

ЭКОНОМИКА, ПОЛИТИКА, СОЦИУМ И КУЛЬТУРА ECONOMICS, POLITICAL SCIENCE, SOCIETY AND CULTURE

УДК 332.1 + 504

DOI статьи: 10.17238/issn2221-2698.2016.25.5

The “keep in the ground future” of Arctic fossil fuel resources



© **Sandi Lansetti**, PhD student in Science and Management of Climate Change, Department of economics and Department of environmental sciences Università Ca' Foscari, Venezia. E-mail: sandi.lansetti@unive.it

Abstract. It is extremely important to understand which role Arctic fossil fuel resources will play in the development and geopolitics of the Arctic region. The article analyses the recent trends in the world energy supply with special focus on renewable energy and future demand for fossil fuels. Focusing on the Arctic LNG projects it comes to the conclusion that there is a growing possibility that the majority of Arctic oil and natural gas will be kept in the ground. Such an outcome would strongly influence the sustainable development and geopolitics of the region.

Keywords: *Arctic fossil fuels, renewable energy, carbon budget, oil and gas demand, transport electrification, Yamal LNG, International cooperation*

Будущее арктических запасов ископаемого топлива — оставаться в земле

© **Санди Лансетти**, аспирант кафедры естественных наук и управления климатическими изменениями факультета экономики и факультета изучения окружающей среды университета Ка' Фоскари Венеция. E-mail: sandi.lansetti@unive.it

Аннотация. Чрезвычайно важно понимать, какую роль арктические запасы ископаемого топлива будут играть в развитии и геополитике Арктического региона. В статье анализируются последние тенденции в мировой энергетике с особым акцентом на возобновляемые источники энергии, рассматривается спрос на ископаемые виды топлива в будущем. Особое внимание уделяется арктическим СПГ-проектам. По мнению автора, существует высокая вероятность того, что запасы большей части арктической нефти и природного газа так и останутся в недрах земли, что окажет заметное влияние на развитие и геополитику региона.

Ключевые слова: *арктическое ископаемое топливо, возобновляемая энергия, бюджет углерода, спрос на нефть и газ, электрификация транспорта, Ямал СПГ, международное сотрудничество*

Повышенное внимание международного сообщества и средств массовой информации к арктическому региону до недавнего времени было обусловлено наличием разведанных запасов природных ресурсов, особенно нефти и газа. Подавляющее большинство актуальных публикаций ссылаются на знаменитый Геологический обзор США, 2008 [1]. Наличие огромных, ещё не открытых арктических запасов ископаемого топлива является одним из самых сильных аргументов в пользу их разработки. Однако, по ряду причин и по мнению многих авторов, как, например, Charles Emmerson [2, с. 169–193], Nong Hong [3, с. 103–133], Christian Le Mièrre и Jeffrey Mazo [4, с. 45–55], существуют факторы, указывающие на то, что наличие запасов нефти и газа на арктическом шельфе не сыграет свою решающую роль в

экономике и геополитике Арктики, да и в мировой энергетике. Это, несомненно, приведёт к снижению экономической и геополитической значимости региона. Развитие нефтяного и газового сектора оказывает (и могло бы оказать) заметное влияние на некоторые северные регионы. Но интенсивная разработка и добыча арктической нефти и газа в широком региональном масштабе ещё не начиналась. Арктические шельфовые проекты оказывают наиболее сильное воздействие на экосистемы и взаимоотношения в регионе вследствие суровых условий окружающей среды и возможных приграничных проблем, которые в данной статье рассматриваться не будут.

Главные трансформации на энергетическом рынке

В данной статье анализируются некоторые недавние события, особенно в газовом секторе, и рассмотрен ряд причин, позволяющих сделать вывод о том, что Арктика не является местом гонки энергетических ресурсов среди арктических и сопредельных стран. В настоящее время рынки нефти и газа стали невероятно гибкими, как считают многие аналитики, имея в виду появление быстро добываемой сланцевой нефти¹. Кроме того, рост использования технологии сжижения природного газа привёл к нарушению долгосрочной системы строительства трубопроводов и уменьшил неравенство в переговорных возможностях, ослабляя переговорную позицию поставщиков. Более того, страны с развитой экономикой претерпели значительное снижение удельного энергопотребления по сравнению с растущей энергоинтенсивностью Китая. Энергоёмкость мировой экономики снизилась на 2,3% в 2014 г., что более чем в 2 раза выше среднего уровня падения в течение последнего десятилетия². Это также ограничит будущий спрос на нефть и газ.

Вслед за улучшениями в сфере энергоёмкости и энергоэффективности следует крайне быстрое развитие сектора возобновляемых источников энергии, который в настоящее время играет ключевую роль в глобальном энергетическом планировании и наращивании энергопотенциала и будет иметь такое же значение в будущем. Надвигающаяся революция в транспортном секторе с электрификацией транспортных средств, экономикой совместного потребления и улучшениями в сфере накопления энергии будет постепенно способствовать снижению спроса на ископаемые виды топлива в ближайшем будущем.

¹ From the horse's mouth: The new oil order is radically different from the old one. URL: <http://www.energypost.eu/horses-mouth-new-oil-world-radically-different-old-one/> (дата обращения 05.05.2016). The New Oil Order. URL: <http://www.bloomberg.com/news/videos/2015-08-25/the-new-oil-order> (дата обращения: 05.05.2016).

² IEA Special Report Energy and Climate Change. 2015. P. 11. URL: www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf (дата обращения 06.05.2016)

*Мир переживает энергетическую революцию, которая полностью изменит способы производства и использования энергии. Возобновляемые источники энергии имеют много преимуществ вследствие своей экономической эффективности и конкурентоспособности и уже достигли сетевого паритета с традиционным ископаемым топливом во многих частях мира. В таких странах, как Германия и Великобритания, электричество, производимое на ветряных наземных электростанциях, является самым дешёвым с точки зрения производства*³. В соответствии с прогнозом агентства Bloomberg на энергоносители: «К 2040 году всемирная энергосистема будет преобразована от нынешней современной системы, состоящей на две трети из источников ископаемого топлива, к одной трети и 60% источников энергии с нулевым уровнем выбросов. Возобновляемые источники будут охватывать чуть менее 60% от 9,786 ГВт новых генерирующих мощностей и две трети всего \$ 12,2 трлн инвестиций»⁴.

Возобновляемые источники энергии также являются одним из ключевых элементов в международной борьбе всех стран мира за ограничение климатических изменений. Недавнее парижское соглашение COP21, принятое в декабре 2015 г., вероятно, даст дополнительный импульс развитию возобновляемых источников энергии, с целью ограничения выбросов парниковых газов. Не менее важным является бюджет углерода и требуемый предел концентрации углекислого газа в размере 450–500 мг/м³ для того, чтобы повышение температуры не преодолело два градуса по сравнению с доиндустриальной эпохой⁵. Для осуществления этой цели определённое количество разведанных запасов ископаемого топлива должны оставаться в недрах земли. Крупные нефтяные компании это признают: например, недавно французская компания Total приняла решение инвестировать в развитие возобновляемых источников энергии, и стратегии роста компании базируются на основе «2 С°- сценария»⁶.

