Русскоязычный перевод статьи DOI: 10.3390/resources9050059 *

Роль углеводородов в глобальной энергетической повестке: акцент на сжиженный природный газ

В.С. ЛИТВИНЕНКО ✉
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия
✉ *river4020@yandex.ru*

Ссылка для цитирования оригинальной статьи: Litvinenko, V. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas. *Resources* 2020, 9, 59. https://doi.org/10.3390/resources9050059

Аннотация: В настоящее время на мировом энергетическом рынке сложилась парадоксальная ситуация, связанная с разрывом между имиджем углеводородных ресурсов (УВР) и их реальной ценностью для экономики. С одной стороны, мы сталкиваемся с ростом ожидаемых объемов добычи и потребления УВР как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. С другой стороны, наблюдаем формирование образа УВР и связанных с ними технологий как неприемлемого варианта, без достаточного внимания к различиям в видах топлива и способах его использования. В связи с этим представляется необходимым сделать шаг назад и пересмотреть жизнеспособность такой политической линии. Данная статья освещает альтернативную точку зрения на перспективы развития энергетики. Цель статьи – проанализировать последовательность критики в адрес УВР на основе изучения научной литературы, аналитических документов международных корпораций и энергетических компаний, а также критической оценки технологий, предлагаемых для замещения УВР. Анализ показал, что: (1) в ближайшей перспективе невозможно заместить большую часть УВР альтернативными энергоресурсами, (2) критика энергетических компаний в отношении их ответственности за изменение климата должна вести не к разрушению отрасли, а к поиску устойчивых путей ее развития, (3) стратегические ориентиры нефтяной и угольной промышленности должны сместиться в сторону химического производства, (4) сжиженный природный газ (СПГ) является самостоятельной отраслью, имеющей в ближайшие годы наибольший потенциал расширения на мировых рынках по сравнению с альтернативными видами энергии, и (5) Россия обладает огромным потенциалом для развития газовой промышленности, и в частности СПГ, который будет раскрыт при условии своевременной реализации мер по повышению эффективности системы государственного регулирования.

Ключевые слова: энергетика; углеводородные ресурсы; сжиженный природный газ; СПГ; альтернативные энергетические технологии; государственное регулирование; рыночная конъюнктура; энергетический баланс; устойчивое развитие.

The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas

Vladimir S. LITVINENKO
Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia
✉ *river4020@yandex.ru*

Abstract: Presently, there is a paradoxical situation in the global energy market related to a gap between the image of hydrocarbon resources (HCR) and their real value for the economy. On the one hand, we face an increase in expected HCR production and consumption volumes, both in the short and long term. On the other hand, we see the formation of the image of HCR and associated technologies as an unacceptable option, without enough attention to the differences in fuels and the ways of their usage. Due to this, it seems necessary to take a step back to review the vitality of such a political line. This article highlights an alternative point of view with regard to energy development prospects. The purpose of this article is to analyse the consistency of criticism towards HCR based on exploration of scientific literature, analytical documents of international corporations and energy companies as well as critical assessment of technologies offered for the HCR substitution. The analysis showed that: (1) it is impossible to substitute the majority of HCR with alternative power resources in the near term, (2) it is essential that the criticism of energy companies with regard to their responsibility for climate change should lead not to destruction of the industry but to the search of sustainable means for its development, (3) the strategic benchmarks of oil and coal industries should shift towards chemical production, but their significance should not be downgraded for the energy sector, (4) liquified natural gas (LNG) is an independent industry with the highest expansion potential in global markets in the coming years as compared to alternative energy options, and (5) Russia possesses a huge potential for the development of the gas industry, and particularly LNG, that will be unlocked if timely measures on higher effciency of the state regulation system are implemented.

Keywords: energy sector; hydrocarbon resources; liquified natural gas; LNG; alternative energy technologies; state regulation; market conditions; energy balance; sustainable development.

---

* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© 2020 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).
© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2024.

Введение

Последние десятилетия ознаменовались интенсивным развитием теорий, концепций и подходов, связанных с различными аспектами устойчивого развития, такими как циркулярная экономика [1], управление отходами [2], экологически чистое производство [3], экономика окружающей среды [4] и др. В рамках этих подходов особое место занимает борьба с глобальным потеплением, которое вызвано деятельностью человека, а именно увеличением выбросов антропогенных парниковых газов, главным образом CO_2 [5].

В результате многочисленных экологических исследований, проведенных в связи с вышеуказанными концепциями, было установлено, что энергетический сектор является одним из основных источников выбросов парниковых газов среди всех видов человеческой деятельности [6]. Этот факт стал одной из главных причин борьбы с уже существующей энергетической системой [7], основанной на углеводородных ресурсах (УВР).

Примеры такой борьбы можно увидеть на политической арене, где открыто заявляется, что эра углеводородов закончилась, и нужно как можно скорее переходить на альтернативные источники энергии. Это утверждение можно найти в декларациях «Большой семерки», Всемирного банка, Европейского инвестиционного банка и многих других международных корпораций, которые ограничивают доступ добывающих и геологоразведочных проектов к инвестиционному капиталу. Примером масштабной «антиуглеводородной» политики, основанной на экологических налогах (рис. 1), может служить Европа, которая постоянно подвергается критике со стороны отраслевых компаний в связи с ухудшением инвестиционного климата и снижением рентабельности производства [8].

