

DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2018-11-133-147

# Налог на выбросы парниковых газов и перспективы нефтедобычи в Канаде<sup>1</sup>

**С.В. ЖУКОВ**, доктор экономических наук. E-mail: zhukov@imemo.ru

**С.А. ЗОЛИНА**. E-mail: zolina@imemo.ru

**И.А. КОПЫТИН**, кандидат экономических наук. E-mail: kopytin@imemo.ru

**А.О. МАСЛЕННИКОВ**. E-mail: maslennikov@imemo.ru

**М.В. СИНИЦЫН**, Центр энергетических исследований Национального исследовательского института мировой экономики и международных отношений им. Е. М. Примакова РАН, Москва. E-mail: sinitsyn@imemo.ru

В октябре 2016 г. Канада, занимающая шестое место в мире по объемам производства и четвертое – по экспорту нефти, ратифицировала Парижское соглашение по климату, приняв обязательство к 2030 г. снизить абсолютный объем выбросов парниковых газов на 30% от уровня 2005 г. Главным рычагом государственной политики по снижению выбросов стало введение с начала 2018 г. налога за эмиссию парниковых газов. Канада стала вторым после Норвегии крупным производителем нефти, который установил цену на выбросы для своих резидентов. Учитывая возрастающий риск введения обязывающих глобального и/или региональных механизмов платы за эмиссию углерода, упреждающий шаг дает канадским производителям и потребителям нефти возможность заранее подготовиться к такому исходу. Цель настоящей статьи – оценить влияние платы за выбросы диоксида углерода на прогнозную динамику нефтедобычи в Канаде. Мы показываем, опираясь на сценарное моделирование, что, во-первых, налог на выбросы не окажет негативного влияния на объем добычи, во-вторых, реальными ограничителями для ее наращивания являются возможности нефтепереработки США абсорбировать растущие объемы тяжелой канадской нефти, а также инфраструктурные ограничения по экспорту последней.

*Ключевые слова:* Канада; нефтедобыча; налог на выбросы парниковых газов; Парижское соглашение по климату

**JEL:** Q41, Q47, Q48, Q51, C53, C54.

Канада – один из крупнейших игроков на мировом рынке углеводородов. Согласно данным ВР на конец 2016 г., на нее приходится 10% мировых доказанных запасов нефти (171,5 млрд барр.), 5% мировой нефтедобычи (4,46 млн барр. в день),

---

<sup>1</sup> Статья выполнена в рамках проекта «Формирование полицентричного миропорядка: риски и возможности для России», программа Президиума РАН № 22 «Анализ и прогноз новых глобальных вызовов и возможностей для России».

6% мирового экспорта (3,9 млн барр. в день)<sup>2</sup>. При этом объем выбросов парниковых газов в канадской экономике в 2015 г. составил, по данным ООН, 722 млн т CO<sub>2</sub>-экв<sup>3</sup>.

Добыча нефти и природного газа является важнейшим фактором роста экономики Канады. Притом что доля нефтегазового сектора в ВВП в 2017 г. составила 8,5%<sup>4</sup> (в постоянных ценах 2007 г.) и только 1,8% в структуре совокупной занятости, этот сектор обеспечивает около 20% экспортных доходов страны<sup>5</sup> и значительную часть налоговых поступлений. Нефтедобывающие провинции, в первую очередь Альберта, демонстрируют существенно более высокие, чем страна в целом, темпы экономического роста, платят в государственную казну основную массу налогов, генерируют значительную часть новой занятости. На них же приходится непропорционально высокая доля совокупных инвестиций в основной капитал [Lafleur et al, 2017].

В 2015 г. на нефтегазовый сектор пришлось 26% всей учитываемой согласно Рамочной конвенции ООН об изменении климата эмиссии парниковых газов в канадской экономике<sup>6</sup>. Причем выбросы продолжают увеличиваться как в абсолютном, так и относительном выражении. Начиная с 2012 г. выбросы парниковых газов нефтегазовым сектором превышают аналогичный показатель для транспорта.

Ратифицировав Парижское соглашение по климату и приняв на себя обязательство снизить абсолютный объем выбросов парниковых газов к 2030 г. на 30% по сравнению с уровнем 2005 г. [Canada's INDC, 2015], Канада поставила свой нефтегазовый сектор в более жесткие условия развития. Учитывая же его вклад в экономический рост, введение дополнительной финансовой нагрузки является риском не только для этого сектора, но и для канадской экономики в целом. Задача настоящей

---

<sup>2</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 28.06.2018).

<sup>3</sup> United Nations Framework Convention on Climate Change. Greenhouse Gas Inventory Data. URL: [http://di.unfccc.int/detailed\\_data\\_by\\_party](http://di.unfccc.int/detailed_data_by_party) (дата обращения: 28.06.2018).

