6. Pp. 4-27. (In Russ.)]. <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2007-6-4-27>.
15. Яновский А.Б. Результаты структурной перестройки и технологического перевооружения угольной промышленности России и задачи по перспективному развитию // *Уголь*. 2019. № 8. С. 8-16 [Yanovskiy A.B. The results of restructuring and technological re-equipment of the coal industry in Russia and tasks for long-term development // *Ugol*. 2019. No. 8. Pp. 8-16. (in Russ.)]. <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2019-8-8-16>.
16. Саенко В.В. Угольная отрасль России: вызовы и современные тенденции развития // *Окружающая среда и энергетика*. 2019. № 3. С. 70-96 [Saenko V.V. The coal industry in Russia: challenges and current development trends // *Journal of Environmental Earth and Energy Study*. 2019. No. 3. Pp. 70-96. (in Russ.)] <http://doi.org/10.5281/zenodo.3539137>.
17. Плакиткина Л.С., Плакиткин Ю.А. Угольная промышленность мира и России: анализ, тенденции и перспективы развития. М.: Литтерра, 2017. 374 с. [Plakitkina L.S., Plakitkin Yu.A. *Ugol'naya promishlennost' mira i Rossii: analiz, tendencii i perspektivi razvitiya*. M.: Litterra, 2017. 374 p.]
18. Доступ к недрам ограничен? // *Уголь Кузбасса*. 2018. № 1. С. 8-10. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.uk42.ru/index.php?id=6903> [Restrict access to mineral resources? // *Ugol Kuzbassa*. 2018. No. 1. Pp. 8-10. (in Russ.)].
19. Кусургашева Л.В., Муromтцева А.К., Баканов А.А., Прокопенко Е.В. Циклические факторы и системные ограничения развития угольной промышленности России // *Уголь*. 2020. № 10. С. 33-38. [Kusurgasheva L.V., Muromtseva A.K., Bakanov A.A., Prokopenko E.V. Cyclical factors and systemic constraints to the development of the coal industry in Russia // *Ugol*. 2020. No. 10. Pp. 33-38 (in Russ.)]. <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2020-10-33-39>.
20. Grigoryev L.M., Medzhidova D.D. Global energy trilemma // *Russian Journal of Economics*. 2020. № 6(4). Pp. 437-462. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.58683>



Статья поступила 19.04.2021. Статья принята к публикации 21.06.2021.

**Для цитирования:** В.В. Саенко, А.Ю. Колпаков. Перспективы российского энергетического экспорта в условиях реализации мер международной климатической политики // Проблемы прогнозирования. 2021. № 6 (189). С. 113-124.

DOI: 10.47711/0868-6351-189-113-124.

### Summary

#### PROSPECTS FOR RUSSIAN ENERGY EXPORTS IN THE CONDITIONS OF IMPLEMENTING INTERNATIONAL CLIMATE POLICY MEASURES

**V.V. SAENKO**, Cand. Sci. (Econ.), Institute of Economic Forecasting, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

**A.Yu. KOLPAKOV**, Cand. Sci. (Econ.), Institute of Economic Forecasting, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

**Abstract.** The climate agenda and the goal of transferring the global economy on a low-carbon development trajectory has an increasing impact on the prospects for the development of world energy sector. If the goals stated in the Paris Agreement are achieved, the world consumption of hydrocarbons may decrease by 5% in 2018-2035. However, the current policy measures are not yet sufficient to implement such a scenario, and without intensifying climate efforts, demand for hydrocarbons will be 10% higher than actual values. Russian hydrocarbons are competitive on foreign markets so an increase in their exports can be expected in the next decade, primarily to the east. In the scenario of ambitious structural shifts in favor of low-carbon solutions, the peak of oil and coal exports from Russia can be reached by 2030. This means that Russia has a window of opportunity, and therefore measures to intensify the export of hydrocarbons seem reasonable. At the same time, the potential limitation of demand in 10 years means that Russia has perhaps the last chance to use energy revenues for the structural and technological modernization of the national economy. Unless a qualitative leap forward in the development of the non-energy sector is achieved in the medium term, the Russian economy will not be able to replace the shortfall in hydrocarbon export revenues that could arise from international efforts of shifting to the low-carbon economy. Therefore, it is necessary to make rational use of the generated income by the national energy sector for the purpose of ensuring sustainable growth of the Russian economy and its regions.

**Keywords:** Paris Agreement, exports, oil, gas, coal, climate change, climate policy, carbon dioxide, energy consumption

Received 19.04.2021. Accepted 21.06.2021.

**For citation:** V.V. Saenko and A.Yu. Kolpakov. Prospects for Russian Energy Exports in the Conditions of Implementing International Climate Policy Measures // Studies on Russian Economic Development. 2021. Vol. 32. No. 6. Pp. 668-675.

DOI: 10.1134/S1075700721060137.