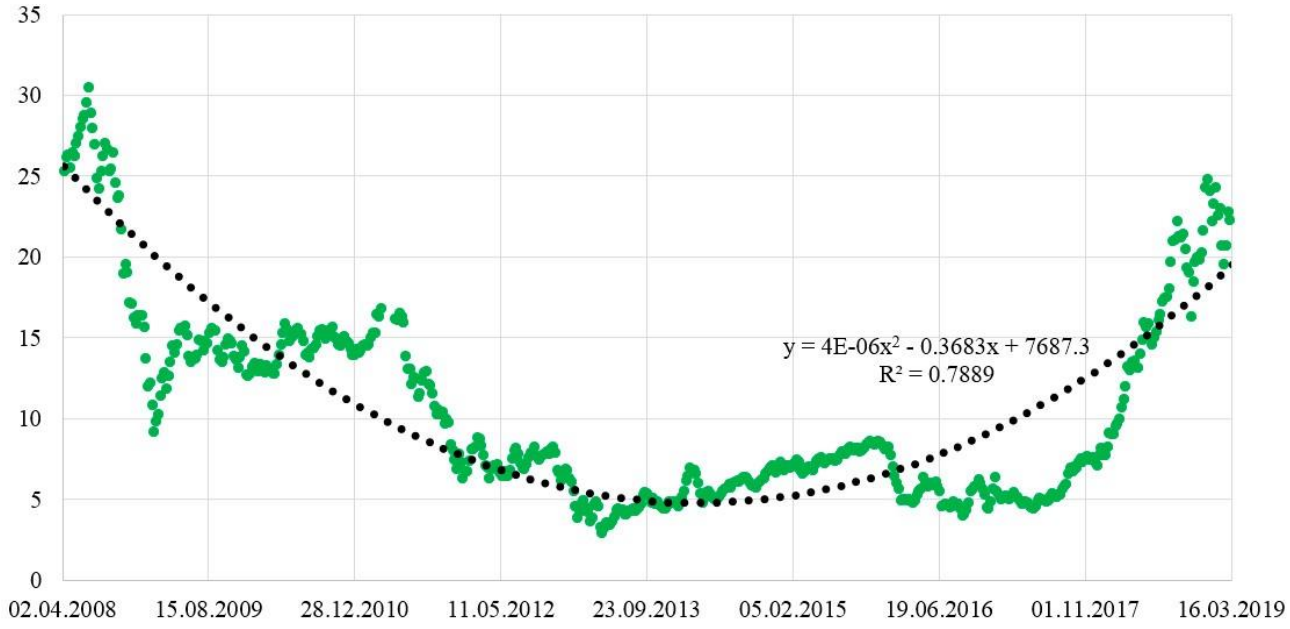


Рис. 1. Средняя ставка налога на выбросы углерода в Европе, евро/т CO_2 [9]

Примечательно, что реальная деятельность этих международных корпораций существенно отличается от декларируемой ими политики, что показано, например, в [10-12]. Например, несмотря на декларации, они продолжают оказывать финансовую поддержку проектам в области углеводородной энергетики, хотя и косвенно.

Ярким примером такой двуединой политики является увеличение объемов добычи нефти в Соединенных Штатах Америки (США) на 8410 тыс. баррелей в сутки за период 2015-2018 годов, что в два раза превышает общий мировой прирост добычи за тот же период (рис. 2). При этом бóльшую часть добычи в США составляет сланцевая нефть, которая гораздо более затратная, чем традиционная. Кроме того, по данным Государственного энергетического департамента [13], в США реализуется обширная программа поддержки изучения газовых гидратов, что связано с перспективными УВР.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

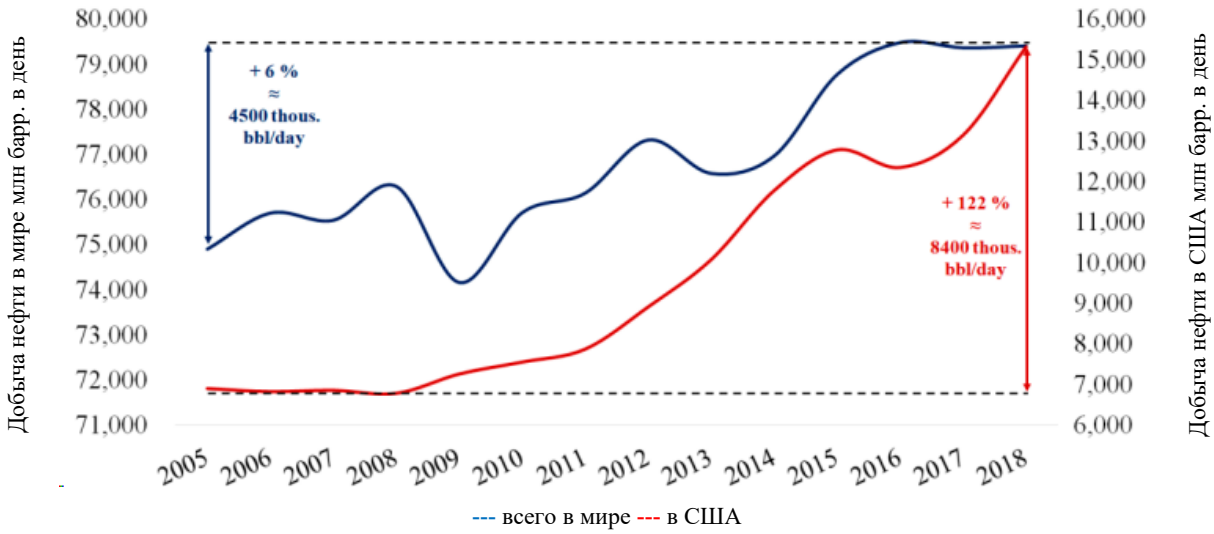


Рис. 2. Динамика добычи нефти в мире и США. По данным энергетических обзоров BP

Кроме того, обвал цен на нефть в марте 2020 года спровоцировал активную закупку дешевой арабской легкой нефти США и нефти Urals Китаем для пополнения стратегических запасов.