<sup>4</sup> Statistics Canada. Gross domestic product at basic prices, by industry. URL: <http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/101/cst01/econ41-eng.htm> (дата обращения: 28.06.2018).

<sup>5</sup> Energy and the economy. URL: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/facts/energy-economy/20062#L3> (дата обращения: 28.06.2018).

<sup>6</sup> Government of Canada. Greenhouse gas emissions by economic sector. URL: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/environmental-indicators/greenhouse-gas-emissions.html> (дата обращения: 28.06.2018).

статьи – определить, опираясь на сценарное моделирование, каким образом налог на выбросы диоксида углерода повлияет на динамику нефтедобычи в Канаде в долгосрочном периоде.

Ответ на этот вопрос важен для понимания нефтяных и экономических перспектив не только Канады. Во-первых, динамика канадской нефтедобычи тесно связана с развитием «сланцевой революции» в США. Последняя привела к существенному росту производства качественной легкой нефти. Однако отказываться от переработки тяжелого нефтяного сырья США тоже не хотят, поскольку переработка смеси дорогой легкой и дешевой тяжелой нефти обеспечивает высокую норму прибыли. Основным поставщиком тяжелой нефти в США является Канада, причем в последние годы объемы поставок значительно возросли, и дальнейшие перспективы ее нефтедобычи во многом зависят от спроса на сырье со стороны Америки.

Во-вторых, в ситуации обостряющейся глобальной конкуренции другим крупным нефтеэкспортерам важно понимать, в каких объемах и на какие рынки будет поставляться канадская нефть. В-третьих, опыт Канады по налогообложению парниковых выбросов имеет важнейшее значение для тех стран, экономический рост которых критически зависит от добычи и экспорта углеводородов.

### **Экологические характеристики канадской нефти**

Известно, что канадская нефть продуцирует в сравнении с другими ее сортами повышенные объемы выбросов парниковых газов. Большая ее часть добывается из битуминозных песчаников (в 2017 г. – 64% общей добычи сырой нефти<sup>7</sup>), разрабатываемых методом открытой добычи (mining) и добычи внутри пласта (in-situ). При этом во втором случае используются главным образом технологии циклической стимуляции паром (CSS) и гравитационного дренажа с применением пара (SAGD) [IHS CERA, 2011].

Битуминозная нефть является сверхтяжелой и обладает повышенной вязкостью, которая не позволяет транспортировать ее по нефтепроводу непосредственно после добычи. Перед транспортировкой на завод ее необходимо либо смешать с легкими

---

<sup>7</sup> National Energy Board. 2017 Estimated Production of Canadian Crude Oil and Equivalent. URL: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndprlmpdct/stt/stmtdprdctn-eng.html> (дата обращения: 28.06.2018).

углеводородами (обычно газовыми конденсатами), в результате чего получается так называемый дилбит<sup>8</sup> (в основном так поступают с нефтью, добываемой методом in-situ), либо переработать до состояния так называемой синтетической нефти (по большей части этой технологии подвергается нефть из открытых разработок<sup>9</sup>) [IHS Energy, 2015].

Если учитывать всю цепочку «от скважины до бензоколонки», включая этапы подготовки месторождения, добычи и транспортировки сырой нефти, повышения ее качественных характеристик, переработки и транспорта готовых нефтепродуктов, окажется, что канадская битуминозная нефть на пути к конечному продукту «выбрасывает в атмосферу» в среднем в 2,3–2,5 раза больше парниковых газов, чем легкие сорта американских сланцевых формаций и Северного моря, и в 1,5 раза больше по сравнению с сортами ближневосточной, российской и мексиканской нефти (рис. 1).



**Источник:** [IHS Energy, 2014].

\* средняя произведенная в 2012 г.; канадские сорта выделены серым.

*Рис. 1.* Сравнение выбросов парниковых газов при производстве и переработке нефти различных сортов, кг CO<sub>2</sub>-эквивалента на баррель переработанной нефти

<sup>8</sup> От англ. dilbit – diluted bitumen.

<sup>9</sup> Rystad Energy. Montney operators target condensate-rich windows as oil sands diluent demand grows. April 2017. URL: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/newsletters/UsArchive/shale-newsletter-april-2017/> (дата обращения: 28.06.2018).