Конкуренция за арктические углеводороды маловероятна

Географическая удалённость арктического региона, трудности в создании там инфраструктуры и два недавних падения цен на энергоносители, одно из которых всё ещё продолжается с мая 2015 г. — все эти сильные доводы используются против осуществления широко-

³ Solar and Wind Just Passed Another Turning Point. URL: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-10-06/solar-wind-reach-a-big-renewables-turning-point-bnef> (дата обращения: 06.05.2016).

⁴ Bloomberg New Energy Outlook. 2015. URL: <http://www.bloomberg.com/company/new-energy-outlook/> (дата обращения: 06.05.2016).

⁵ В соответствии с отчётом МГЭИК 2014, повышение средней температуры у поверхности земли к концу XXI в. (2081-2100), вероятно, будет от 0.3°C до 1.7°C при RCP 2.6 (430-480 г/т углекислоты) по сравнению с 1986-2005, когда температура повысилась от 1.1°C до 2.6°C при RCP4.5 (480-530 г/т). URL: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf pp.9 (дата обращения: 06.05.2016).

⁶ Calcuttawala, Z. Total Jumps On Renewables Bandwagon, Announces Ambitious Goals. URL: <http://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Total-Jumps-On-Renewables-Bandwagon-Announces-Ambitious-Goals.html> (дата обращения: 25.05.2016)

масштабной добычи ресурсов в Арктике. Доминирующие аргументы в пользу добычи нефти, применяемые в последние годы, были оспорены наличием ожесточённой ценовой конкуренции и ростом сопутствующих расходов, препятствующим постоянно растущим ценам на нефть доминировать на энергетическом рынке. Характерные для Арктики мегапроекты становятся всё менее и менее привлекательными⁷.

Расчётные запасы нефти и газа арктического шельфа по всем вышеуказанным причинам не обладают достаточной ценностью, чтобы различные страны вступили в борьбу с целью получения прав на их добычу и установления над ними контроля. Эксплуатация этих месторождений очень дорога, и подавляющее большинство из них расположены внутри уже установленных национальных границ или в особых экономических зонах.

Дальнейшим свидетельством против активной добычи нефти и газа, несомненно, является недавнее решение ряда крупных нефтяных компаний покинуть американский сектор Арктики и отказаться от прав на производство буровых работ в этом регионе⁸. Более того, по причине возникающих климатических и экологических проблем президент США Обама после семи лет упорной борьбы положил конец дальнейшему строительству трубопровода XL Keystone, посредством которого канадская нефть из нефтеносных песков доставлялась бы на американский рынок⁹.

Арктика также является территорией, на которой знания и технологии тестируются до предельных величин, поэтому некоторые страны и особенно Россия, которая также является крупным игроком в Арктике, не имеют достаточных технологических и финансовых ресурсов для самостоятельной и эффективной работы по развитию крупных арктических проектов в больших масштабах¹⁰ [5, Henderson J., Loe J., с. 22–39]. Недавние международные санкции, введённые против России, были сосредоточены в том числе и на арктических оффшорных проектах. Они предусматривали запрет западным компаниям на участие в работах либо на

⁷ Oil Producers Curb Megaprojects Ambitions to Focus on U.S. Shale. URL: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-10-29/oil-producers-curb-megaproject-ambitions-to-focus-on-u-s-shale> (дата обращения: 05.05.2016).

Oil Megaprojects Won't Stay On The Shelf For Long URL: <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Oil-Megaprojects-Wont-Stay-On-The-Shelf-For-Long.html> (дата обращения: 06.05.2016).

⁸ Dlouhy, J.A. Big Oil Abandons \$2.5 Billion in U.S. Arctic Drilling Rights. URL: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-05-10/big-oil-abandons-2-5-billion-in-u-s-arctic-drilling-rights> (дата обращения: 10.05.2016)

⁹ Eilperin, J. and Mufson, S. Obama rejects Keystone XL project, citing U.S. climate leadership URL: <https://www.washingtonpost.com/news/post-politics/wp/2015/11/06/obama-set-to-reject-keystone-xl-project-citing-climate-concerns/>; Dorning, M. and Drajem, M. Obama's Keystone Rejection Strengthens His Hand at Climate Talks. URL: <http://www.bloomberg.com/politics/articles/2015-11-06/obama-said-to-reject-keystone-project-win-for-environmentalists> (дата обращения: 06.05. 2016)

¹⁰ Мордюшенко О. Буровая угроза. URL: <http://kommersant.ru/doc/2811635> (дата обращения: 06.05.2016)

передачу технологий в этом секторе¹¹. С большой долей вероятности сотрудничество по экологическим и другим вопросам в Арктике будет продолжаться, и энергетические ресурсы не станут причиной повышенной геополитической напряжённости. Но большое количество запасов нефти и газа в регионе так и останется нетронутым в недрах земли.

Арктический газовый сектор

Хотя нефть всё ещё считается более привлекательной в краткосрочной перспективе, тем не менее природный газ играет доминирующую роль в энергетических запасах арктического региона. Природный газ имеет более низкие выбросы CO₂ на единицу энергии¹² и, следовательно, рассматривается многими в качестве переходного источника топлива на пути к будущей экономике с нулевыми выбросами в атмосферу. Растущий рынок СПГ с его гибкими возможностями по транспортировке будет способствовать спросу на природный газ в будущем. Американская Арктика богаче нефтью, и, например, газонефтяное месторождение близ поселения Прадхо-Бей на Аляске в США, до сих пор работает в течение почти 40 лет после его разработки и строительства Транс-Аляскинской трубопроводной системы в 1977 г., несмотря на нефтяной кризис 1973 г.

Анализируя отчёт Геологической службы США (USGS, 2008), Филип Буджик сделал вывод, что арктические запасы нефти и природного газа распределены неравномерно среди континентов. «Запасы Евразии составляют около 63% от общего объёма арктической ресурсной базы, в то время как Северная Америка имеет около 36%. На долю запасов преимущественно природного газа и газоконденсата приходится около 88% от общих евразийских запасов. Североамериканская часть Арктики, по приблизительным оценкам, располагает порядка 65% неразведанных запасов арктической нефти и только 26% арктического природного газа». 43 из 61 крупных арктических месторождений были расположены в то время в России. Из 18 крупных арктических месторождений за пределами России: 6 находилось на Аляске, 11 — в Канаде, Северо-Западные территории и 1 — в Норвегии [6, Budzik P.]. По дан-

¹¹ Предписание 4, выпущенное в соответствии с правительственным постановлением 13662, запрещает предоставление, экспорт или реэкспорт товаров, услуг (за исключением финансовых), или технологий американскими гражданами или из США с целью разработки или производства нефти на арктическом шельфе, или для проектов по добыче сланцевой нефти, имеющих высокий потенциал добычи нефти в РФ, или для работ в морских приграничных районах, заявленных от имени и на территории РФ. Под действие этого запрета попадают: «Газпром», «Газпром нефть», «Лукойл», «Сургутнефтегаз» и «Роснефть». Этот шаг дополняется мерами ЕС, препятствующими использованию западных технологий. В то время как эти санкции не нацелены и не влияют на текущие поставки энергии из России и не препятствуют российским компаниям продавать нефть и газ в любую страну, они делают дальнейшее развитие долгосрочных, технически сложных будущих проектов затруднительным.

¹² 117 Pounds of CO₂ emitted per million British thermal units (Btu) of energy compared to 157.2 for gasoline, 161,3 for diesel fuel and about 215 for coal URL: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=73&t=11> (дата обращения: 06.05.2016).