Реальное состояние и тенденции развития энергетического сектора можно увидеть, рассмотрев прогнозы ведущих мировых компаний, например, Бритиш Петролеум (BP), на разные годы (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение энергетических обзоров (ЭО) BP на период 2014-2019 гг.

Индикатор	EO14	EO15	EO16	EO17	EO18	EO19
Доля УВР в качестве первичных источников энергии в 2025 году, в т.ч.:						
нефть, %	30	30	30	30	31	31
газ, %	24	25	24	24	25	24
уголь, %	30	29	27	27	25	24
Доля УВР в качестве первичных источников энергии в 2035 году, в т.ч.:						
нефть, %	27	28	29	29	29	29
газ, %	26	27	26	25	27	26
уголь, %	27	27	25	24	22	21
Совокупное потребление энергоресурсов в 2035 году, млрд. т. н.э.	17.6	17.5	17.3	17.2	17.1	17

Из таблицы видно, что прогнозируемая доля УВР в мировом энергетическом балансе меняется незначительно, несмотря на достигнутые успехи в замещении их альтернативными источниками энергии. Наибольшее снижение демонстрирует уголь (-6 %), в то время как доля нефти выросла на 1-2 %. Доля природного газа демонстрирует незначительные колебания, составляя всего 1-2 %. В целом, согласно последнему отчету BP, доля УВР (нефти, угля и природного газа) в мировом энергетическом балансе в 2035 году составит почти 76 %, что равно 12,9 млрд т н. э. Это означает гарантированный спрос на УВР, а также ужесточение конкуренции и обострение борьбы за доступ к ним, в результате чего УВР приобретает статус геополитического ресурса, что можно наблюдать уже сегодня.

Несколько иной прогноз, основанный на построении «кривых Хабберта», представлен в [14], согласно которому пик добычи нефти придется на 2009-2021 годы, газа – на 2024-2046 годы, а угля – на 2042-2062 годы. Следует отметить, что к этим результатам следует относиться с некоторой осторожностью, поскольку кривые Хабберта могут изменяться под влиянием экономических и технологических факторов. Тем не менее, аналогичные результаты были получены и другими авторами [15, 16]. Несмотря на некоторые колебания в пределах диапазонов лет, все приведенные выше прогнозы сводятся к одному выводу: пик добычи большинства УВР еще впереди.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Следует понимать, что все вышеперечисленные сценарии предполагают, что в ближайшие несколько лет объемы добычи нефти и газа будут расти за счет месторождений со сложными условиями недр или расположенных в неблагоприятных климатических условиях. Согласно [17], затраты на разработку таких запасов могут быть в 3-4 раза выше, чем при разработке традиционных запасов месторождений на Ближнем Востоке (себестоимость добычи ниже 10 долларов за баррель). Учитывая текущие цены на нефть (около 30 долларов за баррель), разработка таких запасов может стать экономически выгодной в случае государственной поддержки или при усилении темпов технического прогресса в добыче углеводородов, в том числе за счет цифровизации операционной деятельности [18].

На данный момент главный вопрос заключается в том, смогут ли глобальные регуляторы создать условия, необходимые для достижения и прохождения пика добычи УВР с учетом принципов устойчивого развития [19], или же отрасли удастся выжить в условиях дискриминационного финансирования потенциально привлекательных, но в настоящее время неконкурентоспособных технологий.

В данном исследовании представлен анализ альтернатив, предлагаемых сегодня для замещения УВР, и оценка их жизнеспособности. Дальнейшее содержание статьи организовано следующим образом: раздел 2 описывает основные критические замечания к УВР; раздел 3 рассматривает основные альтернативные энергетические технологии, их сильные и слабые стороны; раздел 4 содержит сводную характеристику текущего положения УВР и подробный анализ перспектив развития сжиженного природного газа (СПГ) как одного из наиболее перспективных УВР; раздел 5 содержит выводы и рассуждения автора.

2. Изменение климата и общественный имидж УВР как источника эмиссии CO_2

Изменение климата, безусловно, является важной проблемой глобального масштаба. Существует два противоположных мнения о ее природе. Первое мнение заключается в том, что основной причиной глобального потепления является увеличение выбросов техногенных парниковых газов, главным образом CO_2. Это наиболее распространенная точка зрения, что отчасти объясняется возможностью изучения этого явления. На сегодняшний день существует множество убедительных исследований [20], доказывающих, что человечество своей деятельностью провоцирует изменение климата на планете. Это нашло отражение в стратегических межправительственных соглашениях, направленных на снижение темпов роста температуры, таких как Парижское соглашение, которого, однако, может оказаться недостаточно [21].