Введенная федеральным и региональными правительствами Канады плата за эмиссию парниковых газов повышает издержки производства местной нефти, что усиливает ее глобальные конкурентные недостатки. По грубым оценкам, основанным на углеродоемкости барреля нефти в Канаде «от скважины до бензоколонки» (за 2015 г.), издержки производителей от введения федерального налога в 10 кан. долл. за 1 т  $\text{CO}_2$  могут составить 0,8 кан. долл. в расчете на баррель. Увеличение ставки налога в пять раз к 2022 г. приведет к росту издержек до 4,2 кан. долл. на баррель<sup>10</sup>.

### **Моделирование влияния налога на выбросы $\text{CO}_2$ на динамику спроса на нефть и ее добычи**

Для обобщающей оценки влияния налога на выбросы парниковых газов на нефтяной сектор Канады мы построили эконометрическую модель спроса на нефть и ее добычи до 2030 г. За базовый год прогноза принят 2015-й. При построении модели использованы данные Национального энергетического бюро Канады, Международного энергетического агентства, Министерства энергетики США, ООН, Международной организации труда, Мирового банка и Международной организации производителей автомобилей. Некоторые параметры в модели заданы через релевантные экспертные гипотезы.

Прогноз выполнен в двух сценариях – базовом и низкоуглеродном, которые задаются через различную динамику цены выбросов парниковых газов. Другими экзогенными параметрами в модели являются цена нефти WTI, динамика ВВП, численность населения и рабочей силы, парк дорожных транспортных средств и объем пассажирских и грузоперевозок (табл. 1).

Моделирование влияния налога на добычу нефти производится по балансовому уравнению, учитывающему структуру ее потребления. Объем нефтедобычи эквивалентен сумме внутреннего конечного и «промежуточного» спроса ( $Demand^{C,P}$ ), чистого экспорта ( $NE^{C,P}$ ) и изменения запасов нефти и нефтепродуктов ( $\Delta Stock^{C,P}$ ), а также потерь при нефтепереработке ( $RefLoss^C$ ).

$$Prod^C = Demand^{C,P} + NE^{C,P} + \Delta Stock^{C,P} + RefLoss^C. \quad (1)$$

<sup>10</sup> Рассчитано по данным Government of Canada. Greenhouse gas emissions by economic sector. Op. Cit.; BP Statistical Review of World Energy 2017. Op. Cit.

Таблица 1. Экзогенные показатели модели добычи нефти в Канаде

Показатель	Сценарий	
	базовый	низкоуглеродный
Цена выбросов 1 т эквивалента CO <sub>2</sub>	В 2018 г. 10 кан. долл. за тонну CO <sub>2</sub> – эквивалента, увеличение на 10 кан. долл. ежегодно до 50 кан. долл. в 2022 г. с последующей стабилизацией до конца прогнозного периода	До 2022 г. как в базовом, затем увеличение на 5 кан. долл. ежегодно до 140 кан. долл. в 2040 г.
Прогноз цены барреля нефти WPI	Для обеспечения сопоставимости использован прогноз министерства энергетики США Reference Case [EIA, 2018], пересчитанный в кан. долл. (в постоянных ценах 2015 г.)	
Прогноз численности населения и рабочей силы	Использованы прогнозы ООН <sup>1</sup> , Medium variant и MOT <sup>2</sup>	
Прогнозы*: ВВП; парк дорожных транспортных средств, включая легковые и грузовые автомобили, автобусы, мотоциклы; объем пассажирских и грузоперевозок в авиа-, железнодорожном, морском и речном транспорте	Использован базовый сценарий Центра энергетических исследований Национального исследовательского института мировой экономики и международных отношений имени Е. М. Примакова РАН	

\* Учитывая ограничение объема, прогнозы данных показателей не приводятся и могут быть получены по запросу у авторов.

В чистом виде сырая нефть, кроме как для производства нефтепродуктов, в Канаде не используется. Потери на НПЗ заданы как доля от объема производства, поэтому также зависят от налога на выбросы. Изменение запасов в обоих сценариях задано на нулевом уровне, экспорт и импорт – по релевантным гипотезам.

Мы закладываем жесткую гипотезу, что повышение издержек производителей при введении налога на выбросы будет полностью переложено на конечных потребителей. Рост цен на нефтепродукты приведет к сокращению их внутреннего потребления, что может сказаться на объемах добычи. Механизмы моделирования реакции спроса на увеличение цен по секторам потребления представлены в табл. 2.

Для прогноза спроса на нефтепродукты в дорожном транспорте учитывается размер и структура автопарка, а также динамика топливной эффективности двигателей:

$$RC_t = (A_t \cdot k^a + Fr_t \cdot k^{fr} + M_t \cdot k^m + B_t \cdot k^b) \cdot U_t, \quad (2)$$

где  $RC_t$  – потребление нефтепродуктов в дорожном транспорте в период  $t$ ;  $A_t$ ,  $Fr_t$ ,  $M_t$ ,  $B_t$  – количество легковых, грузовых

автомобилей, мотоциклов и автобусов соответственно;  $k^a$ ,  $k^{fr}$ ,  $k^m$ ,  $k^b$  – удельные коэффициенты для легковых, грузовых автомобилей, мотоциклов и автобусов соответственно (с учетом пробега и расхода топлива на 100 км);  $U_t$  – удельное потребление топлива «композитными» дорожными средствами.