ным С.Е. Донского в 2016 г. на территории Арктической зоны РФ открыты 340 месторождений нефти и газа, из них 33 — на арктическом шельфе¹³.

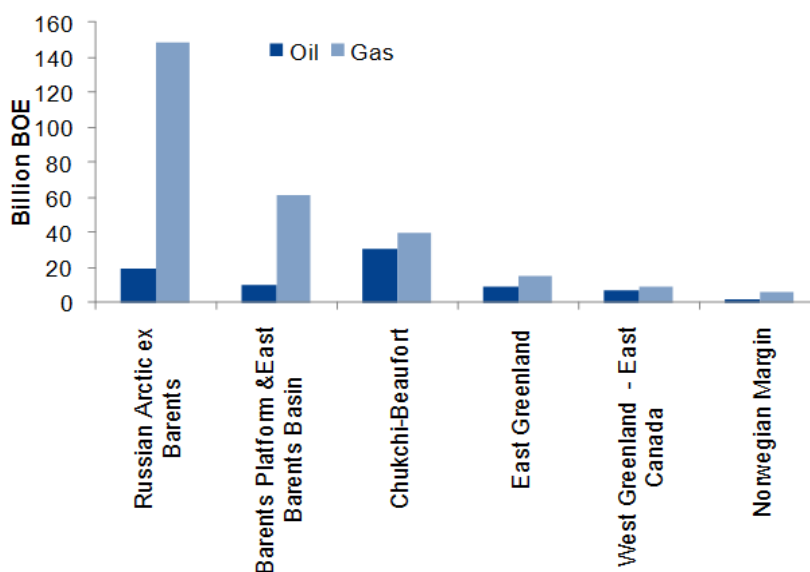
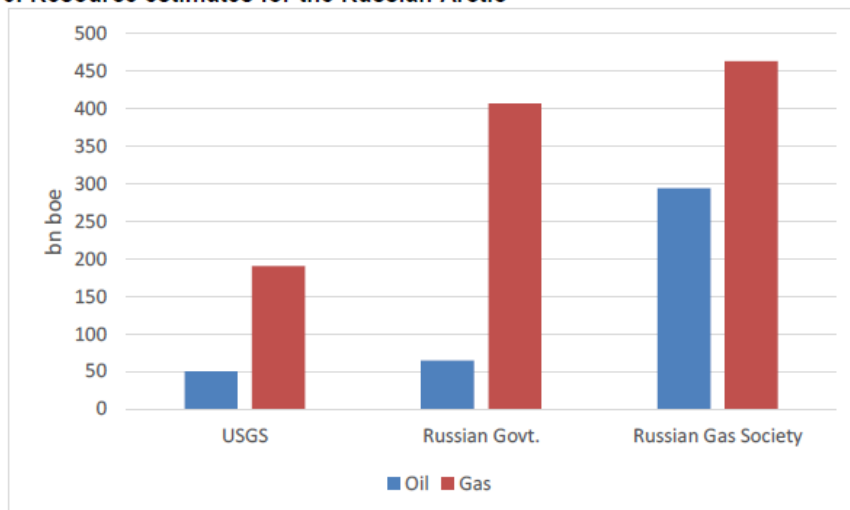


Рисунок 1. Геологическая служба США. Перспективы и проблемы развития арктического нефтяного сектора¹⁴.

По данным Российского министерства энергетики (Минэнерго), запасы следующие: 13 млрд тонн нефти и 87 трлн. кубических метров природного газа¹⁵, в то время как другие источники указывают, что запасы нефти выше, как можно видеть из приведённого графика:

Figure 6: Resource estimates for the Russian Arctic



Sources: USGS (2008), Skolkovo Energy Centre (2012) and Voice of Russia.

Рисунок 2. Перспективы и проблемы развития арктического нефтяного сектора.
Источник: Геологическая служба США.

¹³ Совещание с членами Правительства. 07.09.2016. URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/transcripts/deliberations/52843> (дата обращения: 14.10.2016). — Примечание редакции журнала «Арктика и Север».

¹⁴ Источник: USGS 2008, из The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development, The Oxford Institute for Energy Studies written by James Henderson and Julia Loe, November 2014, p.5. Следует учитывать, что методы оценки основаны на геологических допущениях, что предполагает большую степень неопределённости.

¹⁵ Россия будет добывать больше половины арктической нефти и газа. URL: <http://izvestia.ru/news/588397> (дата обращения: 07.05.2016).

В этой связи, решение администрации Обамы пересмотреть планы арктического бурения, и отказаться от уже утверждённых договоров аренды, имеет решающее значение для нефтяного сектора¹⁶. Во многом этот шаг был вызван влиянием рыночных факторов, в результате которых, буровые работы в Арктике стали экономически невыгодными при текущих ценах на нефть. Здесь мы рассматриваем и ведём речь об огромных запасах арктического газа, их экономическом и геополитическом значении. Норвегия, например, в 2015 г. впервые экспортировала больше природного газа, чем нефти, в стоимостном выражении¹⁷.

Проекты Норвегии по добыче арктического природного газа

По оценке Геологической службы США, Евразия имеет около 34 500 млрд. кубометров природного газа¹⁸. Данный объём равен почти столетнему объёму потребления газа в ЕС, который в настоящее время составляет порядка 450 млрд. кубометров в год. Ограниченное количество действующих арктических газовых проектов расположено в основном в Норвегии и России. Норвегия оперирует объектом СПГ Snøhvit («Белоснежка») в Арктике с мощностью около 5 млрд. кубометров в год и производит дополнительные 2,2 млрд. кубометров газа в южных норвежских водах¹⁹. Норвежская компания Statoil, главным акционером которой является государство, также работает на газовом месторождении Aasta Hansten в Норвежском море, за Полярным кругом. По примерным оценкам, месторождение содержит 47 млрд. кубометров газа, который будет транспортироваться через 482-километровый трубопровод Polarled, с мощностью 70 млн. кубометров/сутки, в норвежскую газовую систему²⁰. Проект очень сложный и, в соответствии с данными Statoil, добыча газа на AASTA Hansteen будет очень дорогостоящей, так как месторождение находится далеко от суши и за пределами имеющейся инфраструктуры. Глубины здесь также очень большие, погодные условия крайне сложные²¹. Стоимость проекта возросла примерно на 9% с момента подписания и составляет 4,34 млрд. долларов. Его завершение было перенесено с 2017 г. на середину 2018 г.²².

¹⁶ URL: <http://instituteeforenergyresearch.org/analysis/obama-cancels-lease-sales-in-arctic-cedes-arctic-to-russias-vladimir-putin/> (дата обращения: 06.05.2016).

¹⁷ Pettersen T. Gas bigger than oil. URL: <http://barentsobserver.com/en/energy/2015/09/gas-bigger-oil-18-09> (дата обращения: 06.05.2016).

¹⁸ 1 219 трлн кубических футов.

¹⁹ In Arctic, Norway steps on the gas. URL: <http://barentsobserver.com/en/energy/2015/03/arctic-norway-steps-gas-25-03> (дата обращения: 07.05.2016).

²⁰ Statoil: Polarled gas pipeline crosses Arctic Circle. URL: <http://www.ogj.com/articles/2015/08/statoil-polarled-gas-pipeline-crosses-arctic-circle.html> (дата обращения: 07.05.2016).