Основное опасение вызывает то, что деятельность человека может привести к прохождению критической точки, после которой стабилизация климата станет невозможной, даже если выбросы техногенных парниковых газов будут сокращены [22]. Более того, было показано [23], что существует множество переломных моментов, которые могут привести к необратимым климатическим последствиям. Это вносит путаницу в процесс определения стратегических целей глобальной экологической деятельности и путей их достижения [24].

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), объемы выбросов CO_2 в 2019 году составили 33 Гт, что является пиковым значением за все время. При этом значительная часть этих выбросов образуется в результате использования УВР [25]. Многочисленные исследования посвящены оценке таких косвенных потерь [26] от использования различных УВР, как, например, использование земли под строительство электростанций, аварии на производственных предприятиях, обслуживание полигонов ядерных отходов, повышение вероятности военных конфликтов из-за прав доступа к сырьевым ресурсам и многое другое. В соответствии с устаревшим оценкам, такие факторы могут увеличить стоимость использования энергоресурсов на $ 0,29 (ветроэнергетика) – $ 14,87 (уголь) за 1 кВт/ч [27]. Однако, чтобы быть актуальными и полезными, такие оценки должны проводиться на регулярной основе и для разных регионов, с учетом особенностей местного законодательства.

Вторая позиция по вопросу глобального потепления предполагает, что основные факторы изменения климата не связаны с деятельностью человека, а обусловлены естественными причинами. Например, НАСА считает, что глобальное потепление в основном вызвано изменениями орбиты Земли, связанными с Солнцем. Это мнение основано на теории Миланковича [28], которая поначалу игнорировалась научным сообществом, но после выхода исследования Хейса и других [29], доказывающего ее состоятельность во многих аспектах, ей стали уделять гораздо больше

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

внимания. Однако продвигать эту идею крайне сложно по объективным техническим и технологическим причинам.

Другой пример связан с влиянием природных катаклизмов. Согласно [30], ежегодные объемы выбросов CO_2, вызванные вулканической активностью, могут составлять почти 0,05-0,3 Гт в год. Еще одним источником CO_2 являются пожары. Например, в 2010 году лесные пожары в России привели к выбросам CO_2 более чем на 0,25 Гт [31]. По результатам работы [32], годовой объем выбросов CO_2 в результате лесных пожаров в России за период 1998-2010 гг. составил более 0,12 Гт. Лесные пожары в Индонезии в 1997 году привели к выбросу от 0,81 до 2,57 Гт CO_2 [33]. Выбросы CO_2 в результате горения торфяников в Юго-Восточной Азии оцениваются в 0,637-2,255 Гт в год [34]. Это лишь некоторые примеры природных факторов, влияющих на увеличение объема выбросов парниковых газов, в то время как лесные пожары происходят регулярно, особенно на торфяниках. Кроме того, по данным [35], весь объем углерода, накопленного в атмосфере, составляет менее базисного пункта от общего объема углерода на планете, а 99 % находится под землей. Выбросы других парниковых газов (CH_4, NO_x и т.д.) изучены в очень ограниченном объеме [36-39], что затрудняет обоснованную оценку их объемов.

Главный критический аргумент в отношении этих объемов – то, что они составляют менее 10 % от общего объема антропогенных выбросов CO_2. Однако следует учитывать, что вулканическая активность, а также пожары происходят на протяжении тысячелетий, в то время как человечество начало выбрасывать такие объемы CO_2 только в последние десятилетия. В то же время очевидно, что дополнительная техногенная эмиссия не является способом сбалансировать глобальный углеродный цикл [40], а вклад человечества стал более заметным в последние столетия [41].

Исходя из этого, обществу внушается мысль о том, что мы должны немедленно отказаться от использования УВР, не задумываясь о зависимости нашей экономической стабильности от этих ресурсов. Такой подход сомнителен, ведь, по сути, мы должны найти консенсус относительно необходимости повышения экологической безопасности процессов в этой отрасли и поддержать ее развитие.

Поэтому, если значение УВР в экономике неоспоримо, то политическая риторика в этой области и попытки создать у населения резко негативное восприятие всех УВР, не обращая внимания на различия между видами топлива и технологиями их производства и использования, является предметом дискуссии. Отсюда вытекает очень важный вопрос: «Стоит ли продолжать дискриминационную политику по отношению к УВР из-за их вклада в глобальную эмиссию углерода или нужно создавать условия для устойчивого развития этой отрасли?», поскольку прогнозы производства УВР показывают, что они будут играть значительную роль в мировой экономике в течение нескольких десятилетий в будущем.

3. Альтернативные энергетические технологии. Проблемы и перспективы

Технологические преобразования, особенно в такой ключевой сфере, как энергетика, сопровождаются переходом к новому технологическому укладу, что является весьма долгосрочным процессом, который может занять до нескольких десятилетий [42]. Создание условий для осуществления этих преобразований и переходов с минимальными потерями будет иметь большое значение как для окружающей среды, так и для экономики, если принимать во внимание принципы устойчивого развития [43]. Многообразие терминов, определяющих устойчивое развитие в современных публикациях, не меняет его общей сути, предложенной в 1987 году [44], а принципы и методы устойчивого развития в основном зависят от регулятора, то есть от политики и политиков [45], и могут быть реализованы на национальном, региональном, местном и более низких уровнях [46, 47].