Таблица 2. Моделирование влияния налога на выбросы  $CO_2$  на спрос на нефть и нефтепродукты

Сектор	Доля в потреблении нефти в Канаде в 2016 г., %	Фактор чувствительности спроса на нефть и нефтепродукты к налогу на выбросы парниковых газов
Дорожный транспорт	43,9	Кратко- и долгосрочная ценовые эластичности удельного потребления топлив «композитным» транспортным средством; гипотезы о темпах продвижения биотоплив и электромобилей
Авиатранспорт	5,4	Кратко- и долгосрочная ценовые эластичности потребления нефтепродуктов на единицу грузо- и пассажирских перевозок; гипотеза о темпах продвижения биотоплив
Морской и речной, железнодорожный транспорт	3,2	Кратко- и долгосрочная ценовые эластичности потребления нефтепродуктов на единицу грузоперевозок
Промышленность	4,7	Зависимость динамики нефтеемкости сектора от цены нефти, оцененная по регрессии
Собственное потребление в промышленности	14,4	Доля в общем потреблении нефти зафиксирована в прогнозном периоде на уровне 2015 г.

**Источник:** расчеты авторов по данным Statistics Canada. Report on Energy Supply and Demand in Canada. 2016 Preliminary. April 4, 2018. 133 p.

Скорость снижения удельного потребления последними обеспечивается благодаря росту топливной эффективности двигателей, включая две компоненты – трендовую и структурную. Трендовая компонента, по оценке министерства энергетики США (а Канада в вопросах топливной эффективности двигателей ориентируется на американские стандарты), будет в прогнозный период снижаться среднегодовым темпом 1,1% [EIA, 2018]. Структурная компонента зависит от динамики цены на нефть и моделируется через кратко- и долгосрочную эластичности потребления нефти по цене (табл. 3).

$$U_t^r = U_{t-1}^r \cdot \left( 1 + \min \left\{ BE; E_p^{st} \cdot \left( \frac{P_t}{P_{t-1}} - 1 \right) + (E_p^{lt,r} - E_p^{st,r}) \cdot \frac{P_t/P_{t-1} - 1}{10} \right\} \right), \quad (3)$$

где  $U_t^r$  – удельное потребление «композитного» транспортного средства в период  $t$ ,  $BE$  – трендовый темп снижения удельного

потребления в дорожном транспорте,  $E_p^{st,r}$ ,  $E_p^{lt,r}$  – кратко- и долгосрочная ценовая эластичности, рассчитанные как взвешенные по долям в потреблении эластичности отдельных видов топлив,  $P_t$  – цена нефти в реальных кан. долл. 2015 г.

Таблица 3. Кратко- и долгосрочная ценовые эластичности спроса на топливо в транспортном секторе, %

Ценовые эластичности	Бензин в дорожном транспорте	Дизель в дорожном транспорте	Дизель в ж/д транспорте	Авиатопливо	Дизель в морском транспорте	Мазут в морском транспорте
<i>Нижние оценки</i>						
$E_p^{st}$	-5	-5	-10	-10	-5	-5
$E_p^{lt}$	-20	-20	-40	-30	-30	-30
<i>Верхние оценки</i>						
$E_p^{st}$	-15	-10	-10	-10	-5	-5
$E_p^{lt}$	-60	-40	-40	-30	-30	-30

Источник: [Lawson, 2017].

Субститутами нефтяных моторных топлив в дорожном транспорте выступают биотоплива (биоэтанол и биодизель) и электроэнергия. В Канаде в пяти провинциях приняты мандаты на биотопливо E5 и B2, доля биоэтанола и биодизеля в потреблении дорожного транспорта составляет 3,6%. В базовом сценарии принятые мандаты остаются на этих уровнях, в низкоуглеродном сценарии к 2030 г. во всех провинциях принимаются стандарты E10 и B2, что увеличит долю биотоплив до 7,5%.

