Вестник международных организаций. 2022. Т. 17. № 3. С. 131–154
Научная статья
УДК 339.1
doi:10.17323/1996-7845-2022-03-05

Оценка влияния налогообложения выбросов CO2 на российскую отрасль нефтедобычи[1]

С.Д. Бурмина, К.В. Нестерова, А.В. Полбин

Бурмина Светлана Дмитриевна – магистрант Института экономики, математики и информационных технологий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации (РАНХиГС); Россия, 119571, Москва, проспект Вернадского, д. 82; burmina-sd@ranepa.ru

Нестерова Кристина Владимировна – с.н.с. Центра математического моделирования экономических процессов Института прикладных экономических исследований (ИПЭИ) РАНХиГС; Россия, 119571, Москва, проспект Вернадского, д. 82; nesterovakv@ranepa.ru

Полбин Андрей Владимирович – к.э.н., директор Центра математического моделирования экономических процессов Института прикладных экономических исследований (ИПЭИ) РАНХиГС; Россия, 119571, Москва, проспект Вернадского, д. 82; apolbin@ranepa.ru

Аннотация

В статье оценивается влияние гипотетических ограничений на потребление ископаемого топлива, реализуемых за счет введения налога на выбросы CO2 в мировой экономике в целом и отдельных регионах, на добычу нефти в России, странах ОПЕК и в других нефтедобывающих странах.

В первой части статьи приводится обзор литературы. Рассматриваются актуальные работы, посвященные проблеме налогообложения выбросов в мировой экономике. Анализируются подходы к моделированию такой политики, проблема выбора траектории налоговой ставки, а также основные выводы, последствия и рекомендации для экономической политики стран – экспортеров нефти. Отдельно рассматриваются подходы к моделированию ценообразования на рынке нефти. Отмечается, что важную роль в моделировании нефтяного рынка играет предпосылка об олигополистическом стратегическом взаимодействии нефтеэкспортеров.

На следующем шаге строится модель стратегического взаимодействия стран на нефтяном рынке по модели Курно. Данная модель калибруется в соответствии с данными о параметрах спроса, а также предложения, в том числе издержками производства отдельных стран-экспортеров по данным Rystad. Далее предлагается 12 возможных сценариев налогообложения отрасли вследствие введения налога на выбросы CO2 в размере 25, 50 и 75 долл. на тонну выбросов. Предполагается, что данный налог конвертируется в налог на покупку нефти пропорционально объему выбросов, которые выделяются при использовании каждого барреля нефти. Для каждого начального значения налоговой ставки налога на выбросы рассматриваются случаи, когда ставка остается неизменной или постоянно растет с темпом 1,5% в год. Далее те же варианты налогообложения рассматриваются в случае их применения только развитыми странами.

В статье показано, что постепенный рост налоговой ставки приводит к ускоренной добыче нефти в краткосрочной перспективе по сравнению со сценариями неизменной во времени ставки налога. Признана значимой роль эффекта перелива между рынками в случае введения налога в части стран. Так, при введении налога 50 долл. на тонну выбросов с годовым ростом 1,5% во всем мире пиковая цена на нефть оказывается ниже на 29,6 долл./барр. При введении такого налога только в развитых странах падение цены на нефть в пике по сравнению с базовым сценарием без налогообложения составляет 18,4 долл./барр.

[1] Статья поступила в редакцию 11.04.2022.

на рынке, где ввели налог, и 7,8 долл./барр. на рынке, где не вводили налог. Также указывается, что из-за введения налога среди всех нефтеэкспортеров у России отмечаются одни из крупнейших потерь в выручке.

Ключевые слова: нефть, налог на выбросы, ОПЕК, олигополия, картель, ценообразование

Благодарности: исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-18-00126, https://rscf.ru/project/21-18-00126

Для цитирования: Бурмина С.Д., Нестерова К.В., Полбин А.В. Оценка влияния налогообложения выбросов CO2 на российскую отрасль нефтедобычи // Вестник международных организаций. 2022. Т. 17. № 3. С. 131–154 (на русском и английском языках). doi:10.17323/19967845-2022-03-05

Введение

В настоящее время на мировом рынке нефти существует множество факторов неопределенности. К таковым относятся риски, связанные с пандемией и, вероятнее всего, временным падением спроса на энергоносители, риски ограничения доступа к западному рынку для России, а также политика снижения долгосрочных выбросов и перехода на зеленую энергию, популярная среди развитых стран, которая, вероятно, в будущем распространится на всю мировую экономику.

Во-первых, в декабре 2015 г. было ратифицировано Парижское соглашение, в котором государства, подписавшие данный международный договор, ставят своей целью удерживать прирост глобальной средней температуры. Для достижения этой цели страны должны стремиться к скорейшему прохождению пика мировой эмиссии парниковых газов. Во-вторых, в 2021 г. ЕС объявил о вводе пограничного углеродного налога на импортируемые в ЕС товары (CBAM). Налог применяется к товарам, производство которых связано с большим объемом выбросов. К ним относятся цемент, электроэнергия, удобрения, алюминий и т.д. В список не попали нефть и газ, что значительно сокращает потенциальное воздействие на российских производителей. Для смягчения последствий от данного налога принято решение вводить его постепенно в течение нескольких лет, однако возможно расширение списка облагаемых налогом углеродоинтенсивных товаров, в частности включение нефти и нефтепродуктов. В любом случае очевидно, что углеродный налог значительно снизит конкурентоспособность российских товаров на европейском рынке. В-третьих, из-за событий февраля 2022 г. у мирового сообщества, весьма вероятно, возникнут намерения снизить зависимость от углеводородов из-за переоценки в сторону повышения геополитических рисков. Эти намерения могут быть реализованы под эгидой борьбы с глобальным потеплением. Высока вероятность того, что вследствие указанных тенденций произойдет сокращение спроса на нефть в мировой экономике.

Цель настоящей работы заключается в количественной оценке влияния гипотетических ограничений на потребление ископаемого топлива, реализуемых за счет ввода налога на выбросы CO2 в мировой экономике и отдельных регионах на добычу нефти России, ОПЕК и восьми других крупнейших производителей нефти. Расчеты проводятся на основе модели олигополистической конкуренции Курно для мирового рынка нефти. Предлагаемая в исследовании модель является расширением модели из работы [Pindyck, 1978] в рамках описания функциональных форм деятельности нефтеэкспортеров и модели из работы [Yang, 2008] в рамках описания стратегического взаимодействия игроков по Курно, а также итеративного алгоритма численного решения модели.

В настоящем исследовании моделируется взаимодействие большего числа игроков по сравнению с упомянутыми работами, а также проводится калибровка параметров модели на актуальных статистических данных и результатах эконометрических исследований по нефтяному рынку. В качестве ключевого элемента новизны можно выделить проведенный численно-имитационный анализ и полученные оценки влияния ограничений на потребление нефти в рамках модели олигополии Курно на мировом рынке нефти. Насколько нам известно, ранее подобные расчеты не проводились.

Представленная в статье модель остается достаточно стилизованной, однако, по нашему мнению, проведенные расчеты могут внести вклад в дискуссию о последствиях для российской экономики возможных мер экономической политики мирового сообщества по ограничению потребления ископаемого топлива, а также простимулировать дальнейшие исследования в области разработки более сложных экономико-математических моделей.

Обзор литературы

Современные исследования в области оптимальной экономико-климатической политики приходят к выводу о необходимости введения весомых налогов на выбросы парниковых газов для корректировки возникающих отрицательных экстерналий от сжигания ископаемого топлива и глобального потепления. Например, согласно расчетам на базе классической модели DICE нобелевского лауреата В. Нордхауса [Nordhaus, 2017], оптимальный налог в 2015 г. составлял 31 долл. за тонну CO2 (в ценах 2010 г.) со средним темпом роста до 2050 г. 3% в год. И данное значение оптимального налога можно назвать весьма умеренным среди встречающихся в литературе оценок. При анализе проблем построения устойчивых коалиций на межстрановом уровне в качестве реалистичного диапазона налоговых ставок на выбросы, встречающихся в литературе, В. Нордхаус рассмотрел сетку 12,5, 25, 50 и 100 долл. за тонну CO2 [Nordhaus, 2015]. Столь радикальные меры, принятые мировым сообществом для борьбы с глобальным потеплением, могут нанести существенный ущерб России в виде недополученной выручки от экспорта углеводородов.

Одним из исследований, посвященных анализу эффекта введения налога на выбросы в ЕС на российскую экономику, является работа [Paltsev, 2014]. Автор приходит к выводу, что снижение спроса на природный газ, соответствующее планируемому ЕС сокращению выбросов на 80%, приведет к падению экспорта российского газа в ЕС на 75%. Согласно расчетам [Paltsev, Kalinina, 2014], введение растущего налога на выбросы на глобальном рынке в размере 160 долл. за тонну к 2050 г. приведет к сокращению ВВП России на 10–20%. Похожие расчеты [Orlov, Aaheim, 2017] указывают на потери благосостояния россиян в размере 1,8% вследствие глобальной борьбы с выбросами.

В [Makarov, Chen, Paltsev, 2020] также сделан вывод, что следование Парижскому соглашению приведет к значительному сокращению российского экспорта ископаемого топлива, а также товаров энергоемкого производства. В этом сценарии решающую роль в развитии российской экономики будет играть диверсификация производства и инвестиции в зеленую энергию.

Стоит отметить, что при анализе возможных последствий введения налога на энергетическом рынке важную роль играет ценообразование. Поэтому мы уделяем внимание специфике глобального нефтяного рынка в виде наличия стратегического взаимодействия продавцов. Далее мы рассмотрим работы, посвященные проблеме моделирования олигополистического взаимодействия на рынке нефти.

Мировой рынок нефти за время своего существования прошел ряд периодов, в течение которых менялись используемые механизмы ценообразования. На современном этапе волатильность и неустойчивость мировых цен на нефть оказывают влияние на экономики нефтедобывающих стран. Поэтому теоретический и эмпирический анализ механизмов ценообразования на мировом рынке нефти является актуальной задачей для России как одной из главных стран – экспортеров этого ресурса, экономическое положение которой сильно зависит от динамики нефтяных цен.

В литературе, посвященной рассматриваемому вопросу, зарубежные исследователи пытаются понять, какой тип ценообразования имеет место на мировом нефтяном рынке, уделяя особое внимание политике ОПЕК. Экономисты рассматривают эту организацию с разных сторон, используя различные методы для получения результатов: динамические модели, задачи оптимизации с дискретным и непрерывным временем, численные методы и дифференциальные уравнения, а также экономическую теорию (теоретико-игровые подходы Нэша, модели Курно, Штакельберга, ценового лидера, совершенной конкуренции и чистой монополии).