Весь перечень факторов, влияющих на реализацию преобразований на каждом уровне, можно условно разделить на уровень готовности технологии, уровень готовности регулятора и уровень готовности рынка [48]. Однако, несмотря на то, что акценты в ключевых положениях политики могут быть расставлены исходя из климатических (Киотский протокол) и технологических (Парижское соглашение) соображений, объективным фактом является отсутствие достоверных научных результатов, показывающих, как именно технологические факторы влияют на разработку политики [49]. Иными словами, степень влияния технологической готовности на формирование политики и, как следствие, на готовность нормативной базы, неизвестна.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Устранение этого пробела в знаниях требует междисциплинарного подхода [50] с проведением исследований международными научными группами. Это связано с необходимостью глубокой модернизации уже созданной глобальной инфраструктуры и требует принятия стратегических решений по поддержке отдельных технологических ниш (технологических групп), которые должны быть подкреплены научно обоснованными и реалистичными рекомендациями по определению общего вектора деятельности [51] и конкретных мер. Для дальнейшего анализа были выбраны наиболее перспективные технологические ниши из имеющихся на сегодняшний день [52-54], которые рассматриваются ниже.

3.1. Атомная энергетика

Атомная промышленность, занимающая 4,5 % в мировом энергетическом балансе, уже внесла значительный вклад в развитие энергетического сектора (рис. 3) благодаря относительно низкой стоимости производства электроэнергии [55]. Динамика развития атомной энергетики в разных странах существенно отличается из-за различий в имеющихся ресурсах и доступе к альтернативным источникам энергии, а также опыта реализации проектов.

Перспективы ее дальнейшего развития сомнительны. С одной стороны, низкая себестоимость производства энергии, а также высокая эффективность станций (большинство из них используют мощность более чем на 80 %) [56], могут смягчить технологическую трансформацию энергетического сектора. С другой стороны, на диаграмме видно, что резкие спады в производстве атомной энергии вызваны авариями на станциях, которые напрямую влияют не только на процесс производства энергии, но и порождают опасения о целесообразности дальнейшего использования атомной энергии. Так, например, окончательное решение о немедленном снижении доли атомной энергетики в балансе страны было принято Германией в 2011 году после аварии на АЭС «Фукусима», а в качестве первоочередных мер – остановка энергоблоков, введенных в эксплуатацию до 1980-х годов.

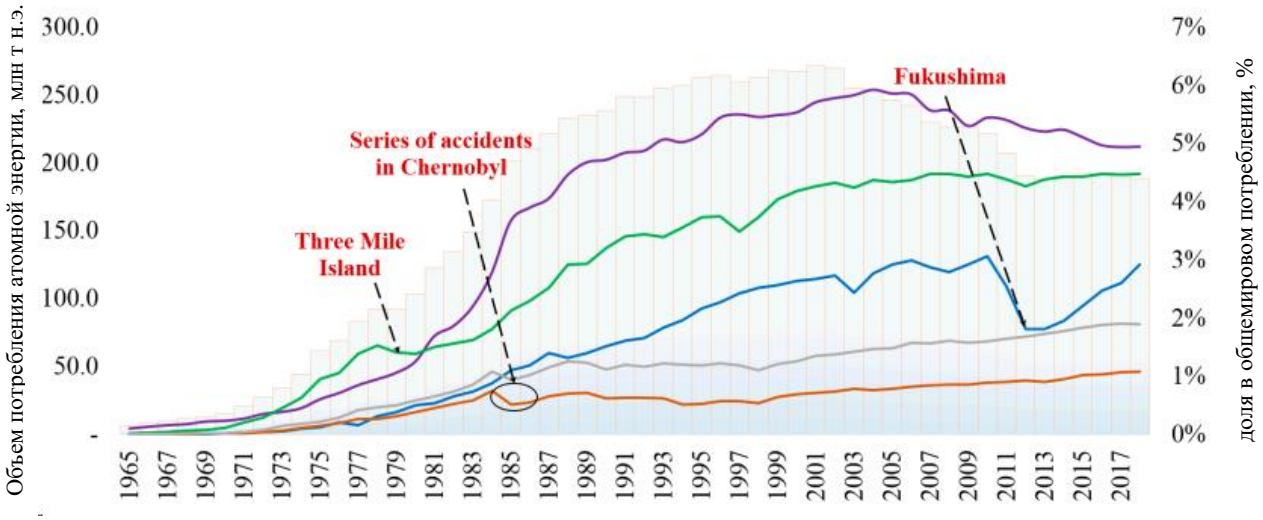


Рис. 3. Динамика объемов выработки атомной энергии. По данным энергетических обзоров BP

Проблема существующего физического износа энергогенерирующих объектов актуальна для атомной энергетики и сегодня. По состоянию на конец 2018 года количество ядерных реакторов в мире составило 450 [57], из них 281 (62,4 %) – старше 30 лет, 26 % – в возрасте от 10 до 30 лет и только 11,6 % – моложе 10 лет. Согласно данным МЭА [58], наибольший средний возраст атомных станций наблюдается в США (39 лет), Европе (35 лет), России (31 год) и Японии (29 лет). Наибольшая доля атомных станций возрастом менее 10 лет наблюдается в Китае (80 %), Индии (40 %), России (25 %) и Корее (24 %).

Усиление мер безопасности при строительстве реакторов третьего поколения позволяет снизить риск аварий, но увеличивает удельную стоимость вырабатываемой энергии (более чем в два раза по сравнению с полностью амортизированными объектами) [59]. В целом, с увеличением

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

износа реактора возрастает риск непредвиденных инцидентов, поэтому деятельность в области атомной энергетики должна сопровождаться наличием соответствующей лицензии, подтверждающей безопасность энергогенерирующих объектов.