Для железнодорожного, водного и авиатранспорта зависимость темпов снижения удельного потребления нефтяных топлив также моделируется через ценовые эластичности. Удельные коэффициенты потребления затем умножаются на объемы перевозок этими видами транспорта, которые моделируются эконометрически на основе прогнозной динамики ВВП и исторических трендов.

$$UC_t^{TS} = UC_{t-1}^{TS} \cdot \left( 1 + E_p^{st} \cdot \left( \frac{P_t}{P_{t-1}} - 1 \right) + (E_p^{lt} - E_p^{st}) \cdot \frac{P_t/P_{t-10} - 1}{10} \right), \quad (4)$$

где  $UC_t^{TS}$  – удельное потребление в транспортном секторе в период  $t$ ,  $E_p^{st,TS}$ ,  $E_p^{lt,TS}$  – кратко- и долгосрочная ценовые эластичности (взвешенные по долям в потреблении эластичности

отдельных видов топлив),  $P_t$  – цена нефти в реальных кан. долл. 2015 г.

Потребление нефти в промышленности рассчитывается с учетом снижения нефтеемкости добавленной стоимости в секторе, темп которого зависит от цены нефти и оценен с помощью линейной регрессии по историческим данным за 1986–2015 гг.:

$$Oil_t^{ind} = Y_t^{ind} \cdot UC_t^{ind}, \quad Ln \frac{UC_t^{ind}}{UC_{t-1}^{ind}} = -0,28^* - 0,12^{**} \cdot Ln \frac{P_t}{P_{t-1}}, \quad (5)$$

где  $Oil_t^{ind}$  – потребление нефти в промышленности в период  $t$ ;  $Y_t^{ind}$  – ВВП в промышленности;  $Ln(UC_t^{ind})$  – логарифм нефтеемкости;  $Ln(P_t)$  – логарифм цены нефти;  $R^2 = 0,20$ ; \* – 1% уровень значимости; \*\* – 5% уровень значимости.

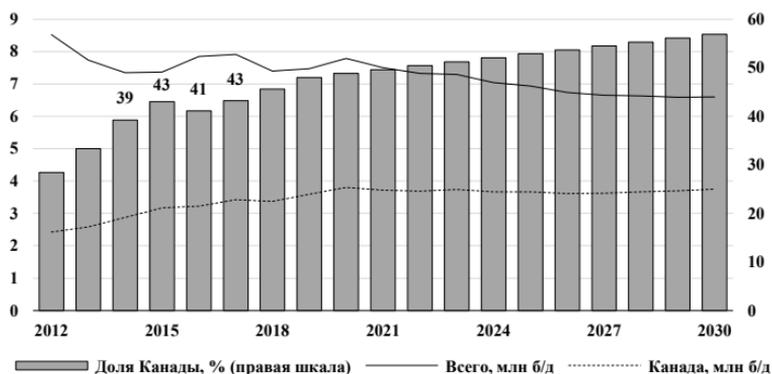
Объемы потребления нефтепродуктов в нефтехимии, электроэнергетике, сельском хозяйстве, коммерческом и административном секторе, а также домохозяйствами не зависят от налога на выбросы парниковых газов. Расширению канадской нефтехимии препятствует конкуренция со стороны сравнительно дешевой нефтехимической продукции, импортируемой из США; в прогнозном периоде потребление сырья в этой отрасли зафиксировано на уровне 2015 г. Спрос на нефтепродукты в электроэнергетике незначителен и к 2025 г. снизится до нуля. Нефтеемкость сельского хозяйства и коммерческого и административного секторов, а также среднеличное потребление нефтепродуктов домохозяйствами будут снижаться трендовым темпом 2006–2015 гг., как и прочее потребление нефтепродуктов (не в качестве топлива).

## Экспорт нефти и нефтепродуктов

Объем импорта нефтепродуктов получен через долю импорта в их совокупном потреблении, которая задана с помощью опирающейся на исторические данные релевантной экспертной гипотезы и предположения, что в ситуации стагнирующего и снижающегося спроса правительство и частный сектор будут придерживаться такой политики, чтобы национальная нефтепереработка сохранила свою нишу в структуре совокупного спроса. Предполагается, что к 2020 г. эта доля снизится до среднего значения за 2010–2015 гг. и останется неизменной до конца прогнозного периода. Экспорт нефтепродуктов зафиксирован в прогнозном периоде на уровне 2015 г.

Импорт сырой нефти задан через долю в спросе на нефть со стороны нефтепереработки. Учитывая, что, по оценкам Национального энергетического бюро Канады, в последние несколько лет эта доля стабилизировалась на уровне 27–30%, а также благодаря стремлению канадских переработчиков использовать в первую очередь собственное сырье, эта доля зафиксирована на уровне 27%.