В статье [Alhajji, Huettner, 2000] проверяется гипотеза доминирующего производителя для ОПЕК, стран ядра ОПЕК и Саудовской Аравии, когда производители нефти, не входящие в ОПЕК, рассматриваются как «конкурентное окружение». Они доказывают, что ни ОПЕК, ни ядро ОПЕК не могут рассматриваться в качестве доминирующих производителей. В работе [Böckem, 2004] подтверждается гипотеза о том, что ОПЕК является ценовым лидером, в то время как все страны, не входящие в ОПЕК, должны рассматриваться как ценополучатели. Отмечается, что не стоит воспринимать эту модель как истинную схему механизмов, управляющих рынком нефти: несмотря на то что модель ценового лидерства достаточно хорошо описывает экономические показатели, при учете внутренних процессов принятия решений и реализации стратегий в рамках картеля независимых государств результаты могут оказаться другими. Оценка модели регрессии с системой одновременных уравнений позволила [Almoguera, Douglas, Herrera, 2011] рассмотреть два вопроса: какая рыночная структура лучше характеризует мировой нефтяной рынок в период 1974–2004 гг. и имели ли место в течение этого периода переходы от сговора к некооперативному поведению. Результаты показывают, что в рассматриваемый период поведение ОПЕК лучше всего описывается моделью конкуренции по Курно. Сталкиваясь с конкурентными производителями, не входящими в ОПЕК, и несмотря на периоды сговора, организация не смогла последовательно удерживать цены выше уровня количественной конкуренции. Нулевая гипотеза о том, что переключение политики ОПЕК от сговора к некооперативному поведению отсутствует, отвергается в пользу альтернативы, согласно которой в период 1974–2004 гг. наблюдалось как кооперативное, так и некооперативное поведение. В работе [Young, 1994] представлена структура, в рамках которой совмещены два ключевых аспекта поведения цен: наличие монопольной власти ОПЕК в ценообразовании и важность взаимодействия и инвестиционного поведения его участников. Обнаружено, что хотя ОПЕК не соответствует стандартной теории монополии, в динамике цен явно прослеживается определенная степень монополизма.

Еще одно исследование [Griffin, Xiong, 1997] развивает тему о выгоде различных стратегий, с которыми сталкиваются члены ОПЕК. В статье описана процедура расчета ценовых траекторий и прибыли в случаях конкуренции Курно и максимизации совместной прибыли участников. Обнаружено, что мировые цены на нефть находятся выше цены Курно, но ниже цен в случае максимизации общей прибыли. Это свидетельствует о том, что картель по крайней мере частично добился успеха в достижении более высоких прибылей. Во-вторых, в отличие от несырьевых отраслей с быстро ра-

стущей добычей, наличие краткосрочных ограничений мощности и ресурсной базы в нефтяной промышленности существенно ослабляет стимул участников к мошенничеству. Также показано, что присущая организации необъективная система рыночных квот в пользу мелких производителей ослабляет, но не устраняет их стимул уклониться от сговора.

Особый интерес для анализа рынка нефти представляют численные методы и итеративные алгоритмы, используемые в работах [Yang, 2008; 2013]. В статье [Yang, 2008] исследуется влияние разведки новых месторождений ANWR (Арктический национальный заповедник дикой природы) на стратегическое поведение стран – членов ОПЕК, для чего строится динамическая модель олигополистической конкуренции по Курно. Численное моделирование игры (применение итерационного алгоритма для получения оптимальных траекторий цены и добычи в случае олигополии и в случае сговора ОПЕК) дало следующий результат: несмотря на то, что разведка ANWR может увеличить внутреннюю добычу США, ее масштабы не могут изменить зависимость страны от иностранной нефти, а стратегические решения ОПЕК оказывают гораздо более сильное влияние на рынок нефти США, чем разведка ANWR. В другой более поздней статье [Yang, 2013] исследованы профили добычи нефти в сценарии равновесия по Штакельбергу. После калибровки по реальным данным мирового нефтяного рынка задачи в случае Штакельберга и Курно – Нэша решаются численно для изучения некоторых свойств равновесия по Штакельбергу на рынке исчерпаемых ресурсов. В откалиброванной модели сектора исчерпаемых ресурсов, имитирующей международный рынок нефти, установлена олигополистическая структура рынка, где ОПЕК является лидером по объемам добычи по Штакельбергу, а другие крупные производители являются последователями, которые стратегически взаимодействуют между собой. Результаты применения подхода численного моделирования следующие: по сравнению с равновесием Курно – Нэша лидер Штакельберга сохраняет умеренное преимущество перед последователями. Однако преимущество уменьшается по мере увеличения размеров последователей. Лидер незначительно задерживает свой профиль добычи, а последователи незначительно ускоряют свои профили добычи, пока они функционируют на рынке. В целом различия между равновесиями Курно – Нэша и Штакельберга невелики.

Также есть работы, указывающие на ослабление роли ОПЕК и ее способности оказывать существенное влияние на мировые нефтяные цены, например [Fattouh, 2007], в которой отмечается, что цена ОПЕК не является постоянной и варьируется в зависимости от условий на рынке нефти. В то же время так называемая сланцевая революция в США, увеличение добычи сырой нефти в США, вызванное технологическими достижениями в области гидравлического разрыва пласта и горизонтального бурения, принесла долгосрочные изменения на мировой рынок нефти. Поэтому влияние на мировые нефтяные цены разработки альтернативных источников энергии активно обсуждается в иностранной литературе, например, в работах [Bjørnland, Nordvik, Rohrer, 2019; Balke, Jin, Yücel, 2020; Benchekroun, van der Meijden, Withagen, 2020; Bornstein, Krusell, Rebelo, 2017]. В работе [Balke, Jin, Yücel, 2020] авторы строят и оценивают динамическую структурную модель мирового рынка нефти, чтобы количественно оценить влияние сланцевой революции, которая моделируется как резкое снижение затрат на добычу сланца, и исследуют, как рост добычи сланца влияет на уровень и волатильность цен на нефть и на добычу обычной нефти. Они обнаружили, что цены на нефть в 2018 г. были бы примерно на 36% выше, если бы не произошла сланцевая революция, и что сланцевая революция подразумевает снижение текущей волатильности цен на нефть примерно на 25% и снижение долгосрочной волатильно-

сти более чем на 50%. Авторы отмечают также, что несмотря на резкое увеличение доли рынка сланцевой нефти, рыночная доля ОПЕК в основном не изменилась в этот период. Это означает, что доля сланца в мировой добыче нефти увеличивается в основном за счет других производителей обычной нефти.

В статье [Benchekroun, van der Meijden, Withagen, 2020] сделан вывод, что рыночная власть ОПЕК приводит к неэффективной последовательности разработки месторождений нефти с различным уровнем издержек добычи. На рынке совершенной конкуренции месторождения должны разрабатываться последовательно от месторождения с самыми низкими издержками добычи к месторождению с самыми высокими издержками добычи. Согласно исследованию авторов, наличие рыночной власти ОПЕК обуславливает одновременную добычу более «чистой» традиционной нефти с низкими издержками добычи и более «грязной» сланцевой нефти с высокими издержками добычи. Из-за этой неэффективности авторы отмечают пагубное воздействие на общее благосостояние сланцевой революции США. Разложив последствия несовершенной конкуренции для благосостояния и климата на «эффект сохранения» и «эффект последовательности», авторы показали, что первый из них действительно замедляет изменение климата за счет повышения начальной цены на нефть. С другой стороны, несовершенная конкуренция вызывает чрезмерно высокое предложение «грязной» нетрадиционной нефти, что усугубляет климатические изменения. В их модели несовершенной конкуренции недавняя сланцевая революция не только увеличивает ущерб климату, но снижает благосостояние, поскольку сланцевая нефть вытесняет добываемую с меньшим ущербом для экологии нефть ОПЕК.

Однако, несмотря на отмеченное в работе [Benchekroun, van der Meijden, Withagen, 2020] пагубное воздействие на экологию сланцевой нефти и нефти, производимой не-ОПЕК экспортерами, исследователи [Bornstein, Krusell, Rebelo, 2017] пришли к выводу, что одним из последствий сланцевой революции стало снижение волатильности цен на нефть. Авторы используют набор данных, охватывающий все нефтяные месторождения мира, для оценки стохастической равновесной модели нефтяной промышленности с двумя альтернативными рыночными структурами. В первой все производители – совершенные конкуренты. Во втором случае ОПЕК выступает как картель, а производители, не входящие в ОПЕК, являются конкурентной периферией. При спецификации модели было подтверждено, что спрос на нефть относительно неэластичен по цене, предложение является эластичным в долгосрочной перспективе, поскольку фирмы могут инвестировать в открытие новых нефтяных месторождений, но неэластично в краткосрочной перспективе.

Таким образом, проблема ценообразования на мировых рынках исчерпаемых ресурсов изучается уже давно и хорошо исследована в зарубежных источниках. Однако, несмотря на то, что многие экономические исследования были проведены в отношении ключевого рынка нефти, общепринятого описания этого рынка не существует. В работах проверялись различные гипотезы о том, какова на самом деле структура глобального нефтяного рынка. Особое внимание уделялось внутренней структуре картелей и схеме сотрудничества между их участниками, а также внешним действиям картелей по отношению к конкурентным странам. Посредством использования различных методов и предположений исследователи выявляли оптимальные стратегии ценообразования и разделения добычи и производства между членами картеля.

Россия как государство, имеющее существенную долю производства и экспорта на рынке сырьевых ресурсов, не может не обращать внимания на политику ОПЕК. Тем не менее исследований, посвященных изучению взаимодействия ОПЕК и России, практически нет. Хотя многие экономисты в своих работах подтверждают, что ОПЕК

получает выгоды от картелизации, Россия не спешит присоединяться к картелю. Но формирование устойчивой цены на нефть однозначно является для них общей задачей. По всей видимости, интересы России и ОПЕК существенно различны, и это препятствует их кооперативному поведению.

Описание модели

В общем виде динамика на мировом рынке нефти задается следующими уравнениями:

$$Q_t = \alpha_1 (p_t + \tau(1+\gamma)^t)^{\beta_1} Q_{t-1}{}^{\rho_1} g_1^t, \quad (1)$$

$$Sdirty_t = \alpha_2 \, p_t{}^{\beta_2} \, g_2^t, \quad (2)$$

$$Sclean_t = \alpha_3 \, (p_t + \tau(1+\gamma)^t)^{\beta_2} \, g_3^t, \quad (3)$$

где Q_t – спрос на всю нефть в году t , млрд барр.;

p_t – мировая цена на нефть в году t, долл./барр., которую получает производитель нефти; цена потребления нефти дополнительно в себе содержит налог;

τ – ставка налога на выбросы в первый период времени, долл./барр.;

γ – темп прироста налога на выбросы;

Q_{t-1} – общий спрос на всю нефть в предыдущем году ($t-1$), млрд барр.;

$Sdirty_t$, $Sclean_t$ – предложение нефти конкурентным окружением в году t, млрд барр.;

g^t_1, g^t_2 и g^t_3 – параметры автономного роста спроса и предложения нефти в году t;

α_1, α_2, α_3, β_1, β_2, β_3, ρ_1, ρ_2 – коэффициенты модели.