Можно сказать, что атомная энергетика имеет ряд преимуществ по сравнению с другими энергетическими технологиями. Во-первых, сравнительно низкая стоимость производства энергии при минимальном углеродном следе. Во-вторых, технологическая готовность при высокой технической эффективности. В-третьих, технологическая масштабируемость как малых, так и крупных мощностей, что может обеспечить стабильную и бесперебойную выработку энергии.

Однако существуют три ключевых барьера, которые не позволяют значительно расширить использование атомных станций. Во-первых, развитие атомной энергетики связано с разработкой ядерного оружия, что является крайне негативным и дестабилизирующим фактором [60].

Во-вторых, несмотря на ее более высокую надежность, мировая история знает примеры техногенных катастроф, что крайне негативно сказывается на принятии технологии. Чтобы восстановить ее имидж, необходимо приложить немало усилий в плане маркетинга и информирования общества о мерах безопасности, принимаемых на современных энергогенерирующих объектах [61].

В-третьих, одной из самых сложных проблем является обращение с ядерными отходами [62], требующее, с одной стороны, значительных финансовых затрат, а с другой – высокотехнологичного оборудования, предотвращающего радиоактивное загрязнение окружающей среды.

3.2. Сектор возобновляемой энергетики

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) являются перспективными в долгосрочном развитии энергетического сектора. В связи с этим вопрос о высокой эффективности их использования является одним из наиболее обсуждаемых в последние десятилетия. ВИЭ имеют несколько ключевых особенностей, которые обеспечивают их высокую востребованность:

1. ВИЭ – это группа первичных энергетических ресурсов, которые считаются неисчерпаемыми для потребления в обозримом будущем. Кроме того, они имеют обширный географический диапазон, что позволяет создавать и масштабировать децентрализованные системы энергоснабжения [63] и, как следствие, избежать проблем, связанных с созданием централизованных инфраструктур.
2. Теоретически технологии ВИЭ не содержат углерода, за некоторыми исключениями. Тем не менее, если рассматривать их с учетом всего жизненного цикла, включая производство и использование изношенного оборудования, экологические вопросы становятся более противоречивыми [64].

Несмотря на различия в их природе, большинство ВИЭ имеют схожие проблемы, которые не позволяют считать их полноценной заменой УВР на текущем этапе развития.

1. Как и УВР, некоторые ВИЭ имеют неравномерное географическое распределение. Значительная дифференциация может наблюдаться даже в одной стране [65]. Ресурсы ветровой и солнечной энергии демонстрируют наиболее широкое распространение в мире, хотя и имеют определенные ограничения.
2. Другой проблемой является зависимость от благоприятных погодных условий, прогнозирование которых представляет собой сложную научную задачу. Наиболее предсказуемыми источниками являются биомасса, геотермальная энергия и гидроэнергетика в силу их низкой зависимости (или независимости) от переменчивых погодных условий. Этот вопрос также определяет сложность управления процессом преобразования энергии и поддержания необходимого уровня эффективности [66].
3. Третья проблема связана с незрелостью большинства технологий на основе ВИЭ, что сказывается на стоимости производства энергии. Наиболее затратными вариантами являются солнечные и океанические электростанции, стоимость электроэнергии которых на порядок выше, чем у УВР. Наиболее конкурентоспособными являются крупные гидро- и ветроэлектростанции, стоимость электроэнергии которых лишь в несколько раз выше, чем у УВР. Кроме того, сравнительно низкая себестоимость энергии может быть получена при переработке биомассы, в том числе торфа, благодаря высокой скорости восполнения ее резервной базы [67]. Низкая ценовая конкурентоспособность обусловливает необходимость поиска путей определения потенциала проекта, исходя из теоретических перспектив, а не из полноты технологий и потенциальной рентабельности [68].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

4. Четвертая и, пожалуй, главная проблема ВИЭ – это накопление и хранение энергии. Сегодня в этой области разработано множество технологий, но существуют объективные проблемы с их эффективностью и возможным сроком хранения [69]. В соответствии с потребностями рынка, развитие ВИЭ невозможно без этих ключевых этапов производства энергии [70].

Преодоление этих четырех барьеров является основной задачей сторонников развития ВИЭ. Именно поэтому сегодня это один из самых инвестируемых секторов [71-73]. Однако следует учитывать, что, стремясь к большим объемам инвестиций, можно забыть о том, что эффективность исследований и инновационный прогресс могут расти непропорционально объему инвестиций [74].

Исследования влияния объема инвестиций на их эффективность отсутствуют в силу объективных проблем оценки научной и инновационной деятельности. Как и в случае с рыночными механизмами, неограниченное финансирование приводит к потере конкуренции, а это влечет за собой снижение качества и эффективности. То же самое можно сказать и о мировом научном секторе, однако для доказательства этого потребуются дополнительные исследования.

Шаг к краткосрочному глобальному переходу на ВИЭ – это привлекательная перспектива, но труднодоступная по ряду объективных причин [75]. Необходим постепенный переход, который объективно можно проследить по постепенному снижению доли углеводородов в мировом энергетическом балансе. Кроме того, этот переход должен происходить под воздействием объективных конкурентных факторов, а не политического влияния и создания искусственных условий для вытеснения существующих углеводородных технологий.