²¹ Aasta Hansten. URL: <http://www.statoil.com/en/ouroperations/futurevolumes/projectdevelopment/pages/aasta-hansteen.aspx> (дата обращения: 06.05.2016).

²² URL: <http://www.offshore-mag.com/articles/2015/10/statoil-pushes-back-production-start-up-at-two-offshore-northwest-europe-projects.html> (дата обращения: 07.05.2016).

Российские газовые проекты

Очевидно, что страна, способная оказать наибольшее влияние на добычу арктического газа, это Российская Федерация. В настоящее время Россия не ведёт работ на каком-либо оффшорном арктическом газовом месторождении, в то время как береговые районы являются очень важными с точки зрения поставок газа. Ямало-Ненецкий автономный округ обеспечивает около 80% российского природного газа²³. Половина этого региона находится за Полярным кругом. Оффшорный природный газ можно экспортировать на мировые рынки после процесса сжижения, что способствует гибкости экспорта и снижению транспортных расходов на больших расстояниях по сравнению с трубопроводной системой, как можно видеть из приведённого ниже графика.

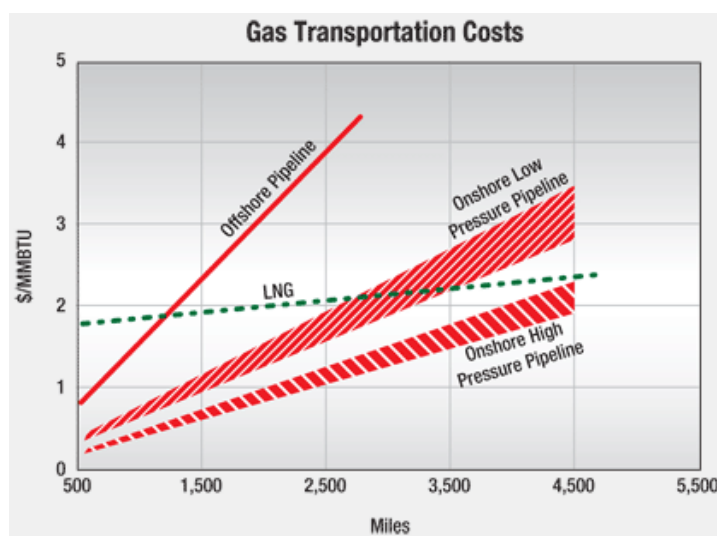


Рисунок 3. Расходы на транспортировку газа: трубопроводы и СПГ²⁴.

Из-за наличия вечной мерзлоты, географических ограничений системы трубопроводов, а также больших расстояний, добыча арктического шельфового газа основана на технологии СПГ. Строительство второго СПГ-терминала в России — «Ямал СПГ» — должно быть завершено в ближайшее время. Его три технологические линии, которые должны быть введены эксплуатацию в 2021 г., обеспечат общий объём производства сжиженного газа в 16,5 млн. тонн или 23 млрд. кубометров природного газа в год. Проект принадлежит на 50,1% компании «НОВАТЭК», а также Total и CNPC, каждая из которых владеет 20% акций, и 9,9% принадлежат фонду Silk Road. Total владеет также 18,9% акций «НОВАТЭКа» тем самым увеличивая своё косвенное участие в проекте почти до 30%. Проект стоимостью \$ 27 млрд. ис-

²³ Ресурсный потенциал Арктики по природному газу: существует 20 триллионов кубометров только разведанных запасов, в основном это Ямал // Совещание с членами Правительства. 07.09.2016. С.Е. Донской. URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/transcripts/deliberations/52843> (дата обращения: 14.10.2016). — Примечание редакции журнала «Арктика и Север».

²⁴ URL: <http://www.energytribune.com/941/compressed-natural-gas-monetizing-stranded-gas#sthash.VROqacjV.dpbs> (дата обращения: 07.05.2016).

пытывает финансовые проблемы из-за экономических санкций, введённых в отношении России, и закрытия доступа к дешёвым кредитам. Большая часть финансовых ресурсов будет предоставлена китайскими инвесторами в виде кредита в размере \$12 млрд. Китайские партнёры также недавно приобрели дополнительные 9,9% акций в проекте, обеспечив поступление € 1,09 млрд., за счёт фонда Silk Road. Правительство России предоставило финансирование из Фонда национального благосостояния (ФНБ) в сумме \$2.8 млрд., а также российские банки недавно договорились о дальнейшем кредитовании ещё на \$3,6 млрд²⁵.

В последнее время Россия отложила исполнение ряда важных арктических проектов, за исключением проекта «Ямал СПГ», который находится в активной стадии строительства. Одним из таких отложенных проектов, несомненно, является разработка Штокмановского газового месторождения, которое было открыто ещё в 1988 г. «Газпром» совместно со своими партнёрами в 2012 г. не смогли найти технологически и экономически оправданное решение для разработки гигантского газового месторождения с запасами порядка 4 триллионов кубометров газа. Месторождение занимает площадь 1 400 км² и находится на глубоководном арктическом шельфе на расстоянии 600 км от берега. Успешное развитие проекта потребовало бы строительства длинного подводного трубопровода на большой глубине в самых суровых условиях на Земле²⁶. Это относится к айсбергам весом до одного миллиона тонн, дрейфующим со скоростью до 0,25 м в секунду, и движению паковых льдов со скоростью до 1 м в секунду. Statoil вышла из проекта в 2012 г., Total отказалась от участия в 2015 г., вернув 25% акций «Газпрому». Кроме того, США в последние несколько лет резко увеличили добычу природного газа после бума, связанного со сланцевой нефтью. Страна даже стала экспортёром газа, что сократило спрос на природный газ Штокмановского месторождения и привело к снижению мировых цен на природный газ. Стоимость разработки первой фазы Штокмановского проекта оценивалась от \$12 млрд. до \$25 млрд (\$50 млрд. совокупных капиталовложений). После завершения третьего этапа проекта добыча газа достигла бы впечатляющих 71,1 млрд. кубометров газа в год²⁷. В феврале 2010 г. «Газпром» отложил разработку первой фазы проекта до 2016 г. от первоначальной запланированного 2013 г. В соот-

²⁵ Russian banks sign loan deal with Yamal LNG worth 3.6 bln euros - Interfax cites sources. URL: <http://www.reuters.com/article/russia-yamal-lng-loans-idUSR4N0ZC01I> (дата обращения: 07.05.2016).

²⁶ Is the time right for Arctic LNG? URL: <http://mediaserver.dwpub.com/fjd-profile/30722/Arctic+LNG+November+2012.pdf> (дата обращения: 07.05.2016).

²⁷ Штокмановский проект. URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/> (дата обращения: 07.05.2016).

ветствии с этими планами производство первого газа должно было начаться в 2016 г., первый сжиженный газ планировался к выпуску в 2017 г.²⁸. Сейчас проект заморожен.

Интересно рассмотреть перечень предлагаемых проектов СПГ в России, которые в случае своего завершения увеличат экспортный потенциал сжиженного газа страны до порядка 117 млрд кубометров в год.