В данной работе рассматривается конкуренция по Курно среди десяти игроков – экспортеров нефти. Это ОПЕК (Алжир, Ангола, Венесуэла, Габон, Иран, Ирак, Конго, Кувейт, Ливия, ОАЭ, Нигерия, Саудовская Аравия, Экваториальная Гвинея – все 13 стран приняты за одного игрока) и еще девять самых крупных производителей нефти (по данным агентства EIA: Россия, США, Китай, Канада, Бразилия, Мексика, Казахстан, Норвегия и Катар. Под конкурентным окружением понимаются все экспортеры нефти остального мира за исключением десяти указанных выше игроков и включая сланцевую нефть, производимую США, предложение которых описывается уравнением (2), а также биотопливо, производство которого описано уравнением (3). Предполагается, что биотопливо не подвержено налогообложению углеродным налогом, поэтому цена биотоплива для производителя будет равна цене для потребителя: $p_t + \tau(1+\gamma)^t$.

Цель каждого производителя нефти – максимизировать сумму дисконтированных прибылей. Поэтому задача каждого из экспортеров может быть записана следующим образом (формула (4) при ограничении (5)):

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+\delta_i)^t} \left(p_t q_{it} - c_i(r_{it}, q_{it})\right) \to max\{q_{it}, r_{it}\} \quad i = 1, \dots N, \quad (4)$$

$$r_{it} = r_{i,t-1} - q_{it}, \quad r_{it} \geq 0 \quad q_{it} \geq 0, \quad (5)$$

где q_{it} – добыча нефти производителем i в году t , млрд барр.;

p_t – цена на нефть в году t, долл./барр.;

r_{it} – резервы производителя i в году t , млрд барр.;
$c_i(r_{it}, q_{it})$ – издержки добычи нефти производителя i в году t ;
δ_i – ставка дисконтирования потока прибылей производителя ;
N – количество стран – производителей нефти;
T – число периодов.

Отметим, что в своих работах, посвященных анализу взаимодействия игроков на рынке нефти, авторы используют различные функции издержек (например, зависящие от добычи и запасов нефти [Pindyck, 1978] или квадратично зависящие от добычи [Yang, 2008; 2013]). Принципиально здесь то, что функция издержек должна обеспечивать рост предельных издержек с увеличением выпуска. Мы применяем схожую с предложенной в статье [Pindyck, 1978] спецификацию:

$$c_i(r_{it}, q_{it}) = \frac{m_i}{r_{it}} q_{it}, \tag{6}$$

где параметр m_i представляет собой произведение начальных резервов i-го экспортера на его начальные средние издержки производства.

Для численного решения задачи применяется итеративный алгоритм, позволяющий определить оптимальную стратегию выбора объемов производства в олигополии Курно. Решение динамической задачи поиска максимума нелинейной функции с ограничениями дает оптимальные траектории для объемов выпуска, резервов и равновесных цен. Задача состоит в поиске максимума функции (4) при ограничениях (5) с учетом того, что мировое предложение нефти задается уравнением (7):

$$Q_t = q_t^o + S_t = q_{it} + \sum_{j \neq i} \overline{q_{jt}} + Sdirty_t + Sclean_t, \tag{7}$$

где $\sum_{j \neq i} \overline{q_{jt}}$ – экзогенно заданный объем добычи всех остальных производителей, кроме i.

Суть алгоритма заключается в следующем:

1) выписывается функция максимизации дисконтированной прибыли отдельного экспортера i;

2) дополнительно вводится экзогенный параметр объемов добычи остальных экспортеров, которые максимизирующий прибыль экспортер считает заданными;

3) с учетом ограничений (5), (7) и уравнений динамики мирового рынка нефти (1)–(3) находится максимум функции (4) и оптимальные траектории цены, добычи и резервов для экспортера i ;

4) процедура повторяется аналогично для каждого экспортера $i = 1, \ldots N$;

5) на каждом шаге уточняется экзогенный параметр на основе рассчитанных оптимальных выпусков экспортеров;

6) процедура повторяется до сходимости.

Калибровка параметров модели

Для реализации целей данного исследования необходимо определить параметры модели, описывающей динамику мирового рынка нефти, то есть определить параметры функции спроса на нефть, предложения сланцевой нефти и биотоплива, а также па-

раметры функций издержек всех стран-экспортеров. Существует обширный пласт исследований, в которых были предприняты попытки установить зависимость общего спроса и предложения на нефть от различных факторов. В таких работах рассчитывались эластичности спроса (для отдельных регионов и для всего мира в целом) по цене и доходу. Оценки эластичностей варьируются в достаточно широких диапазонах, в зависимости от используемых исследователями данных и методов.

В исследовании [Cooper, 2003] оценивается модель множественной регрессии для 23 стран (среди них нет участников ОПЕК). Полученные оценки подтверждают, что спрос на сырую нефть в мировом масштабе нечувствителен к изменениям цен. Средняя оценка краткосрочной эластичности по странам составляет –0,05, а долгосрочная равна –0,21. Как и ожидалось, все долгосрочные эластичности превышают соответствующие краткосрочные значения.

В дополнение к этому исследованию в работе [Narayan, Smyth, 2007] основной вывод из результатов по панельным данным для стран Ближнего Востока состоит в том, что спрос на нефть является немного эластичным по доходу и крайне неэластичным по цене в долгосрочном периоде. Это согласуется с наблюдением, что спрос на нефть на Ближнем Востоке в значительной степени обусловлен быстрым экономическим ростом, в то время как потребители в значительной степени нечувствительны к изменениям цен. Долгосрочная эластичность спроса на нефть по цене для всей панели данных составляет –0,015, по доходу – 1,014, а краткосрочная эластичность по цене незначимо отличается от нуля. В работе [Kilian, 2017] упоминается, что традиционная оценка долгосрочной эластичности спроса на нефть по цене равна –0,8.

В статье [Hamilton, 2009] представлен обзор исследований, на основе которых сделан вывод о том, что средняя оценка краткосрочной ценовой эластичности спроса равна –0,06. Однако в более поздних исследованиях представлены более высокие оценки: например, в работе [Kilian, Murphy, 2014] авторы получили на основе структурной векторной авторегрессии значение краткосрочной эластичности, равное –0,26. Исследователи отметили, что обычные оценки краткосрочной эластичности, представленные в работах типа [Cooper, 2003; Dahl, 1993], не заслуживают доверия, указав на то, что используемые ими методы приводят к смещению оценки эластичности. Они предложили более корректную модель, учитывая в своих расчетах также роль запасов на мировом рынке нефти. К тому же в этой работе используется глобальная модель мирового рынка нефти, а не регрессии по отдельным странам.

Использование в настоящем исследовании оценок, приведенных в вышеуказанных работах (–0,25 для краткосрочной и –0,8 для долгосрочной эластичности), обосновано, поскольку они совпадают с результатами многих эмпирических исследований, которые, как правило, дают низкие значения эластичности цен спроса на нефть как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Что касается долгосрочной эластичности спроса по доходу, то ее оценка принята равной 0,55, полученной в работах [Krichene, 2002; Gately, Huntington, 2002]. Оценка краткосрочной эластичности предложения нефти приведена в статье [Bjørnland, Nordvik, Rohrer, 2019]. По результатам оценки регрессии с использованием панельных данных авторы делают вывод о низкой положительной эластичности предложения нефти по цене, полученное значение которой равно 0,71. Данная эластичность будет использоваться для обоих секторов конкурентного окружения, $Sdirty_t$, и $Sclean_t$.

Предположим, что автономный спрос на нефть будет расти в будущем с темпом 1,5% в год, а автономное предложение конкурентного окружения состоит из остальных нефтедобывающих стран, темпы добычи которых падают с темпом 1% в год из-за ис-

тощения природных ресурсов, и биотоплива, предложение которого будет расти с темпом 4% в год в связи с технологическим прогрессом. Значения констант в функции общего спроса и функциях предложения производителей конкурентного окружения были откалиброваны на основе данных по нефтяным ценам и объемам производства нефти всех остальных производителей за исключением рассматриваемых в модели десяти экспортеров и производства биотоплива в базовом году. При этом τ и γ в базовом сценарии равны 0.

Издержки вида (6) калибруются в соответствии с данными по резервам рассматриваемых стран – экспортеров нефти и средним издержкам добычи нефти. Объемы резервов взяты с официального сайта агентства EIA, а данные по издержкам – из отчетов Wall Street Journal (в котором опубликованы результаты расчетов компании Rystad Energy (2016 г.)), а также из отчета саудовской нефтяной компании Saudi Aramco (2019 г.), которая опубликовала рассчитанные данные о полной себестоимости нефти в разных странах с учетом налогов. Данные, по которым Rystad Energy оценивают кривые издержек, включают информацию по 62 920 месторождениям за 1970–2014 гг., полученную из отчетов государственных агентств таких стран, как США и Норвегия, в том числе финансовых и экологических регуляторов, отчетов крупных частных компаний, а также интервью представителей крупнейших нефтяных и транспортных компаний. Такой трудоемкий синтетический подход объясняется тем, что нефтяная отрасль информационно достаточно закрыта как по коммерческим причинам, так и по политическим, в первую очередь в странах Ближнего Востока. Так, например, для закрытых стран, таких как Сирия, движение танкерного транспорта используется для аппроксимации макроданных по производству, а микроданные оцениваются с помощью инженерных моделей. Учитываются инженерные и географические факторы, такие как капитальные издержки на геологоразведочные работы, бурение, поддержание объекта, операционные издержки производства, транспортировки, продажи и администрирования, налоговые издержки и иные платежи государству и лицензирование. Эти данные используются в ряде академических работ, моделирующих мировой рынок нефти [Bornstein, Krusell, Rebelo, 2017; Asker, Collard-Wexler, de Loecker, 2019; Bartik et al., 2019]. Альтернативные оценки были сделаны Всемирным банком в 2011 г. [World Bank, 2011] путем агрегирования всех издержек нефтяной отрасли страны и деления суммы на объем добычи. Несмотря на пятилетний разрыв во времени оценивания, результаты Всемирного банка и Rystad Energy показывают корреляцию 0,84 для выборки из 340 наблюдений.

Использование более новых данных по издержкам для России позволяет учесть существенный рост себестоимости российской нефти, отмеченный также в данных Росстата, например, за 2018–2022 гг. издержки добычи в рублях выросли в 2,6 раза. Для расчета соотношения нефтяных цен различных сортов используются актуальные котировки Brent, корзины ОПЕК, мексиканской, канадской и китайской нефти, Urals, WTI, Lula, CPC и Qatar land.