Так как экспорт сырой нефти из Канады практически полностью направляется в США, прогноз этого показателя строится исходя из потенциального спроса на нее со стороны американской нефтепереработки. В базовом сценарии долгосрочного прогноза Министерства энергетики США (2018 г.) импорт нефти американской экономикой после заметного снижения в 2005–2014 гг. остается сравнительно стабильным вплоть до 2020 г., но затем снижается к 2027 г. примерно на 1 млн барр. в день и стабилизируется на уровне около 7 млн барр. в день до конца прогнозного периода (рис. 2).



Источник: [EIA, 2018]; расчеты авторов.

Рис. 2. США: динамика импорта нефти. 2012–2017 гг. – факт; 2018–2030 гг. – прогноз, млн барр. в день

Отметим, что импорт канадской нефти США заметно вырос параллельно развертыванию «сланцевой революции», которая, как уже было отмечено, создала синергетический эффект между динамикой добычи трудноизвлекаемой и битуминозной нефти. Важно подчеркнуть, что примерно с 2014–2015 гг. канадская тяжелая нефть замещает на американском рынке близкое по техническим характеристикам венесуэльское и мексиканское сырье

[Canadian Energy Research Institute, 2016], а совокупная доля этих трех стран в нефтяном импорте США колеблется около 60%<sup>11</sup>.

Канада может продолжать наращивать экспорт сырой нефти на американский рынок, во-первых, вытесняя венесуэльских и мексиканских поставщиков; во-вторых, удовлетворяя растущие потребности в сырье американской нефтепереработки (для чего последняя должна построить новые мощности). Полагается, что к 2030 г. доля Канады в совокупном импорте сырой нефти США выйдет на уровень около 60% (в 2017 г. – 43%). В абсолютном выражении канадский нефтяной экспорт в США 2017–2030 гг. возрастет на 0,3 млн барр. в день до 3,8 млн барр.

На наш взгляд, значительное увеличение поставок канадской нефти на американский рынок может состояться только в предстоящие пять-семь лет. В дальнейшем, учитывая ускоряющуюся «денефтезацию» мирового экономического роста, добывающим компаниям будет существенно сложнее привлекать инвестиции в разработку канадских битуминозных песчаников. Наша гипотеза очень близка оценкам Института энергетических исследований Канады, которые опираются, в том числе, на пропускные возможности экспортной инфраструктуры для канадской нефти и заявленные проекты по расширению железнодорожных и трубопроводных мощностей [Canadian Energy Research Institute, 2016]. Отметим, что анализ Международного энергетического агентства показывает, что транспортная инфраструктура способна подстроиться к такому наращиванию экспорта.

## Результаты моделирования

Модельные оценки динамики спроса на нефть в канадской экономике представлены в табл. 4. Мы опираемся на нижние оценки эластичности спроса по цене, как это рекомендует Lawson [Lawson, 2012]. До 2025 г. различия в динамике спроса в обоих сценариях прогноза несущественны. В конце прогнозного периода спрос на нефть в базовом сценарии оказывается на 0,1 млн барр. в день выше, чем в низкоуглеродном.

Для проверки полученных результатов на робастность мы смоделировали спрос на нефть, используя верхние оценки

---

<sup>11</sup> EIA. URL: [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_move\\_impcus\\_a2\\_nus\\_ep00\\_im0\\_mbb1\\_m.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_impcus_a2_nus_ep00_im0_mbb1_m.htm) (дата обращения: 28.06.2018).

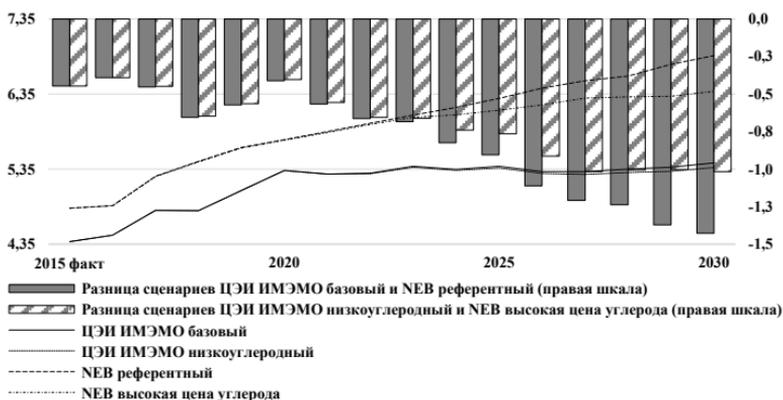
эластичности спроса на топливо. Прогнозный спрос на нефть, моделируемый с использованием верхних значений эластичностей, в обоих сценариях ожидаемо оказывается ниже, однако не принципиально.