Таблица 1

СПГ-проекты в России

СПГ-проекты	Расположение	Статус	Мощность (миллион метрических тонн СПГ/в год)	Объявленный год начала ввода в действие	Владельцы
Сахалин СПГ	Тихоокеанское побережье	в работе	9.6	2009	«Газпром», Shell, Mitsui и Mitsubishi
Ямал СПГ	Арктическое побережье	строится	16.5	2017	«Новатэк», Total и CNPC
Балтийский СПГ	Baltic coast	планируется	10	2018	«Газпром»
Владивосток СПГ	Тихоокеанское побережье	планируется	15	2018	«Газпром»
Сахалин СПГ (развитие)	Тихоокеанское побережье	планируется	5	2018	«Газпром», Shell, Mitsui и Mitsubishi
Дальний Восток СПГ	Тихоокеанское побережье	планируется	5	2018-2019	ExxonMobil, «Роснефть», ONGC Videsh и SODECO
Гыдан СПГ	Арктическое побережье	планируется	16	2018-2022	«Новатэк»
Печора СПГ	Арктическое побережье	отложен	10	Не определен	«Роснефть»
Штокман СПГ	Арктическое побережье	отложен	30	Не определен	«Газпром»

Источник: EIA International energy data and analysis²⁹.

Недавний спад мировых цен на энергоносители, кризис в России и международные санкции окажут своё влияние на все эти проекты. Весьма вероятно, что до 2020 г. только Ямал СПГ будет частично введён в эксплуатацию. Все остальные проекты в Арктике отложены или вообще никогда не будут воплощены в жизнь. В 2016 г. Правительством России было принято решение в условиях макроэкономической нестабильности о введении *временного моратория* на предоставление в пользование новых участков недр континентального шельфа, на выдачу лицензий и завершение актуализации лицензий по освоению уже предоставленных в пользование участков недр³⁰.

²⁸ Shtokman Gas Condensate Deposit, Russia. URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/shtokman/> (дата обращения: 07.05.2016).

²⁹ Russia. URL: <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=RUS> (дата обращения: 07.05.2016).

³⁰ Количество действующих лицензий на углеводородное сырьё на арктическом шельфе и на суше составляло - 407. По состоянию на 1 августа 2016 г. на шельфе Арктической зоны РФ геологоразведочные работы на нефть и газ велись на 75 лицензионных участках на общей площади 1,3 млн кв. км // Совещание с членами Правитель-

Проект «Ямал СПГ»

Для понимания будущего российских СПГ проектов в Арктике, имеющих решающее значение для будущего развития добычи газа в Арктике, стоит рассмотреть некоторые данные, связанные с развитием проекта «Ямал СПГ». Данный проект является первым в своем роде и не сравним с норвежским СПГ-предприятием Snøhvit, расположенным в южных водах, где море свободно ото льда круглый год благодаря Гольфстриму.

Ямальское месторождение состоит из пяти горизонтов близповерхностного газа и 27 глубоких горизонтов газового конденсата, с глубинами залегания от 900 до 2 850 метров. Проект будет включать бурение 208 скважин на 19 кустовых площадках, строительство 3-х технологических линий СПГ, каждая с мощностью 5,5 млн. тонн в год, и огромный газовый терминал, а также строительство (впервые в мире) 16 ледокольных танкеров, каждый из которых способен перевозить 170 000 куб. м³¹. В общей сложности будут построены 188 км газопроводов, 121 км дорог и 143 км высоковольтных линий³². Поэтому весьма вероятно, что только после проведения первоначальной оценки и анализа производственных процессов на Ямале, возможно, будет получить одобрение на строительство прочих аналогичных проектов. Это будет частично определять развитие Гыданского проекта «НОВАТЭКа» в арктических водах с мощностью 16 млн тонн СПГ, со сроком ввода в строй в 2023 г.³³. Штокмановский и Печорский СПГ-проекты отложены. Следует также принять во внимание, что помимо экономических факторов на развитие важных проектов, особенно в российском государстве, оказывают влияние стратегическое планирование и региональные планы развития. Они часто являлись определяющими для проектов советской Арктики, многие из которых часто не были оправданы с чисто экономической точки зрения, но действительно считались важными для развития региона или стратегических интересов страны.

Капитальные затраты на «Ямал СПГ» достигли \$26,9 млрд в 2013 г., в то время как окончательное инвестиционное решение предполагало сумму \$20 млрд. Расходы на разведку и разработку: \$4 млрд, расходы на инфраструктуру: \$4 млрд., ещё \$19 млрд. — на строительство завода по сжижению газа³⁴. Согласно данным недавнего анализа московского бро-

ства. 07.09.2016. С. Донской. URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/transcripts/deliberations/52843> (дата обращения: 14.10.2016). – Примечание редакции журнала «Арктика и Север».

³¹ Yamal LNG: The gas that came in from the cold. URL: <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/projects-achievements/lng/yamal-lng> (дата обращения: 06.05.2016).

³² Government Support to Upstream Oil & Gas in Russia. URL: https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_awc_russia_yamalprirazlomnoe_en.pdf (дата обращения: 08.05.2016).

³³ Novatek presents plan for new Arctic LNG URL: <http://www.thebarentsobserver.com/industry/2016/02/novatek-presents-new-plans-arctic-lng> (дата обращения: 08.05.2016).

³⁴ Gazprombank. Novatek, Pricing in sanctions and Yamal LNG // Gazprombank equity research 2014. P. 17. URL: http://www.gazprombank.ru/upload/iblock/a1b/gpb_novatek_tp%20update_040814.pdf (дата обращения 10.05.2016)

кера «Открытие», объём общих капитальных вложений может возрасти до \$33 из-за воздействия санкций, введённых в отношении России и более высокой стоимости капитала³⁵. Кроме того, существуют и другие косвенные расходы, принятые правительством, как, например, строительство трёх атомных ледоколов ЛК-60 на сумму около \$2 млрд, которые будут также частично использоваться для экспорта и эксплуатации на «Ямал СПГ».

Важно также отметить нестабильный обменный курс рубля, который потерял более 50% в течение последних двух лет, от 33 рублей за \$1 в начале 2014 г. до 66 рублей за \$1 в мае 2016 г.³⁶. Проект в рублях будет стоить 1,27 трлн³⁷, в соответствии с двумя различными курсами — это \$40 млрд. или \$20 млрд. Если расходы или финансирование осуществляется в евро или долларах, снижение курса может оказать негативное влияние, а рост означает значительное финансовое бремя для компаний — участников проекта.

Согласно двум различным источникам, «Ямал СПГ» будет безубыточным при цене \$8.2 за миллион БТЕ³⁸, в то время как согласно данным недавнего анализа «Газпромбанка» — при цене \$6 за миллион БТЕ³⁹. Они пишут: «Мы считаем, что «Ямал СПГ» будет безубыточным и обеспечит нулевое значение целевой цены НОВАТЭКа при цене СПГ не более \$6 за миллион БТЕ в 2017–2020 и не более \$9 за миллион БТЕ в 2021–2024». В настоящее время европейские цены на газ России на германской границе составляют \$4,02 за миллион БТЕ или \$145 за млн. кубометров, и они до сих пор не полностью приняли во внимание снижение цен на нефть⁴⁰, в то время как в Азии цена на СПГ составляет \$4.24 за миллион БТЕ. Американский экспорт СПГ в Европу и на новые австралийские экспортные терминалы будет оказывать дополнительное давление на цены. Проект «Ямал СПГ» в Европе в краткосрочной перспективе при таких ценах будет экономически невыгодным, и не сможет обеспечить гарантий возврата инвестиций в \$27 млрд, также принимая во внимание более вы-

³⁵ Moscow gives a boost to Yamal LNG. URL: <http://www.hellenicshippingnews.com/moscow-gives-a-boost-to-yamal-lng/> (дата обращения: 08.05.2016).