Ставки дисконтирования потока прибылей для каждого игрока калибруются так, чтобы модель корректно воспроизводила добычу нефти экспортерами в базовом году. Действительно, текущие темпы добычи в некоторых странах очень высоки относительно резервов, что указывает на значительное дисконтирование прибыли. В реальности наблюдаются существенные различия между странами в темпах добычи относительно резервов. Так низкие темпы добычи относительно возможностей в странах Персидского залива объясняются высокой склонностью к сбережению в этих странах и подтверждаются в работе [Hnyilicza, Pindyck, 1976]. Высокие темпы добычи и, соответственно,

нормы дисконта в политически нестабильных странах объясняются, в числе прочего, рисками экспроприации [Mabro, 1987], а в случае государственной собственности на нефтедобычу – острой потребностью государства в деньгах в краткосрочном периоде [Hartley, Medlock, 2008]. Показатели, используемые для калибровки модели, представлены в табл. 1.

Таблица 1. Опубликованные значения добычи, издержек, соотношения цен и резервов ведущих экспортеров нефти и откалиброванные ставки дисконтирования

Страна	Добыча, млрд барр. в год, 2021 г.	Уровень резервов, млрд барр., 2021 г.	Цена, % от Brent	Издержки, долл. за барр.	Ставка дисконтирования
ОПЕК	11,5	1226,5	98	30	0,045
Россия	3,9	80,0	97	43	0,160
США	2,3	31,0	89	46	0,145
Китай	1.7	26,0	105	57	0,145
Канада	2,0	170,3	66	50	0,148
Бразилия	1,3	12,7	96	52	0,165
Мексика	0,7	5,8	87	47	0,150
Казахстан	0,7	30,0	95	48	0,042
Норвегия	0,7	8,1	100	44	0,080
Катар	0,7	25,2	98	19	0,017

Источник: Составлено авторами на основе данных: фактические добыча и резервы – EAI, издержки – Saudi Aramco и Rystad Energy, цены – котировки oilprice.com от 28.07.2022, дисконты – калибровка авторов.

Численный имитационный анализ

Базовый сценарий олигополии по Курно

Перед рассмотрением влияния налогообложения выбросов на добычу экспортеров и мировую цену на нефть проанализируем результаты базового сценария взаимодействия экспортеров по Курно. На рис. 1 представлены равновесные траектории для этого случая. По оси абсцисс указано количество периодов, начиная с нулевого, за который принят 2022 год. Из рис. 1 видно, что добыча нефти главными экспортерами сокращается с 26,8 млрд барр. до нуля за 95 лет. Так, например, для России добыча снижается с почти 3,8 млрд барр. до нуля за 70 лет.

Для удобства анализа следующих сценариев мы группируем потребление нефти, добываемой этими экспортерами, между развитыми, в основном западными странами – США, ЕС, Канада, Великобритания, Швейцария и Япония (западный рынок), – и остальным миром (восточный рынок). Мы предполагаем, что соотношение потребления на рассматриваемых двух рынках сохранится на текущем уровне, который, по данным EIA, составляет 40 и 60%. Вследствие сокращения предложения основными

экспортерами цена на нефть растет примерно до 2100 г., после чего эффект сжимающегося предложения сглаживается за счет альтернативных источников энергии ($Sclean_t$). Крупнейшим экспортером нефти на протяжении всего рассматриваемого периода остается ОПЕК, далее следуют Канада (CND), США (US), Китай (CHI), Катар (QAT), и Россия (RUS). Меньшими долями рынка располагают Казахстан (KAZ), Бразилия (BRA), Мексика (MEX) и Норвегия (NOR).

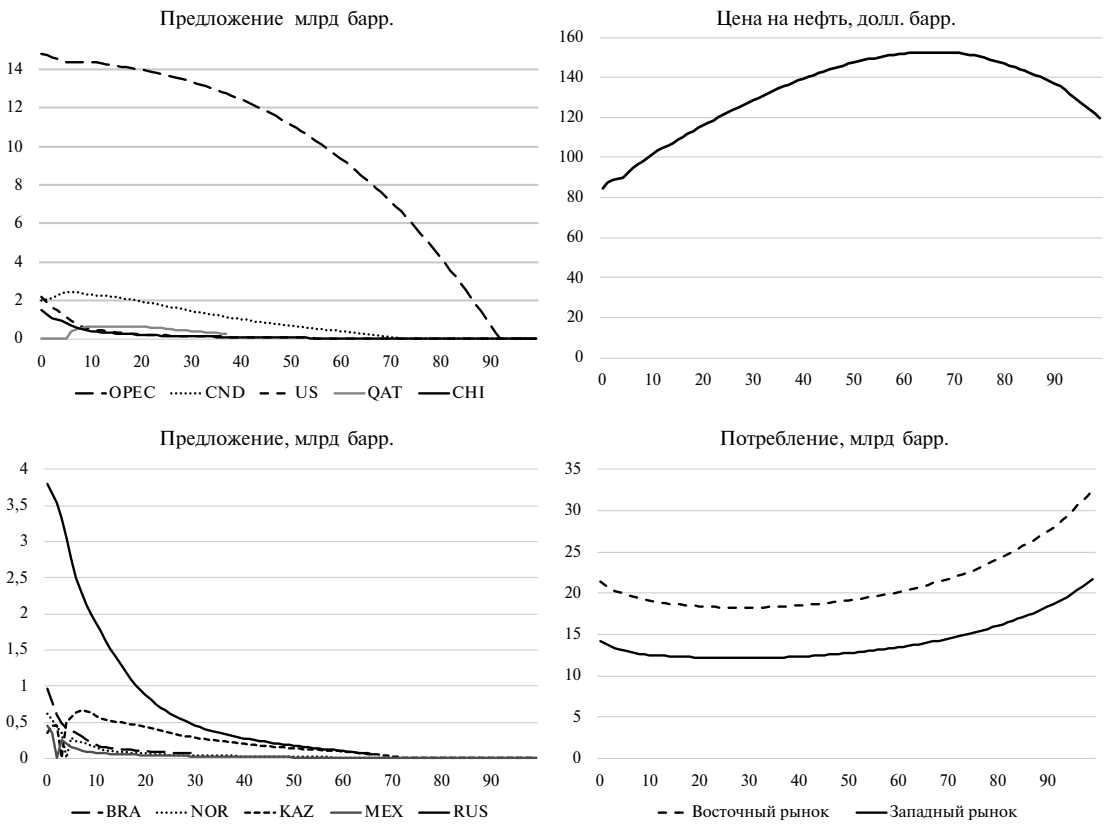

Рис. 1. Равновесные траектории цен и предложения на западном и восточном рынках в базовом сценарии

Источник: Расчеты авторов на основе данных EAI, Rystad, Saudi Aramco.

Сценарий введения налога на выбросы на мировом рынке

Теперь предположим, что все потребители нефти вводят налог на выбросы CO2 в атмосферу. В качестве основного варианта рассмотрим налог 50 долл. за тонну выбросов. Так как на 1 млн британских тепловых единиц (Btu) приходится 72,6 кг выбросов, а один баррель нефти дает 5,7 млн Btu, потребление одного барреля нефти высвобождает в среднем 0,414 тонн CO2 в атмосферу. Соответственно, в модели 50-долларовый налог на выбросы эквивалентен налогу в 20,1 долл./барр. Также предположим, что налог растет с темпом 1,5% в год на протяжении всего рассматриваемого периода.

Как можно видеть на рис. 2, это приводит к сокращению объемов добычи основными экспортерами. Поскольку ставка налога постепенно увеличивается, оптимальные траектории добычи более резко подходят к нулевому уровню. Рост цены ограничивается не на 152,6 долл./барр., как в базовом сценарии, а на уровне 123,0 долл./барр. Добыча России резко сокращается с 3,2 млрд барр. до нуля за 60 лет.

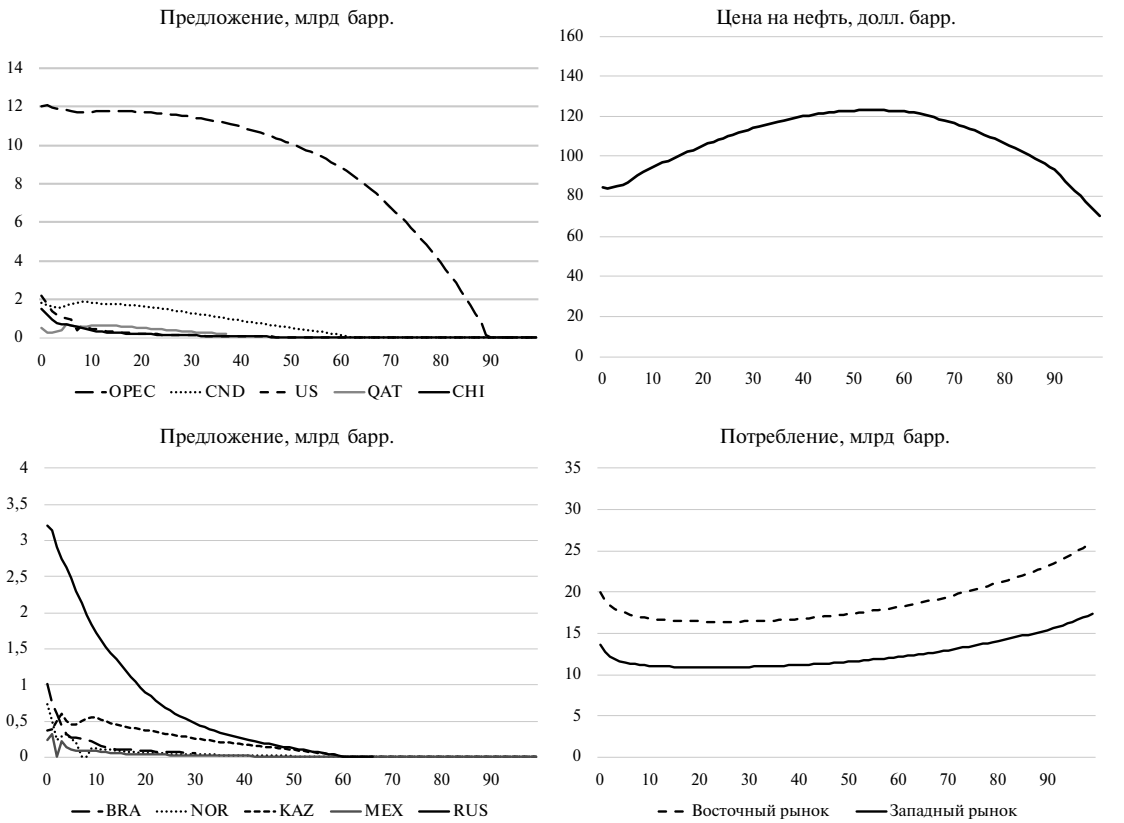

Рис. 2. Равновесные траектории цен и предложения на западном и восточном рынках в сценарии введения налога на выбросы на обоих рынках

Источник: Расчеты авторов на основе данных EAI, Rystad, Saudi Aramco.