**Таблица 4. Сравнение модельных результатов прогноза спроса на нефть в канадской экономике в 2020–2030 гг., млн барр. в день**

Год	Базовый сценарий			Низкоуглеродный сценарий		
	1	2	3=1–2	4	5	6=4–5
	(Нижние значения эластичностей спроса по цене)	(Верхние значения эластичностей спроса по цене)		(Нижние значения эластичностей спроса по цене)	(Верхние значения эластичностей спроса по цене)	
2020	2,29	2,25	0,03	2,28	2,25	0,03
2025	2,20	2,13	0,08	2,17	2,09	0,08
2030	2,12	1,95	0,17	2,02	1,82	0,20

**Источник:** расчеты авторов.

Модельная оценка динамики добычи нефти в двух сценариях представлена на рис. 3. В обоих случаях добыча растет вплоть до 2020 г. и затем стабилизируется. Динамика добычи в низкоуглеродном и базовом сценариях различается незначительно, и только после 2025 г.



**Источник:** авторы; [Canada National Energy Board, 2017].

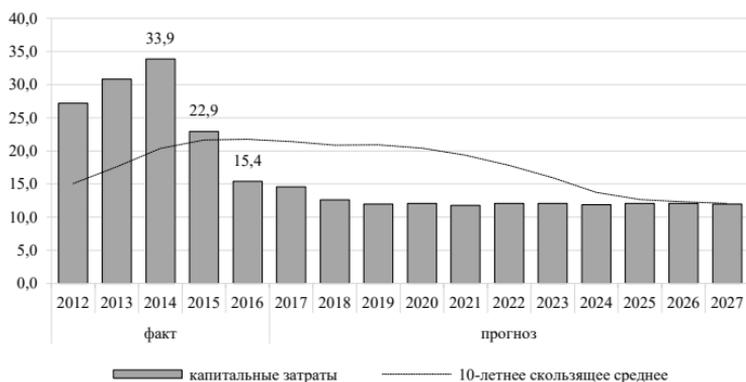
*Рис. 3. Прогнозы динамики добычи нефти в Канаде до 2030 г., млн барр. в день*

Для оценки релевантности нашего прогноза динамики нефтедобычи мы сравнили его показатели со сценарными прогнозами

Национального энергетического бюро Канады (NEB), опубликованными в конце 2017 г. (рис. 3). Принимая во внимание расхождение в базовом году прогноза, до 2021 г. включительно сценарии ЦЭИ ИМЭМО РАН и Национального энергетического бюро Канады практически не различаются. Однако после 2021 г. прогнозы NEB заметно более оптимистичны: в его референтном сценарии к 2030 г. добыча нефти оказывается примерно на 1,4 млн барр. в день выше, чем в базовом прогнозе ЦЭИ ИМЭМО. Это различие целиком объясняется разным видением перспектив экспорта канадской нефти. NEB исходит из того, что на мировой рынок попадут существенно большие объемы нефти, чем это предполагают наши прогнозы.

Смогут ли нефтепроизводители обеспечить тот уровень добычи, на которую имеется внутренний и экспортный спрос? Рост нефтедобычи до 2020 г. будет опираться на запуск тех проектов, инвестиции в которые были сделаны еще до снижения мировых цен на углеводороды в 2015 г. Среди них можно отметить: проект Fort Hills мощностью 195 тыс. барр. в день, Horizon (фаза 3) мощностью 80 тыс. барр., Christina Lake (фаза G) мощностью 50 тыс. барр. и Kirby North компании CNR с мощностью добычи нефти в 40 тыс. барр. в день. В ноябре 2017 г. ExxonMobil начала добычу на оффшорном канадском месторождении тяжелой нефти Hebron с мощностью в 150 тыс. барр. в день. Также ожидается рост нефтедобычи на сланцевых формациях Montney и Duvernay [IEA, 2018].

После 2020 г. темпы роста нефтедобычи могут замедлиться из-за сокращения инвестиций. По данным энергетического регулятора провинции Альберта, на которую приходится 80% совокупной канадской нефтедобычи, капитальные инвестиции в сектор битуминозных песчаников в 2013 г. превысили отметку в 30 млрд кан. долл., а в 2014 г. вышли на исторический максимум в 34 млрд кан. долл. (рис. 4). Однако снижение цен на нефть привело к сокращению капитальных затрат в 2015 г. на треть по сравнению с 2014 г. В 2016 г. капитальные инвестиции оказались в два раза ниже исторического максимума. Согласно прогнозу, в перспективе ближайших десяти лет капитальные инвестиции в сектор битуминозных песчаников стабилизируются на уровне 12–13 млрд кан. долл.