³⁶ Динамика курса валюты. Доллар США URL: http://www.cbr.ru/currency_base/dynamics.aspx?VAL_NM_RQ=R01235&date_req1=01.01.2014&date_req2=08.05.2016&rt=2&mode=2 (дата обращения: 08.05.2016).

³⁷ Фадеева А. «Ямал СПГ» значительно превышает плановые расходы, сообщила Счетная палата. URL: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/08/13/604610-yamal-spg-previshaet-planovie-rashodi> (дата обращения: 08.05.2016).

³⁸ BTU (British thermal unit — британская тепловая единица (или британская термическая единица) обозначается на русском языке как БТЕ. Эта единица измерения тепловой энергии в современном мире считается устаревшей, так же, как, например, фунты, унции, и не входит в международную систему стандартных единиц СИ (в метрическую систему граммов, метров, ньютонов). URL: <https://www.calc.ru/Btu-Britanskaya-Teplovaya-Yedinita.html>

³⁹ URL: http://www.gazprombank.ru/upload/iblock/2f6/GPB_NVTK_TP_Update_230915.pdf (дата обращения: 08.05.2016).

⁴⁰ Gazprom Said to See Its Lowest Europe Gas Price in 11 Years. URL: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-10-23/gazprom-said-to-see-its-lowest-eu-gas-price-in-11-years-in-2016> (дата обращения: 08.05.2016).

сокие процентные ставки в России. Аналитики «Газпромбанка» отмечают тот факт, что азиатские спотовые цены на СПГ не являются хорошим ориентиром для цен на ямальский газ в будущем. Газовые контракты уже заключены на 90-95% и, в соответствии с мнением аналитиков, ценовой ориентир на газ не связан с ценами на СПГ, так что они не видят возможных влияний цен СПГ на ямальский газ. Тем не менее, он связан с ценами на сырую нефть.

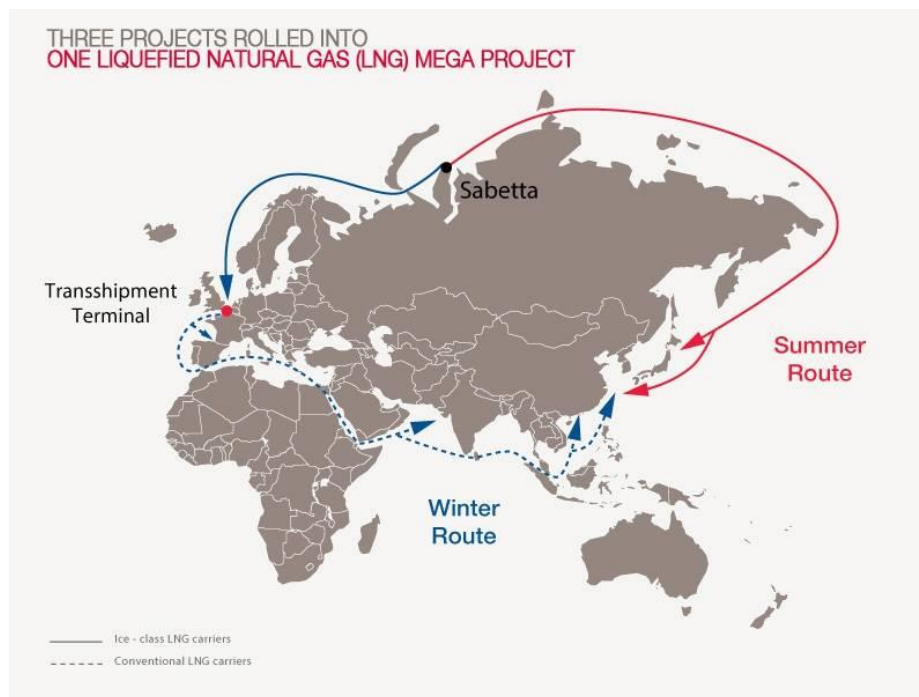


Рисунок 4. Маршруты транспортировки газа с Ямала

С другой стороны, в недавнем анализе Международного института устойчивого развития отмечается, что чистая приведённая стоимость проекта положительна только за счёт российских государственных субсидий, без которых «Ямал СПГ» не будет экономически жизнеспособным, независимо от инфраструктурных расходов.

Также отмечается, что стоимость транспортировки для «Ямал-СПГ» в этом анализе базируется на основе расчётов, сделанных Государственным университетом Армстронг Атлантик. В соответствии с этими расчётами, цены следующие: \$1.15 за миллион БТЕ в Европу, \$7.04 за миллион БТЕ в Азию через Суэцкий канал и \$2.85 за миллион БТЕ в Азию через Северный морской путь. Средние цены на транспортировку, таким образом, следующие: \$3.7 за миллион БТЕ [7, Lunden L.P., Fjaertoft D., с. 10].

С учётом текущих цен на СПГ в Европе и Азии порядка \$4 за миллион БТЕ, уровень доходности от продаж будет крайне низок. В рамках проекта «Ямал СПГ» предусматривается строительство нового крупного морского пути для транспортировки сжиженного природного газа в Европу и Азию.

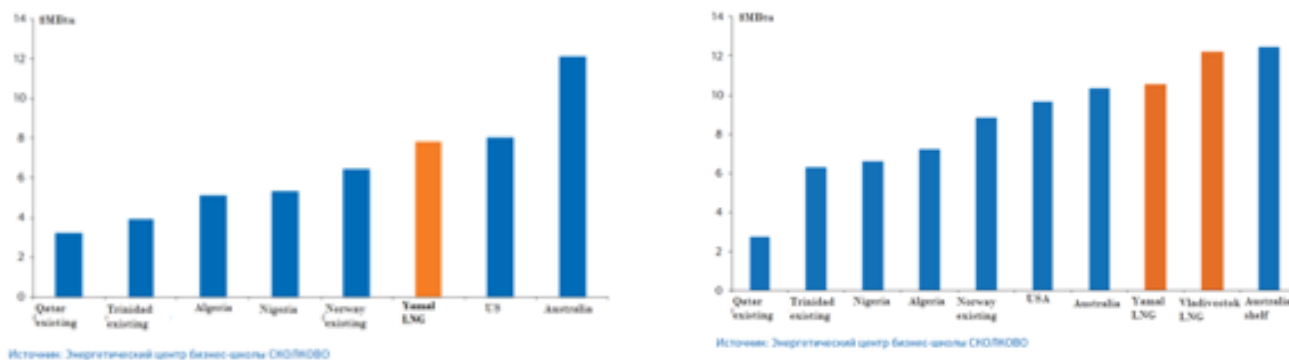
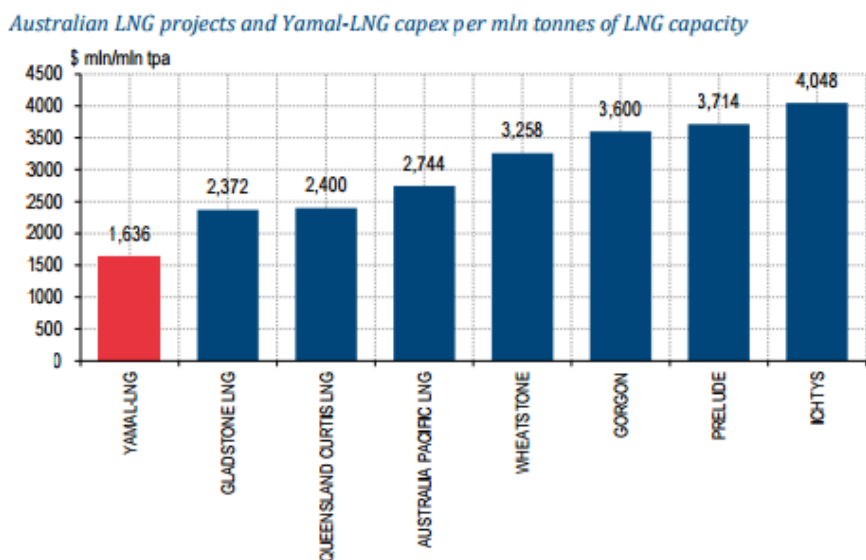