Сценарий введения налога на выбросы на западном рынке

Поскольку развитые страны более активны в отношении налогообложения выбросов, рассмотрим сценарий, при котором налог вводится только в части регионов: в США, ЕС, Канаде, Великобритании, Швейцарии и Японии. Также будем считать, что доступ России на данные рынки ограничен. В свете последних событий такой исход представляется возможным в виде непосредственно нефтяного эмбарго. Таким образом, по причине межстрановых различий в экологической и в торговой политике в отношении России, мы различаем в модели два отдельных рынка (западный и восточный) и предполагаем, что российская нефть продается только на восточном рынке.

В этом сценарии при введении аналогичного налога только на западном рынке будет наблюдаться значительное сокращение объема западного рынка. В базовом году он составит 13,1 мдрд барр. вместо 14,2 мдрд барр. Высвободившаяся нефть будет продаваться на восточном рынке, вследствие чего его объемы в базовом году вырастут по сравнению с базовым сценарием. Поставки нефти из России составят почти 3,7 мдрд барр. в базовом году и продлятся 72 года.

Из-за разницы в налогообложении цены на двух рынках будут заметно различаться. Цена на западном рынке заметно снизится по сравнению с базовым сценарием, ее пик составит 134,2 долл./барр. вместо 152,6 долл./барр. в базовом сценарии. Цена на восточном рынке из-за эффекта перелива также снизится, но в меньше степени – до 144,8 долл./барр в пике. Однако данные уровни цен оказываются выше, чем в случае введения налога на всем мировом рынке нефти.

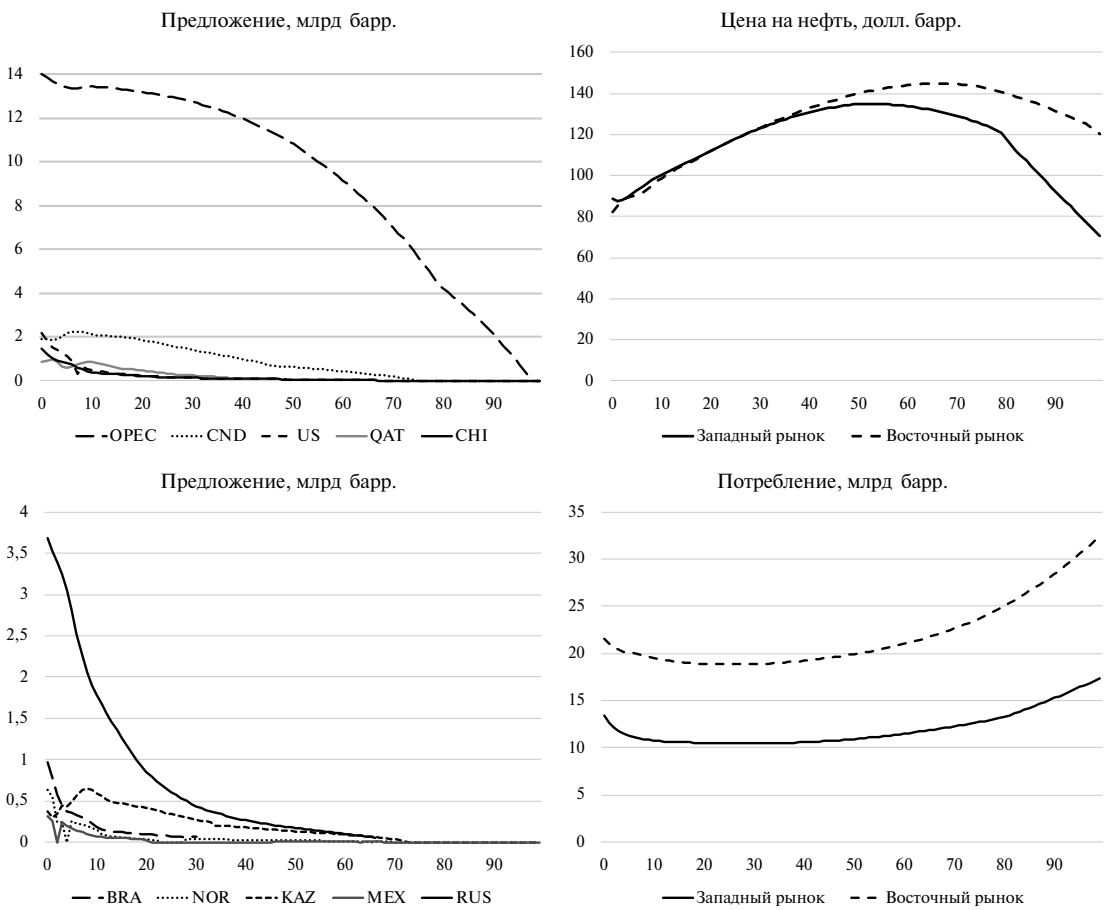

Рис. 3. Равновесные траектории цен и предложения на западном и восточном рынках в сценарии введения налога на выбросы на западном рынке

Источник: Расчеты авторов на основе данных EAI, Rystad, Saudi Aramco.

В табл. 2 и 3 представлены другие варианты налога на выбросы, вводимого на мировом рынке в целом и только на западном рынке соответственно. Цены, мировое по-

требление нефти, объемы добычи и выручка каждого экспортера приведены в процентах от базового сценария. Объемы и выручка рассчитаны в виде суммы за указанные периоды, а цены – в виде средних значений на данных временных отрезках. В каждой таблице приведено шесть сценариев, предполагающих введение налога на эмиссию в размере 25, 50 или 75 долл. на тонну выбросов CO2 и ростом ставки 1,5% в год или ее сохранением на постоянном уровне.

Как можно видеть, выявляется монотонная отрицательная зависимость цены на нефть от ставки налога и коэффициента ее роста. Введение увеличивающегося во времени налога стимулирует еще большее ускорение добычи нефти основными экспортерами. Пропорционально ценам и добыче изменяется выручка. Так, например, введение неизменной ставки налога на уровне 50 долл. на тонну России будет стоить от 1,6 до 14,3% выручки на выделенных периодах, а в условиях 1,5% роста налога потери составят от 21,8 до 23,9%. В случае изоляции России от рынков развитых стран и введения ими налога на выбросы потери выручки будут меньше: от 2,8 до 4,0% в случае постоянного налога и от 3,3 до 6,0% для растущего налога. Это следствие эффекта переливов (spillover effect): введение налога на одном рынке вытеснит производителей на другой рынок, где они будут конкурировать с Россией.

Для постоянного налога в размере 25 долл. за тонну выбросов сокращение российской нефтяной выручки составит около 8,7% в ближайшие периоды с дальнейшим снижением. Однако для растущего с темпом 1,5% налога потери России меняются с 9,7 до 3,0%. Если налог вводится только на рынках, от которых Россия изолирована, то потери составляют около 2% на всем горизонте как при растущей, так и при постоянной ставке налога.

Для ставки налога 75 долл. за тонну выбросов недополученная Россией выручка в начальные периоды составляет 20,9% для постоянной ставки и 23,3% – для растущей, и со временем достигнет 3,3 или 10,5% соответственно. В случае введения налога только на западном рынке с учетом нефтяного эмбарго для России значения будут меняться от 3,6 до 6,1% для постоянной ставки налога или от 6,2 до 7,6% – для возрастающей.

Таким образом, при выбранных значениях налога двукратное ускорение ставки приводит к соразмерному сокращению выручки для России, что является одним из наиболее крупных процентных падений среди десяти выделенных экспортеров. Для ОПЕК, например, сокращение оказывается менее значительным.

Заключение

В настоящем исследовании построена модель олигополистической конкуренции по Курно на мировом рынке нефти для крупнейших нефтедобывающих стран – ОПЕК, России, Канады, США, Китая, Катара, Казахстана, Бразилии, Мексики и Норвегии – с параметрами спроса, откалиброванными по данным актуальных исследований, и с учетом данных по издержкам добычи каждого из этих производителей. Мировой рынок нефти достаточно сложный объект для моделирования. На нем взаимодействуют разные типы участников: совершенноконкурентные агенты, крупные олигополисты и национальные монополисты, государственные компании и государственные регуляторы, которые могут управляться менеджерами, преследующими собственные политические цели. Помимо сложной структуры рынка исследователь также неизбежно сталкивается с проблемой ограниченности и закрытости данных по отрасли. Тем не менее предложенная в работе модель нефтяного рынка, на наш взгляд, учитывает

основные факторы и дает достаточно точные количественные оценки. Проведенные расчеты могут внести вклад в дискуссию по данной актуальной теме. В частности, в модели рассматривается возможность ограничения доступа российской нефти на рынки ряда развитых стран.

В данной модели были проанализированы 12 сценариев возможных вариантов налогообложения выбросов CO2 в результате потребления нефти и их влияние на спрос на нефть. Предполагалось, что начальная ставка налога составит 25, 50 или 75 долл. на тонну выбросов с возможным ростом 1,5% в год. Разделяются случаи введения налога во всем мире и только в его части: в США, ЕС, Канаде, Великобритании, Швейцарии и Японии. Также учитывается ограничение доступа на эти рынки для России.

Главные результаты данного исследования можно сформулировать следующим образом. Выявлена монотонная отрицательная зависимость между ставкой налога на выбросы, а также темпом его роста и ценами на нефть как в случае введения налога во всем мире, так и в случае введения налога некоторыми странами. Например, для России недополученная нефтяная выручка вследствие введения неизменной ставки налога 50 долл. за тонну выбросов составит от 1,6 до 14,3% на выделенных периодах, а в случае роста ставки налога на 1,5% в год потери составят значительно больше: от 21,8 до 23,9%.

При этом такая зависимость прослеживается и на рынке, где отсутствует налогообложение выбросов CO2. В случае введения такого налога развивающимися странами, не покупающими российскую нефть, Россия также столкнется с потерями выручки. Они составят от 2,8 до 4,0% и от 3,3 до 6,0% для постоянного и растущего налогов соответственно. Таким образом, на мировом рынке нефти выявляются сильные эффекты перелива между локальными рынками в случае введения налога в части стран, которые передаются через нефтяные цены. Так, при введении налога 50 долл. на тонну выбросов с годовым ростом 1,5% во всем мире пиковая цена на нефть оказывается ниже на 29,6 долл./барр. При введении такого налога только в развитых странах падение цены на нефть в пике по сравнению с базовым сценарием без налогообложения составляет 18,4 долл./барр. на рынке, где ввели налог, и 7,8 долл./барр. на рынке, где не вводили налог.