**Источник:** Alberta Energy Regulator. Alberta conventional oil and gas and oil sands capital expenditure. URL: [https://www2.aer.ca/t/Production/views/CapitalExpenditureFigure1\\_10Albertaconventionaloilandgasandoilsandscapitalexpenditure\\_0/CapitalExpenditureFigure1\\_10Albertaconventionaloilandgasandoilsandscapitalexpenditure?embed=y&:showShareOptions=true&:display\\_count=no&:showVizHome=no](https://www2.aer.ca/t/Production/views/CapitalExpenditureFigure1_10Albertaconventionaloilandgasandoilsandscapitalexpenditure_0/CapitalExpenditureFigure1_10Albertaconventionaloilandgasandoilsandscapitalexpenditure?embed=y&:showShareOptions=true&:display_count=no&:showVizHome=no) (дата обращения: 28.06.2018).

*Рис. 4.* Капитальные инвестиции в сектор битуминозных песчаников в Канаде, млрд кан. долл.

Ожидаемая стабилизация инвестиций подтверждает, на наш взгляд, релевантность более осторожной оценки перспектив наращивания нефтедобычи в Канаде.

\*\*\*

Таким образом, сценарные прогнозы с эксплицитным моделированием налога на выбросы углерода показывают, что этот налог, по-видимому, не станет барьером для наращивания нефтедобычи в Канаде. Если же ситуация изменится и он станет тормозить развитие нефтяной отрасли, мы предполагаем, что в ситуации выбора между наращиванием добычи нефти (которая является важнейшим драйвером роста национальной экономики) и императивами соблюдения юридически необязывающих целей Парижского соглашения, Канада найдет способ отрегулировать свою налоговую систему таким образом, чтобы не препятствовать увеличению нефтедобычи. Такой прецедент в истории Канады уже имеется – в 2011 г. она вышла из Киотского соглашения. Как бы ни развивалась ситуация, экспериментируя со ставками и процедурами сбора налога на выбросы парниковых газов, Канада вслед за Норвегией дает своим нефтегазовым компаниям достаточное

время для того, чтобы адаптироваться к риску введения глобального или региональных механизмов платы за выбросы углерода.

## Литература/References

Canada National Energy Board. Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040. 2017. URL: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2017/index-eng.html> (дата обращения 28.06.2018).

Canada's INDC Submission to the UNFCCC. 15.05.2015. 4 p.

Canadian Energy Research Institute. Heavy Barrel Competition in the US Gulf Coast: Can Canadian Heavy Barrels Compete? 2016. May. 52 p.

EIA. Annual Energy Outlook 2018. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/> (дата обращения 28.06.2018).

IEA. Oil 2018. Analysis and Forecasts to 2023. 134 p.

IHS CERA. Oil Sands, Greenhouse Gases, and European Oil Supply. 2011. 19 p.

IHS Energy. Comparing GHG Intensity of the Oil Sands and the Average US Crude Oil. 2014. May. 17 p.

IHS Energy. Oil Sands Cost and Competitiveness. December 2015. 21 p.

Lafleur S., Eisen B., Palacios M. A Friend in Need: Recognizing Alberta's Outsized Contribution to Confederation. Fraser Institute. 2017. July. 36 p.

Lawson J. Carbon Tax Issues in the Transportation Sector – Focus on International Aviation and Marine Emissions. CILTNA Fall Outlook Conference, Ottawa, 2017. November 20.

Lawson J. The Contribution of the Transport Sector to an Efficient Greenhouse Gas Strategy, Proceeding of the Annual Meeting of the Canadian Transportation Research Forum, 2012. 15 p.

Статья поступила 28.06.2018.

## Summary

*Zhukov S. V., Zolina S. A., Kopytin I. A., Maslennikov A. O., Sinityn M. V., Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, RAS, Moscow*

### **Carbon Tax and Perspectives of Oil Production in Canada**

In October 2016 Canada – the sixth world largest oil producer and the fourth largest oil exporter – ratified Paris Agreement on Climate Change and took unbinding commitments to reduce greenhouse gas emissions to 30% below 2005 levels by 2030. The federal carbon pricing backstop from the beginning of 2018 is the main policy tool for GHG emissions reduction. Canada became the second largest oil producer following Norway, who introduced GHG emissions pricing. Considering the increasing risk of mandatory global and/or regional mechanisms of payments for carbon emission introduction Canada decided to give national oil producers and consumers necessary time to get prepared to this risk in a preemptive regime. The aim of the article is to evaluate the impact of carbon pricing on projected oil production in Canada using scenario modelling of oil demand and production. We show first that carbon tax will not considerably impact oil production in Canada. Second, capacity of US oil refining to absorb expanding amounts of heavy Canadian oil as well as the lack of export infrastructure could restrict Canada's oil production growth.

*Canada, oil production; tax on greenhouse gas emissions; Paris Agreement on Climate Change*