Рисунок 5. СПГ с поставкой в Европе и СПГ с поставкой в Азии: энергетическая бизнес-школа в Сколково.

Длинный горизонт таких проектов может частично компенсировать текущие низкие цены на СПГ в долгосрочной перспективе. Энергетический центр бизнес-школы «Сколково» в 2013 г. произвёл сравнительный анализ цен на СПГ в Европе и Азии от разных поставщиков [8, с. 46–47], и с его помощью интересно оценить конкурентоспособность цены «Ямал СПГ» по сравнению с прочими поставщиками (рис. 5).

«Газпромбанк» в своём анализе «Новатэка» под названием «Санкционное ценообразование и Ямал СПГ» предлагает иную картину. Они подсчитали, что Ямал СПГ имеет самые низкие капиталовложения в расчете на млн. тонн сжиженного природного газа для всех проектов до 2020 г. Они утверждают, что даже такие американские проекты, как завод СПГ Sabine Pass, имеют капитальные затраты \$0,74 за млн тонн сжиженного природного газа, и расходы на разведку и добычу сюда не включены. Подобные заводы в США вынуждены использовать внешние источники сланцевого газа, что, по их мнению, удваивает расходы. Конечно, также должны приниматься во внимание расходы на транспортировку, которые для «Ямал СПГ» являются более высокими.



Source: APPEA, company data, Gazprombank estimates

Рисунок 6. Сравнение капиталовложений проектов на млн тонн СПГ. Данные «Газпромбанка»

Перспективы арктических газовых проектов

Арктические газовые проекты являются очень дорогостоящими долгосрочными инвестициями. Европейский рынок уже обеспечен существующей системой трубопроводов и спрос в Европе слабый, он даже сократился после 2008 г. Китай также в ближайшее время получит 61 млрд. кубометров российского природного газа от проекта «Сила Сибири». Япония перезагружает мощности своих ядерных реакторов. Кроме того, США стали экспортёром природного газа, рост китайской экономики замедляется, также переключаясь на сектора с меньшей энергоёмкостью, характерные для более развитой экономики.

Конечно, есть и другие потенциальные покупатели, однако в настоящее время мировой рынок СПГ перенасыщен. Международная энергетическая консалтинговая компания Wood Mackenzie полагает, что «окно возможности» закрыто для новых проектов, по крайней мере, до 2025 г.⁴¹. Производительность сжижения газа в конце 2015 г. составляла около 301,5 млн тонн в год и ещё дополнительные 141,5 млн тонн в год будут добавлены до конца этого десятилетия, особенно в Австралии и в США⁴².

При наилучшем сценарии, в период до 2025 г. в Российской Арктике будут введены в эксплуатацию два рабочих проекта в области СПГ: «Ямал СПГ» и «Гыдан СПГ». Эти проекты не смогут кардинально изменить картину региона, учитывая, что они будут поставлять всего лишь около 5% российского годового объёма добычи газа. Кроме того, арктические проекты столкнутся с сильной конкуренцией со стороны других проектов СПГ по всему миру, особенно в местах с более низкой себестоимостью. В 2025 г. мир предположительно столкнётся с новой энергетической реальностью, и природный газ, вероятно, будет уже меньше использоваться в мировой энергетике.

Растущие альтернативы горючим ископаемым

Возобновляемая энергия будет иметь решающее значение для нашего будущего, с точки зрения ограничения климатических изменений и использования возобновляемых и экологически безопасных ресурсов. В течение последних нескольких лет во многих странах Европы, а также и в других странах, мы увидели важный сдвиг в их энергетическом балансе в сторону опережающего роста использования энергии ветра и солнца.

Например, в Италии и Германии, которые являются важными импортёрами энергии, в частности, нефти и природного газа, совокупная доля солнечной энергии и ветра увеличи-

⁴¹ Hussain, Y. 'Window of opportunity' for new LNG projects is gone because of supply glut, consultancy says. URL: <http://business.financialpost.com/news/energy/window-of-opportunity-for-new-lng-projects-is-gone-because-of-supply-glut-consultancy-says> (дата обращения: 09.05.2016).

⁴² International Gas Union World LNG Report 2016. P. 17.

лась до 12,5% от общего объёма производства электроэнергии в Италии и до почти 20% в Германии. В 2015 г. В Евросоюзе производство электроэнергии из возобновляемых источников увеличилась с 678 млрд. кВт/час в 2011 г. до 923 в 2015 г., в то время как выработка электроэнергии из природного газа снизилась с 705 до 485 за тот же период⁴³.

В течение последних нескольких лет Китай установил фотоэлектрические и ветровые турбинные системы за рекордно короткое время и планирует достичь 150 ГВт солнечной фотоэлектрической мощности до 2020 г. Он также располагает мощностью солнечного нагрева в 262 ГВт⁴⁴. В странах — членах ОЭСР производство солнечной энергии и энергии ветра увеличилось на 16%, до 776 млрд. кВт/час в 2015 г., в то время как производство энергии на ископаемом топливе снизилось на 1%. Мощность энергии горючего топлива составляла 6 189 млрд. кВт/час⁴⁵. Ежегодно добавляющаяся мощность ветровых энергетических установок уже составляет более 60 ГВт в 2015 г., и также увеличивается производство солнечной энергии. Согласно последним прогнозам, в 2020 г. будет ежегодно добавляться уже примерно 100 ГВт новых мощностей в год — для каждого вида энергии.

В секторе автомобилестроения существует растущая тенденция к электрификации транспортных средств. В некоторых странах с развитой экономикой, таких как Норвегия, электрические и гибридные автомобили в 2015 г. уже достигли рыночной доли в 23% продаж для новых автомобилей. Tesla Motors, например, планирует производить 500 000 электрических транспортных средств ежегодно с 2018–2020 гг., и все крупные автомобильные компании переходят на производство гибридных и электрических автомобилей. По некоторым подсчётам, это должно запустить процесс замещения нефти уже начиная с 2022 г.⁴⁶

Другим важным фактором, который необходимо принять во внимание, является углеродный бюджет. Мир способен выделять углерод на текущих уровнях ещё десять-двадцать лет, чтобы достичь предела. Существует ряд проектов, имеющих системы уменьшения выброса углерода, но они очень дороги и не способны конкурировать с возобновляемыми источниками энергии. Кроме того, многие важные международные инвесторы уже начали процесс вывода инвестиций из проектов, связанных с ископаемым топливом. В рам-

⁴³ URL: <http://c1cleantechnicacom.wpengine.netdna-cdn.com/files/2016/05/europe-status-quo.jpg> (дата обращения: 09.05.2016)

⁴⁴ It's official: China has the most solar PV installed globally. URL: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/its-official--china-has-the-most-solar-pv-installed-globally_100022939/#axzz48Hm3q1Wf (дата обращения: 09.05.2016).