Также в настоящем исследовании показано, что в краткосрочном периоде при растущем налоге добыча оказывается выше, чем при неизменной налоговой ставке, поскольку игроки, ожидая более высоких налогов и, соответственно, снижающейся рентабельности в будущем, увеличивают добычу в текущие периоды – мировое потребление нефти в более поздних периодах (2030–2040 гг.) падает сильнее всего. При этом именно на 2030–2040-е годы приходится снижение добычи топлива в базовом сценарии. Таким образом, при растущем налоге на выбросы профиль добычи нефти становится более неравномерным.

Согласно результатам расчетов модели, из-за введения налога на выбросы Россия испытывает одно из наиболее значительных сокращений нефтяной выручки по сравнению с остальными нефтедобывающими странами, что указывает на относительно высокие риски сокращения спроса на нефть для России.

Таблица 2. Цена на нефть, добыча и выручка основных экспортеров нефти при введении налога на выбросы во всем мире (в процентном отклонении от базового сценария)

Сценарии	**Цена**	**Потребление**	**Объемы добычи**										**Выручка**									
25–0%			OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–2,3	–5,4	–10,3	–6,6	–2,5	–2,8	–10,8	–2,6	–16,0	12,5	1,0	90,2	–11,8	–8,7	–4,2	–5,1	–12,7	–5,2	–19,1	9,7	0,2	85,6
2031–2040	–3,0	–5,5	–8,5	–0,7	–3,9	–5,9	–8,9	–5,5	–22,3	–10,8	–10,6	–5,2	–11,3	–3,4	–6,8	–8,7	–11,6	–8,5	–24,2	–13,6	–13,5	–8,3
2041–2050	–3,9	–4,0	–6,3	3,5	–1,8	–2,4	–4,0	–3,5	–6,0	–6,4	–2,7	–11,2	–9,8	–0,5	–5,6	–6,2	–7,7	–7,2	–9,6	–10,0	–6,3	–14,7
25–1,5%			OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–2,9	–5,3	–9,8	–7,1	–3,0	–3,4	–12,7	–3,4	–16,9	13,9	0,6	113,1	–11,9	–9,7	–5,3	–6,3	–15,1	–6,5	–20,5	10,4	–0,9	105,9
2031–2040	–3,8	–6,2	–9,2	–2,0	–5,1	–7,2	–11,0	–6,6	–23,5	–10,2	–8,6	–0,8	–12,7	–5,4	–8,6	–10,7	–14,4	–10,3	–26,0	–13,8	–12,3	–5,0
2041–2050	–5,2	–5,5	–8,0	2,2	–3,8	–4,3	–6,6	–5,8	–8,3	–7,1	–4,3	–13,0	–12,7	–3,0	–8,7	–9,2	–11,4	–10,6	–12,9	–11,9	–9,0	–17,5
50–0%			OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–3,1	–10,3	–18,2	–11,9	–6,2	–7,9	–21,5	–7,8	–5,8	8,3	–1,9	143,0	–20,8	–14,3	–8,7	–10,6	–24,2	–10,7	–8,8	3,2	–5,3	126,1
2031–2040	–6,2	–10,3	–16,4	–3,2	–5,6	–6,5	–16,1	–4,6	–1,5	–11,4	–7,3	–7,9	–21,5	–9,1	–11,4	–12,3	–21,2	–10,5	–7,7	–16,7	–12,7	–13,6
2041–2050	–7,5	–7,8	–12,3	6,3	–2,9	–4,2	–9,0	–6,3	–7,6	–10,6	–4,3	–17,9	–18,8	–1,6	–10,1	–11,3	–15,8	–13,1	–14,3	–17,2	–11,2	–24,0
50–1,5%			OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–4,4	–10,6	–18,2	–13,5	–7,5	–9,4	–24,9	–9,0	–7,6	11,7	–0,9	194,9	–21,8	–17,0	–11,1	–13,1	–28,4	–12,5	–10,9	5,6	–5,1	170,7
2031–2040	–7,6	–11,6	–17,7	–4,8	–6,9	–8,6	–20,2	–7,2	–4,4	–11,1	–12,8	–4,6	–23,9	–11,8	–13,8	–15,5	–26,1	–14,1	–11,6	–17,7	–18,8	–11,9
2041–2050	–9,8	–10,5	–15,6	3,9	–6,5	–8,2	–14,4	–10,3	–12,1	–11,8	–6,4	–20,8	–23,8	–6,2	–15,6	–17,1	–22,7	–18,9	–20,5	–20,3	–15,3	–28,5
75–0%			OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–4,6	–14,4	–25,4	–17,4	–9,5	–11,8	–30,2	–10,5	–8,3	13,3	–2,1	202,6	–28,9	–20,9	–13,3	–15,6	–33,7	–14,5	–12,3	6,2	–6,8	176,3
2031–2040	–9,0	–14,8	–23,3	–5,2	–7,0	–9,2	–24,1	–9,0	–6,7	–18,0	–13,8	–12,5	–30,0	–13,5	–15,3	–17,3	–30,8	–16,9	–15,0	–25,1	–20,9	–20,3
2041–2050	–10,9	–11,5	–18,0	8,4	–4,9	–7,4	–14,5	–9,7	–12,1	–15,2	–7,3	–24,4	–26,9	–3,3	–15,1	–17,2	–23,6	–19,2	–21,3	–24,2	–16,9	–32,6

Сценарии	Цена	Потребление	Объемы добычи										Выручка									
75–1,5%			OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–5,9	–14,5	–24,8	–18,8	–11,0	–13,7	–34,2	–12,4	–10,3	17,9	–2,9	260,7	–29,2	–23,3	–15,7	–18,5	–38,4	–17,4	–15,3	9,0	–8,7	224,6
2031–2040	–10,9	–16,6	–25,3	–8,2	–9,4	–11,9	–29,4	–11,7	–9,2	–16,8	–14,8	–6,3	–33,3	–18,0	–19,1	–21,4	–36,9	–20,9	–18,9	–25,5	–23,4	–16,6
2041–2050	–13,9	–15,4	–22,8	3,7	–11,5	–14,3	–22,7	–17,8	–19,9	–17,3	–11,9	–28,6	–33,5	–10,5	–23,6	–26,0	–33,3	–28,9	–30,7	–28,6	–23,7	–38,4

Таблица 3. Цена на нефть, добыча и выручка основных экспортеров нефти при введении налога на выбросы на западном рынке (в процентном отклонении от базового сценария)[2]

Сценарии	Цены		Потребление	Объем добычи										Выручка									
25–0%	E	W		OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	0,1	–1,4	–1,9	–4,3	–1,0	–1,6	–1,6	–4,9	0,4	–3,7	10,0	4,2	49,8	–5,1	–2,4	–2,7	–3,3	–6,0	–1,2	–5,6	9,4	–4,2	0,8
2031–2040	–1,3	–1,1	–2,2	–3,0	–0,9	0,2	–1,0	–3,2	–6,1	–40,8	–7,8	–13,5	–4,3	–4,2	–1,9	–0,7	–2,0	–4,4	–7,6	–40,3	–9,0	159,7	–2,0
2041–2050	–1,6	–1,5	–1,5	–9,0	–0,4	–0,7	–0,8	–1,0	–1,0	–6,0	–2,5	2,5	–5,5	–3,8	–1,9	–2,2	–2,4	–2,5	–2,6	–7,5	–3,9	–	63,0
25–1,5%	E	W		OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–0,2	–1,6	–1,9	–4,0	–1,1	–1,8	–1,8	–5,5	0,3	–3,8	10,9	4,2	57,2	–5,1	–2,8	–3,1	–3,7	–6,9	–1,6	–5,9	10,0	–5,1	1,8
2031–2040	–1,6	–1,4	–2,4	–3,2	–1,3	–0,4	–1,7	–4,1	–6,8	–41,5	–7,9	–12,5	–2,2	–4,7	–2,5	–1,5	–2,9	–5,5	–8,4	–41,2	–9,4	171,8	–1,5
2041–2050	–2,1	–1,9	–2,1	–11,9	–0,9	–1,4	–1,5	–2,0	–1,9	–7,1	–2,9	1,6	–6,3	–4,9	–2,8	–3,4	–3,5	–3,9	–4,0	–8,9	–4,9	–	67,2
50–0%	E	W		OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–1,1	–1,6	–3,8	–6,9	–1,3	–2,3	–2,9	–8,9	–10,2	–6,4	–2,8	–5,0	11,9	–8,4	–2,8	–3,5	–4,1	–10,3	–11,4	–7,6	–4,5	–6,1	8,0
2031–2040	–2,4	–2,3	–3,8	–5,9	–2,5	–2,6	–3,2	–6,1	–9,6	–35,0	–2,8	–9,4	–3,0	–8,2	–4,8	–4,9	–5,6	–8,3	–12,0	–35,7	–5,2	–12,0	–5,2
2041–2050	–3,1	–2,8	–2,8	–16,8	–1,2	–0,3	–0,7	–2,6	–0,9	–14,6	–3,0	–5,3	–6,1	–7,2	–4,0	–3,3	–3,7	–5,5	–3,9	–17,0	–5,9	–7,9	–8,9

[2] W и E соответствуют ценам на западном и восточном рынках.

Сценарии	Цены		Потребление	Объем добычи										Выручка									
50–1,5%	E	W		OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–1,6	–1,9	–3,8	–6,6	–1,6	–2,6	–3,4	–10,2	–3,9	–0,8	0,5	–1,9	50,7	–8,4	–3,3	–4,0	–4,7	–11,9	–5,3	–1,9	–1,9	–5,2	0,7
2031–2040	–2,8	–3,0	–4,2	–6,3	–3,1	–3,4	–4,1	–7,4	–1,9	–10,0	–2,5	–8,1	2,6	–9,1	–6,0	–6,2	–7,0	–10,2	–5,0	–12,6	–5,5	210,3	–1,9
2041–2050	–4,0	–3,6	–3,8	–21,7	–1,9	–1,5	–1,8	–4,3	–2,6	–19,1	–4,0	–8,5	–7,7	–9,0	–5,4	–5,3	–5,6	–7,9	–6,5	–22,1	–7,7	–	69,9
75–0%	E	W		OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–2,0	–2,3	–5,3	–9,5	–1,6	–2,7	–3,3	–11,9	–4,3	–0,6	–1,3	–3,2	43,6	–11,6	–3,6	–4,4	–4,9	–13,9	–5,9	–1,7	–4,0	–6,3	1,7
2031–2040	–3,2	–3,3	–5,3	–7,9	–4,5	–6,7	–10,0	–10,7	–8,3	–45,9	–5,4	–19,2	2,9	–10,9	–7,5	–9,7	–13,2	–13,7	–12,1	–48,4	–8,9	218,8	–2,0
2041–2050	–4,6	–4,2	–4,0	–23,6	–1,8	2,7	4,7	–2,9	7,1	–12,0	–2,9	5,9	–10,1	–10,3	–6,1	–2,4	–0,8	–7,3	1,3	–17,0	–7,1	–	70,2
75–1,5%	E	W		OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT	OPEC	RUS	US	CHI	CND	BRA	MEX	KAZ	NOR	QAT
2023–2030	–1,4	–2,9	–5,0	–8,6	–3,5	–4,1	–4,7	–12,9	–4,0	–9,7	4,5	–2,4	77,8	–11,0	–6,2	–6,1	–6,7	–15,1	–5,8	–10,6	1,8	–7,4	2,6
2031–2040	–4,0	–3,9	–5,5	–8,2	–2,5	–2,9	–4,9	–10,5	–6,0	–37,1	–6,9	–12,5	–0,1	–11,9	–6,3	–6,7	–8,7	–14,1	–9,9	–39,8	–10,7	224,0	–2,7
2041–2050	–5,4	–4,8	–5,0	–28,2	–2,9	–2,8	–3,3	–5,9	–3,8	–53,8	–5,8	–12,4	–11,1	–11,8	–7,6	–7,7	–8,2	–10,6	–8,8	–55,2	–10,5	–	67,3

Список источников

Alhajji A.F., Huettner D. (2000) OPEC and World Crude Oil Markets From 1973 to 1994: Cartel, Oligopoly, or Competitive? // The Energy Journal. Vol. 21. No. 3. Режим доступа: http://dx.doi.org/10.2307/41322890 (дата обращения: 01.04.2022).