3.3. Водородные технологии

Водородное топливо – это потенциальное решение нескольких проблем, связанных с производством энергии, характерных как для ВИЭ, так и для УВР. С одной стороны, производство водорода позволит преобразовывать, накапливать и хранить энергию, получаемую из любого первичного источника, в долгосрочной перспективе. Это позволит использовать водород в качестве мобильного энергоносителя [76]. С другой стороны, водород признан экологически чистым вторичным энергоресурсом из-за отсутствия выбросов загрязняющих веществ при его использовании [77]. Кроме того, его энергоемкость по отношению к единицам массы значительно выше, чем у любого УВР.

Несмотря на это, водородная энергетика находится на начальной стадии развития и не готова к масштабному внедрению в мировую энергосистему. Существует несколько основных факторов, тормозящих этот процесс.

1. В отличие от УВР, водород является вторичным энергоресурсом, поскольку его производство из природной среды труднореализуемо. Для получения водорода разработано множество концепций и технологий [78], которые условно можно разделить на две группы: (1) основанные на ВИЭ и (2) основанные на УВР. В первой группе используются термохимические или биологические процессы. Вторая группа использует процессы реформинга и пиролиза УВР. Проблема в том, что большинство доступных технологий недостаточно протестированы для их промышленного внедрения.

2. Стоимость производства водорода достаточно высока из-за начального этапа развития технологии и не позволяет конкурировать с традиционными технологиями на основе УВР. В исследовании [79] проведен сравнительный анализ 19 технологий производства водородного топлива. На основе этого анализа авторы сделали несколько важных выводов с точки зрения потенциала освоения углеводородных ресурсов. Во-первых, реформинг углеводородного сырья имеет самую высокую энергетическую эффективность среди всех рассмотренных вариантов. Во-вторых, эффективность использования энергии при реформинге углеводородного сырья является одной из самых высоких (45-50 %), уступая лишь газификации биомассы (60 %). В-третьих, было показано, что самый дешевый водород также можно получить из углеводородного сырья, при этом его цена составляет почти $ 0,75 /кг H_2. Использование таких технологий, как электролиз воды, позволит получать водород стоимостью в 1,5 раза выше и более.

Ценовые преимущества производства водорода на основе углеводородов можно увидеть и в [80], согласно которой производство на основе природного газа варьируется от $ 1,34 /кг (без секвестрации CO_2) до 2,27 $/кг (с секвестрацией); а на основе угля: $ 1,34 /кг до $ 1,64 /кг; в то время как большинство других методов генерации в 1,5-6 раз дороже. Производство водорода на

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

основе пиролиза метана – самый экономически эффективный вариант, позволяющий получить водород по цене $ 1,22 /кг. Авторы не указали ни одной потенциально лидирующей технологии производства, но заявили, что предпочтение следует отдавать гибридным методам.

Аналогичные результаты были получены и на основе метода нечеткой логики [81], доказавшего, что наибольшая технико-экономическая эффективность, а также степень готовности и уровень надежности характерны для технических цепочек, основанных на углеводородных ресурсах.

3. Процессы транспортировки и хранения являются основой углеводородной энергетики [82]. Повышение эффективности процессов связано с решением двух ключевых проблем: преобразованием водорода в форму с более высокой плотностью (например, сжижением) и повышением безопасности резервуаров и систем доставки. При этом, если первая проблема уже имеет некоторые практические решения, то вопросы безопасного обращения с водородом еще не изучены. Однако в настоящее время производится около 70 млн т водорода, который, как правило, используется при обработке металлов.

Таким образом, несмотря на перспективность водорода в долгосрочном плане, текущий уровень готовности мировой экономики к развитию водородной инфраструктуры ниже, чем у возобновляемой энергетики, что обусловлено полным отсутствием рыночных механизмов; отсутствием технологий и инфраструктуры, позволяющих эффективно производить, распределять и хранить водород; огромными проблемами с безопасностью его использования; и другими [83] аспектами, характерными для технологий на начальных этапах развития.

4. Углеводородные ресурсы. Акцент на СПГ

4.1. Роль углеводородов в энергетическом секторе

УВР на протяжении веков играют важную роль в мировой экономике. Они являются реальной движущей силой развития как промышленности, так и общества в целом. В настоящее время наиболее влиятельными УВР для экономики являются уголь, нефть и природный газ. В силу внешних причин, связанных с »озеленением» мировой экономики (не только сокращением выбросов парниковых газов), в ближайшем будущем произойдут многочисленные технологические преобразования отраслей, в основном нефтяной и угольной, с целью повышения коэффициента конверсии сырья за счет усиления вертикальных интеграционных связей с предприятиями химической промышленности. Эти преобразования приведут к изменению роли углеводородов в мировой экономике (рис. 4) и, скорее всего, к частичному замещению некоторых из них технологиями альтернативной энергетики.