⁴⁵ Wind & Solar OECD Electricity Generation Grew 16% in 2015 URL: <http://cleantechnica.com/2016/04/05/wind-solar-oecd-electricity-generation-grew-16-2015/> (дата обращения: 09.05.2016)

⁴⁶ The Peak Oil Myth and the Rise of the Electric Car URL: <http://www.bloomberg.com/news/videos/2016-02-24/the-peak-oil-myth-and-the-rise-of-the-electric-car> (дата обращения: 09.05.2016).

ках недавно принятого соглашения об изменении климата COP21 страны определились с тем, что средняя температура земли не будет превышать 2С°, с пожеланием не превышать 1.5 С°, если это возможно. Это, несомненно, будет способствовать политике использования возобновляемых источников энергии в будущем.

Выводы

В заключение отметим, что развитие событий за пределами Арктического региона во многом будет определять судьбу запасов ископаемого топлива. Последние достижения в области энергетики, а также повышение уровня информированности о климатических рисках изменили отношение к энергии в мире. Природный газ всё ещё рассматривается как переходный вид топлива на пути к экономике с нулевыми выбросами в атмосферу. Но, вероятно, он будет вскоре вытеснен возобновляемыми источниками энергии. Мировой рынок фактически переполнен природным газом и особенно СПГ с ценами, близкими к историческим минимумам.

В результате всех этих причин трудно ожидать, что в Арктике начнётся масштабная добыча ископаемого топлива. Арктические проекты требуют огромных капиталовложений и не обеспечивают гибкость в долгосрочной перспективе из-за высоких первоначальных инвестиционных требований. Было бы очень рискованно прогнозировать новую волну арктических проектов по добыче ископаемых через десятилетие, принимая во внимание быстрое сокращение затрат и технологические прорывы в других энергетических областях. В этой статье высказывается предположение о том, что период времени для осуществления новых арктических нефтегазодобывающих проектов весьма ограничен и может быть сокращён до одного или двух десятилетий, и что большинство арктических запасов ископаемого топлива так и останется в недрах земли.

В этом случае арктическим странам было бы крайне важно адаптироваться и планировать такое будущее, рассмотреть альтернативные пути развития их северных территорий. Низкий потенциал арктических ископаемых энергетических ресурсов может принести пользу развитию всего Арктического региона, поскольку масштабные проекты по добыче ресурсов являются причиной негативного воздействия на окружающую среду и общество.

Предположение о том, что большая часть арктического ископаемого топлива останется в земле, могло бы повлиять на планы правительств по отношению к региону и укрепить дух сотрудничества. Арктические перевозки, туризм и устойчивое развитие, например, в отличие от крупных проектов по добыче ресурсов, требуют длительных и постоянно улучшающихся форм сотрудничества между арктическими государствами, регионами и сообществами.

Литература

1. Bird, Kenneth J., Charpentier, Ronald R., Gautier, Donald L., Houseknecht, David W., Klett, Timothy R., Pitman, Janet K., Moore, Thomas E., Schenk, Christopher J., Tennyson, Marilyn E. and Wandrey, Craig J., 2008, *Circum-Arctic resource appraisal; estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2008-3049*, 4 p. URL: <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/> (дата обращения: 05.05.2016).
2. Charles Emmerson, "The (slow) rush for northern resources" // *The future history of the Arctic*. PublicAffairs (US). 2010, pp. 169–193.
3. Nong Hong, "Energy and the Arctic Dispute: Pathway to Conflict or Cooperation?", *The fast-changing Arctic*, published by University of Calgary press, Calgary, Alberta (CA) 2013, pp. 103–133.
4. Christian Le Mièrre and Jeffrey Mazo, "Economic opportunities" in *Arctic opening: insecurity and opportunity*, published for The International Institute for Strategic Studies by Routledge (UK) 2013, pp. 45–55.
5. Henderson J., Loe J. *The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development*. The Oxford Institute for Energy Studies. 2014. P. 22-39. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/11/WPM-56.pdf> (дата обращения: 06.05.2016).
6. Budzik P. *Arctic Oil and Natural Gas Potential*. October 19, 2008. URL: <http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/arctic/> (дата обращения: 10.11.2016).
7. Lunden L.P., Fjaertoft D. *Government Support to Upstream Oil & Gas in Russia. How Subsidies Influence the Yamal LNG and Prirazlomnoe Projects*. International Institute for Sustainable Development. 2014. P. 10 URL: https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_awc_russia_yamal_prirazlomnoe_en.pdf (дата обращения: 07.05.2016).
8. Выгон Г., Белова М. Развитие мирового рынка СПГ: вызовы и возможности для России // Энергетический центр Московской школы управления Сколково, май 2013 г. С. 46–47 URL: http://www.pro-gas.ru/images/data/gallery/0_206_SEneC_Global_LNG.pdf (дата обращения: 08.05.2016).

References

1. Bird, Kenneth J., Charpentier, Ronald R., Gautier, Donald L., Houseknecht, David W., Klett, Timothy R., Pitman, Janet K., Moore, Thomas E., Schenk, Christopher J., Tennyson, Marilyn E. and Wandrey, Craig J., 2008, *Circum-Arctic resource appraisal; estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2008-3049*, 4 p. URL: <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/> (Accessed 5th May 2016).
2. Charles Emmerson, "The (slow) rush for northern resources". *The future history of the Arctic*, PublicAffairs (US), 2010, pp. 169–193.
3. Nong Hong, "Energy and the Arctic Dispute: Pathway to Conflict or Cooperation?", *The fast-changing Arctic*, published by University of Calgary press, Calgary, Alberta (CA) 2013, pp. 103–133.
4. Christian Le Mièrre and Jeffrey Mazo, "Economic opportunities", *Arctic opening: insecurity and opportunity*, published for The International Institute for Strategic Studies by Routledge (UK) 2013, pp. 45–55.
5. Henderson J., Loe J. *The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development*. The Oxford Institute for Energy Studies. 2014. P. 22-39. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/11/WPM-56.pdf> (Accessed 6th May 2016).
6. Budzik P. *Arctic Oil and Natural Gas Potential*. October 19, 2008. URL: <http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/arctic/> (Accessed 10th November 2016).
7. Lunden L.P., Fjaertoft D. *Government Support to Upstream Oil & Gas in Russia. How Subsidies Influence the Yamal LNG and Prirazlomnoe Projects*. International Institute for Sustainable Development. 2014. P. 10 URL: https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_awc_russia_yamalprirazlomnoe_en.pdf (Accessed 7th May 2016).
8. Vygon G., Belova M. *Razvitie mirovogo rynka SPG: vyzovy i vozmozhnosti dlja Rossii. Jenergeticheskij centr Moskovskoj shkoly upravlenija Skolkovo*. Maj 2013, pp. 46–47. URL: http://www.pro-gas.ru/images/data/gallery/0_206_SEneC_Global_LNG.pdf (Accessed 8th May 2016).