Almoguera P.A., Douglas C.C., Herrera A.M. (2011) Testing for the Cartel in OPEC: Non-Cooperative Collusion or Just Non-Cooperative? // Oxford Review of Economic Policy. Vol. 27. No 1. P. 144–68. Режим доступа: https://doi.org/10.1093/oxrep/grr007 (дата обращения: 01.04.2022).

Asker J., Collard-Wexler A., de Loecker J. (2019) (Mis)Allocation, Market Power, and Global Oil Extraction // American Economic Review. Vol. 109. No. 4. P. 1568–1615. Режим доступа: http://doi.org/10.1257/aer.20171438 (дата обращения: 01.04.2022).

Balke N.S., Jin X., Yücel M. (2020) The Shale Revolution and the Dynamics of the Oil Market. Working Paper 2021. Federal Reserve Bank of Dallas. Режим доступа: https://www.dallasfed.org/-/media/documents/research/papers/2020/wp2021.pdf (дата обращения: 01.04.2022).

Bartik A.W., Currie J., Greenstone M., Knittel C.R. (2019) The Local Economic and Welfare Consequences of Hydraulic Fracturing // American Economic Journal: Applied Economics. Vol. 11. No. 4. P. 105–155. Режим доступа: http://doi.org/10.1257/app.20170487 (дата обращения: 01.04.2022).

Benchekroun H., van der Meijden G., Withagen C. (2020) OPEC, Unconventional Oil and Climate Change: On the Importance of the Order of Extraction // Journal of Environmental Economics and Management. Vol. 104. Режим доступа: https://doi.org/10.1016/j.jeem.2020.102384 (дата обращения: 01.04.2022).

Bjørnland H.C., Nordvik F.M., Rohrer M. (2019) Supply Flexibility in the Shale Patch: Evidence From North Dakota // Journal of Applied Econometrics. Vol. 3. No. 2. P. 1–20. Режим доступа: http://dx.doi.org/10.1002/jae.2808 (дата обращения: 01.04.2022).

Böckem S. (2004) Cartel Formation and Oligopoly Structure: A New Assessment of the Crude Oil Market// Applied Economics. Vol. 36. No. 12. P. 1355–69. Режим доступа: https://doi.org/10.1080/00036840420001910 93B (дата обращения: 01.04.2022).

Bornstein G., Krusell P., Rebelo S. (2017) Lags, Costs, and Shocks: An Equilibrium Model of the Oil Industry. NBER Working Paper No. 23423. National Bureau of Economic Research. Режим доступа: https://www.nber.org/system/files/working_papers/w23423/revisions/w23423.rev1.pdf (дата обращения: 01.04.2022).

Cooper J.C.B. (2003) Price Elasticity of Demand for Crude Oil: Estimates for 23 Countries // OPEC Review. Vol. 27. No. 1. P. 1–8. Режим доступа: https://doi.org/10.1111/1468-0076.00121 (дата обращения: 01.04.2022).

Dahl C. (1993) A Survey of Oil Demand Elasticities for Developing Countries // OPEC Review. Vol. 17. No. 4. P. 399–420. Режим доступа: http://dx.doi.org/10.1111/j.1468-0076.1993.tb00484.x (дата обращения: 01.04.2022).

Fattouh B. (2007) OPEC Pricing Power: The Need for a New Perspective. WPM 31, Oxford Institute for Energy Studies. Режим доступа: https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM31-OPECPricingPowerTheNeedForANewPerspective-BassamFattouh-2007.pdf (дата обращения: 01.04.2022).

Gately D., Huntington H.G. (2002) The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand // The Energy Journal. Vol. 23. No. 1. P. 19–56. Режим доступа: http://dx.doi.org/10.2307/41322942 (дата обращения: 01.04.2022).

Griffin J.M., Xiong W. (1997) The Incentive to Cheat: An Empirical Analysis of OPEC // The Journal of Law and Economics. Vol. 40. No. 2. P. 289–316. Режим доступа: https://doi.org/10.1086/467374 (дата обращения: 01.04.2022).

Hamilton J.D. (2009) Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007–08. NBER Working Paper No. 15002. National Bureau of Economic Research. Режим доступа: https://www.nber.org/system/files/working_papers/w15002/w15002.pdf (дата обращения: 01.04.2022).

Hartley P.R., Medlock III K.B., Rosthal J.E. (2008) The relationship of natural gas to oil prices // The Energy Journal. Vol. 29. No. 3. Режим доступа: https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-No3-3 (дата обращения: 01.04.2022).

Hnyilicza E., Pindyck R.S. (1976) Pricing Policies for a Two-Part Exhaustible Resource Cartel: The Case of OPEC // European Economic Review. Vol. 8. No. 2. P. 139–154. Режим доступа: https://doi.org/10.1016/0014-2921(76)90009-X (дата обращения: 01.04.2022).

Kilian L. (2017) The Impact of the Fracking Boom on Arab Oil Producers // The Energy Journal. Vol. 38. No. 6. P. 137–160. Режим доступа: https://doi.org/10.5547/01956574.38.6.lkil (дата обращения: 01.04.2022).

Kilian L., Murphy D.P. (2014) The Role of Inventories and Speculative Trading in the Global Market for Crude Oil // Journal of Applied Econometrics. Vol. 29. No. 3. P. 454–78. Режим доступа: https://doi.org/10.1002/jae.2322 (дата обращения: 01.04.2022).

Krichene N. (2002) World Crude Oil and Natural Gas: A Demand and Supply Model // Energy Economics. Vol. 24. No. 6. P. 557–576.

Mabro R. (1986) OPEC and the World Oil Market: The Genesis of the 1986 Oil Price Crisis.

Makarov I., Chen H., Paltsev S. (2020) Impacts of Climate Change Policies Worldwide on the Russian Economy // Climate Policy. Vol. 20. No. 10. P. 1242–1256. Режим доступа: https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1781047 (дата обращения: 01.04.2022).

Narayan P.K., Smyth R. (2007) A Panel Cointegration Analysis of the Demand for Oil in the Middle East // Energy Policy. Vol. 35. No. 12. P. 6258–6265.

Nordhaus W.D. (2015) Climate Clubs: Overcoming Free-Riding in International Climate Policy // American Economic Review. Vol. 105. No. 4. P. 1339–1370. Режим доступа: http://doi.org/ 0.1257/aer.15000001.

Nordhaus W.D. (2017) Revisiting the social cost of carbon // Proceedings of the National Academy of Sciences. Vol. 114. No. 7. P. 1518–1523.

Orlov A., Aaheim A. (2017) Economy-Wide Effects of International and Russia's Climate Policies // Energy Economics. Vol. 68. P. 466–477. Режим доступа: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2017.09.019.

Paltsev S. (2014) Scenarios for Russia's Natural Gas Exports to 2050 // Energy Economics. Vol. 42. P. 262–270. Режим доступа: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.01.005.

Paltsev S., Kalinina E. (2014) GHG Emissions Projection: Russia in a Global System // Costs and Benefits of Low-Carbon Economy and Society Transformation in Russia / I. Bashmakov (ed.). Moscow: Center for Energy Efficiency. P. 153–169. Режим доступа: http://www.cenef.ru/file/CB-LCE-2014-eng.pdf (дата обращения: 18.08.2022).

Pindyck R.S. (1978) The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources // Journal of Political Economy. Vol. 86. No 5. P. 841–861. Режим доступа: https://www.jstor.org/stable/1828412 (дата обращения: 18.08.2022).

World Bank (2011) The Changing Wealth of Nations: Measuring Sustainable Development in the New Millennium. Режим доступа: http://hdl.handle.net/10986/2252 (дата обращения: 18.08.2022).

Yang Z. (2008) How Does ANWR Exploration Affect OPEC Behavior? A Simulation Study of an Open-Loop Cournot-Nash Game // Energy Economics. Vol. 30. No. 2. P. 321–332. Режим доступа: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.12.002 (дата обращения: 18.08.2022).

Yang Z. (2013) Is the Leading Role Desirable? A Simulation Analysis of the Stackelberg Behavior in World Petroleum Market // Computational Economics. Vol. 42. No. 1. P. 133–150. Режим доступа: https://doi.org/10.1007/s10614-012-9335-x (дата обращения: 18.08.2022).

Young D.P.T. (1994) The Nature of OPEC and Oil Price Changes // Energy Economics. Vol. 16. No. 2. P. 107–114. Режим доступа: https://doi.org/10.1016/0140-9883(94)90004-3 (дата обращения: 18.08.2022).

International Organisations Research Journal, 2022, vol. 17, no 3, pp. 131–154
Original article
doi:10.17323/1996-7845-2022-03-05

Estimating the Effect of Taxing CO2 Emissions on Russian Oil Industry[1]

S. Burmina, K. Nesterova, A. Polbin

Svetlana Burmina – Master's Student of the Institute of Economics, Mathematics and Information Technologies, RANEPA; 82 Prospekt Vernadskogo, Moscow, 119571, Russia; burmina-sd@ranepa.ru

Kristina Nesterova – Senior Researcher, Center for Mathematical Modeling of Economic Processes, IPEI RANEPA; 82 Prospekt Vernadskogo, Moscow, 119571, Russia; nesterovakv@ranepa.ru

Andrey Polbin – PhD (Candidate of Science) in Economics, Director of the Center for Mathematical Modeling of Economic Processes, IPEI RANEPA; 82 Prospekt Vernadskogo, Moscow, 119571, Russia; apolbin@ranepa.ru

Abstract

The impact of hypothetical restrictions on fossil fuel consumption, implemented through the introduction of a tax on CO2 emissions in the global economy and certain regions, on oil production by Russia, OPEC, and eight other major oil producers is assessed in this article.

The first part of this study reviews the current literature on taxation of emissions in the global economy. Approaches to modelling such a policy and the problem of choosing the trajectory of the tax rate are analyzed, as are the main conclusions, consequences, and recommendations for the economic policy of oil exporting countries. Approaches to modelling pricing in the oil market are considered separately. The analysis shows that the premise of oligopolistic strategic interaction of oil exporters plays an important role in modelling the oil market.

Subsequently, a model of strategic interaction between countries in the oil market is built according to the Cournot model. This model is calibrated using data on the parameter of demand as well as supply, including the production costs of individual exporting countries according to Rystad. Twelve scenarios for taxation of the industry through the introduction of a tax on CO2 emissions in the amount of $25, $50 and $75 dollars per ton of emissions are built. It is assumed that this tax is converted into a tax on the purchase of oil in proportion to the amount of emissions that are emitted when using each barrel of oil. For each initial value of the tax rate of the tax on emissions, cases are considered when the rate remains unchanged or increases at a constant rate of 1.5% per year. Further, the same options for taxation when applied only by developed countries are also considered.

The analysis in this article shows that a gradual increase in the tax rate leads to accelerated oil production. It also reveals the significant role of the spillover effect between markets in the case of the introduction of a tax only in some countries. Thus, with the introduction of a tax of $50 per ton of emissions with an annual growth of 1.5% worldwide, the peak oil price is lower by $29.6 per barrel. With the introduction of such a tax only in developed countries, the fall in oil prices at its peak compared to the baseline scenario without taxation is $18.4 per barrel in the market where a tax was introduced, and $7.8 per barrel in a market that did not impose a tax. It is also indicated that, due to the introduction of the tax, Russia has one of the largest losses in revenue among all oil exporters.

Keywords: oil, emissions tax, OPEC, oligopoly, cartel, pricing

Acknowledgments: the study was supported by a grant from the Russian Science Foundation No. 21-18-00126, https://rscf.ru/en/project/21-18-00126

For citation: Burmina S., Polbin A., Nesterova K. (2022) Estimating the Effect of Taxing CO2 Emissions on Russian Oil Industry. *International Organisations Research Journal*, vol. 17, no 3, pp. 131–154 (in English). doi:10.17323/1996-7845-2022-03-05

[1] This article was submitted 11.04.2022.

References

Alhajji A.F., Huettner D. (2000) OPEC and World Crude Oil Markets From 1973 to 1994: Cartel, Oligopoly, or Competitive? *The Energy Journal*, vol. 21, no 3. Available at: http://dx.doi.org/10.2307/41322890 (accessed 1 April 2022).

Almoguera P.A., Douglas C.C., Herrera A.M. (2011) Testing for the Cartel in OPEC: Non-Cooperative Collusion or Just Non-Cooperative? *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 27, no 1, pp. 144–68. Available at: https://doi.org/10.1093/oxrep/grr007 (accessed 1 April 2022).

Asker J., Collard-Wexler A., de Loecker J. (2019) (Mis)Allocation, Market Power, and Global Oil Extraction. *American Economic Review*, vol. 109, no 4, pp. 1568–1615. Available at: http://doi.org/10.1257/aer.20171438 (accessed 1 April 2022).

Balke N.S., Jin X., Yücel M. (2020) The Shale Revolution and the Dynamics of the Oil Market. Working Paper 2021. Federal Reserve Bank of Dallas. Available at: https://www.dallasfed.org/-/media/documents/research/papers/2020/wp2021.pdf (accessed 1 April 2022).

Bartik A.W., Currie J., Greenstone M., Knittel C.R. (2019) The Local Economic and Welfare Consequences of Hydraulic Fracturing. *American Economic Journal: Applied Economics*, *v*ol. 11, no 4, pp. 105–55. Available at: http://doi.org/10.1257/app.20170487 (accessed 1 April 2022).

Benchekroun H., van der Meijden G., Withagen C. (2020) OPEC, Unconventional Oil and Climate Change: On the Importance of the Order of Extraction. *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 104. Available at: https://doi.org/10.1016/j.jeem.2020.102384 (accessed 1 April 2022).

Bjørnland H.C., Nordvik FM., Rohrer M. (2019) Supply Flexibility in the Shale Patch: Evidence From North Dakota. *Journal of Applied Econometrics*, vol. 3, no 2, pp. 1–20. Available at: http://dx.doi.org/10.1002/jae.2808 (accessed 1 April 2022).

Böckem S. (2004) Cartel Formation and Oligopoly Structure: A New Assessment of the Crude Oil Market. *Applied Economics*, vol. 36, no 12, pp. 1355–69. Available at: https://doi.org/10.1080/0003684042000191093B (accessed 1 April 2022).

Bornstein G., Krusell P., Rebelo S. (2017) Lags, Costs, and Shocks: An Equilibrium Model of the Oil Industry. NBER Working Paper No 23423, National Bureau of Economic Research. Available at: https://www.nber.org/system/files/working_papers/w23423/revisions/w23423.rev1.pdf (accessed 1 April 2022).

Cooper J.C.B. (2003) Price Elasticity of Demand for Crude Oil: Estimates for 23 Countries. *OPEC Review*, vol. 27, no 1, pp. 1–8. Available at: https://doi.org/10.1111/1468-0076.00121 (accessed 1 April 2022).

Dahl C. (1993) A Survey of Oil Demand Elasticities for Developing Countries. *OPEC Review*, vol. 17, no 4, pp. 399–420. Available at: http://dx.doi.org/10.1111/j.1468-0076.1993.tb00484.x (accessed 1 April 2022).

Fattouh B. (2007) OPEC Pricing Power: The Need for a New Perspective. WPM 31, Oxford Institute for Energy Studies. Available at: https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM31-OPECPricingPowerTheNeedForANewPerspective-BassamFattouh-2007.pdf (accessed 1 April 2022).

Gately D., Huntington H.G. (2002) The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand. *The Energy Journal*, vol. 23, no 1, pp. 19–56. Available at: http://dx.doi.org/10.2307/41322942 (accessed 1 April 2022).

Griffin J.M., Xiong W. (1997) The Incentive to Cheat: An Empirical Analysis of OPEC. *The Journal of Law and Economics*, vol. 40, no 2, pp. 289–316. Available at: https://doi.org/10.1086/467374 (accessed 1 April 2022).

Hamilton J.D. (2009) Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007–08. NBER Working Paper No 15002. National Bureau of Economic Research. Available at: https://www.nber.org/system/files/working_papers/w15002/w15002.pdf (accessed 1 April 2022).

Hartley P.R., Medlock III K.B., Rosthal J.E. (2008) The relationship of natural gas to oil prices. *The Energy Journal*, vol. 29, no 3. Available at: https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-No3-3 (accessed 1 April 2022).

Hnyilicza E., Pindyck R.S. (1976) Pricing Policies for a Two-Part Exhaustible Resource Cartel: The Case of OPEC. *European Economic Review*, vol. 8, no 2, pp. 139–54. Available at: https://doi.org/10.1016/0014-2921(76)90009-X (accessed 1 April 2022).

Kilian L. (2017) The Impact of the Fracking Boom on Arab Oil Producers. *The Energy Journal*, vol. 38, no 6, pp. 137–60. Available at: https://doi.org/10.5547/01956574.38.6.lkil (accessed 1 April 2022).

Kilian L., Murphy D.P. (2014) The Role of Inventories and Speculative Trading in the Global Market for Crude Oil. *Journal of Applied Econometrics*, vol. 29, no 3, pp. 454–78. Available at: https://doi.org/10.1002/jae.2322 (accessed 1 April 2022).

Krichene N. (2002) World Crude Oil and Natural Gas: A Demand and Supply Model. *Energy Economics*, vol. 24, no 6, pp. 557–76.

Mabro R. (1986) OPEC and the World Oil Market: The Genesis of the 1986 Oil Price Crisis.

Makarov I., Chen H., Paltsev S. (2020) Impacts of Climate Change Policies Worldwide on the Russian Economy. *Climate Policy*, vol. 20, no 10, pp. 1242–56. Available at: https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1781047 (accessed 1 April 2022).

Narayan P.K., Smyth R. (2007) A Panel Cointegration Analysis of the Demand for Oil in the Middle East. *Energy Policy*, vol. 35, no 12, pp. 6258–65.

Nordhaus W.D. (2015) Climate Clubs: Overcoming Free-Riding in International Climate Policy. *American Economic Review*, vol. 105, no 4, pp. 1339–70. Available at: http://doi.org/ 0.1257/aer.15000001 (accessed 1 April 2022).

Nordhaus W.D. (2017) Revisiting the social cost of carbon. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 114, no 7, pp. 1518–1523.

Orlov A., Aaheim A. (2017) Economy-Wide Effects of International and Russia's Climate Policies. *Energy Economics*, vol. 68, pp. 466–77. Available at: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2017.09.019 (accessed 1 April 2022).

Paltsev S. (2014) Scenarios for Russia's Natural Gas Exports to 2050. *Energy Economics*, vol. 42, pp. 262–70. Available at: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.01.005 (accessed 1 April 2022).

Paltsev S., Kalinina E. (2014) GHG Emissions Projection: Russia in a Global System. *Costs and Benefits of Low-Carbon Economy and Society Transformation in Russia* (I. Bashmakov (ed.)). Center for Energy Efficiency, Moscow, Russia, pp. 153–69. Available at: http://www.cenef.ru/file/CB-LCE-2014-eng.pdf (accessed 18 August 2022).

Pindyck R.S. (1978) The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources. *Journal of Political Economy*, vol. 86, no 5, pp. 841–61. Available at: https://www.jstor.org/stable/1828412 (accessed 1 April 2022).

World Bank (2011) The Changing Wealth of Nations: Measuring Sustainable Development in the New Millennium. Available at: http://hdl.handle.net/10986/2252 (accessed 18 August 2022).

Yang Z. (2008) How Does ANWR Exploration Affect OPEC Behavior? A Simulation Study of an Open-Loop Cournot-Nash Game. *Energy Economics*, vol. 30, no 2, pp. 321–32. Available at: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.12.002 (accessed 1 April 2022).

Yang Z. (2013) Is the Leading Role Desirable? A Simulation Analysis of the Stackelberg Behavior in World Petroleum Market. *Computational Economics*, vol. 42, no 1, pp. 133–50. Available at: https://doi.org/10.1007/s10614-012-9335-x (accessed 1 April 2022).

Young D.P.T. (1994) The Nature of OPEC and Oil Price Changes. *Energy Economics*, vol. 16, no 2, pp. 107–14. Available at: https://doi.org/10.1016/0140-9883(94)90004-3.