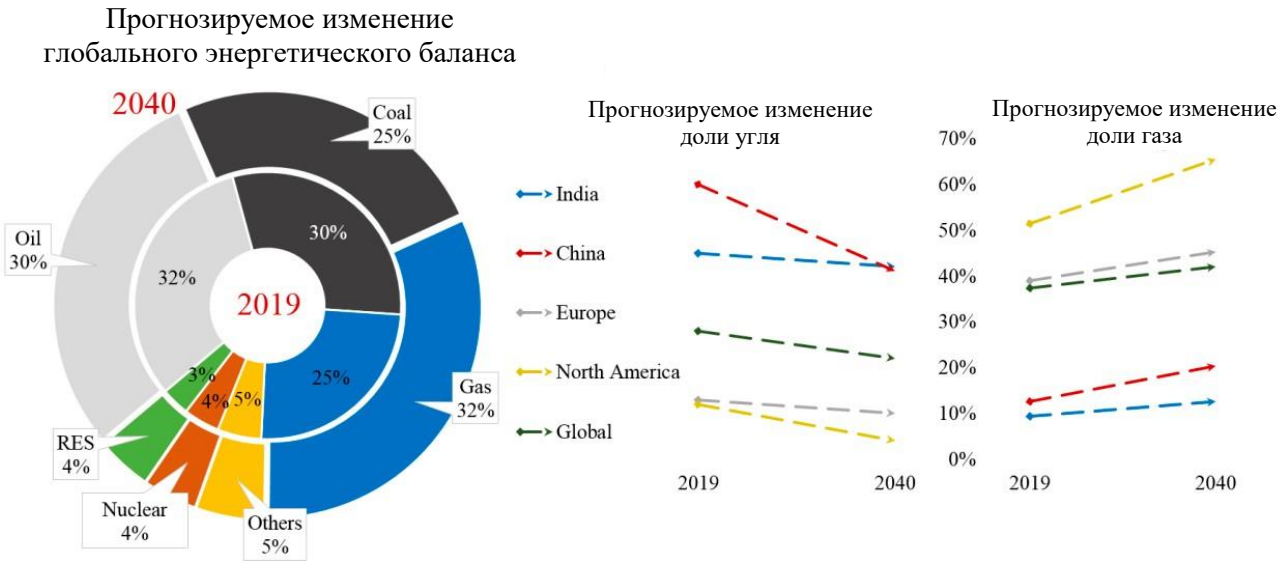


Рис. 4. Прогнозируемое изменение глобального энергетического баланса. По материалам [84]

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

УВР, высвобождающийся в результате такого замещения, может быть перенаправлен на химические производства, но эти процессы требуют разработки международных норм и стандартов использования угля, чтобы повысить его чистоту как энергетического и химического ресурса.

Экономические предпосылки таких процессов хорошо видны на примере нефтяной промышленности, так как они связаны с некоторыми негативными факторами, препятствующими ее дальнейшему развитию:

1. Отсутствует система международного регулирования процессов, связанных с развитием традиционного нефтегазового сектора, как за счет повышения эффективности внутренних процессов, так и за счет интеграции со смежными отраслями.

2. Быстрое истощение сырьевой базы легкоизвлекаемых запасов и, как следствие, рост операционных и инвестиционных затрат. По некоторым оценкам, восполнение запасов отстает от объемов добываемых нефтегазовых ресурсов на 20-30 % [85], что в долгосрочной перспективе приведет к промышленной стагнации и дестабилизации сырьевых и сопутствующих рынков.

В определенной степени эти негативные эффекты могут быть компенсированы за счет производства наукоемкой продукции с высокой добавленной стоимостью. Уже сегодня нефтегазовые гиганты, такие как ЭкссонМобил (7-е место в рейтинге химических компаний по данным издания C&EN – «Новости химии и машиностроения», 2018 [86]), реализуют масштабные инвестиционные программы в области развития химических предприятий (рис. 5).

3. Сравнительно низкий уровень извлечения нефти на многочисленных месторождениях. Среднее значение коэффициента извлечения нефти в мире составляет около 20-40 % [87]. В некоторых случаях такие показатели связывают с возможностью переориентации на новые, «не требующие усилий» месторождения, однако в ближайшее время такая политика может стать нецелесообразной.

4. Отсутствие инвестиций в разработку и внедрение инновационных технологий [89], связанных со сланцевой нефтью, и процедур, касающихся разработки арктических и глубоководных месторождений [90], то есть всех источников углеводородов, которые можно отнести к категории «альтернативных».

5. Отсутствие общепринятых показателей для оценки деятельности нефтегазовых компаний на основе принципов устойчивого развития [91]. Например, очевидно, что использование ядерных энергоресурсов должно регулироваться и контролироваться на международном уровне. В связи с этим не совсем понятно, почему высокотехнологичные нефтегазовые отрасли, несущие в себе огромные технологические и экологические риски, находятся полностью на саморегулировании.



Рис. 5. Увеличение производства химикатов компанией ЭкссонМобил. По материалам [88]

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

В отличие от нефтяной и угольной промышленности, газовый сектор находится на подъеме и демонстрирует интенсивное развитие. Это связано как с экономическими характеристиками природного газа, который немного дороже нефти, так и с экологическими особенностями. По данным [92], интенсивность выбросов CO_2 при производстве 1 кВт·ч электроэнергии из природного газа составляет около 450 г, что является почти средним значением между гидроэлектростанциями (10 г/кВт·ч) и углем (1000 г/кВт·ч). Таким образом, природный газ является в некотором роде «беспроигрышным» решением, поскольку позволяет сбалансировать интересы сторонников «зеленой» и углеводородной энергетики.

Газовая промышленность – одна из наиболее динамично развивающихся частей энергетического сектора, что связано в первую очередь с интенсивным ростом мощностей по производству сжиженного природного газа (СПГ), которые с 1998 года удваиваются каждые 10 лет [93]. Существующие прогнозы развития отрасли СПГ предусматривают увеличение как спроса, так и предложения, при этом существует определенная вероятность избытка продукции до 100 млн т в год [94] при условии ввода в эксплуатацию всех запланированных производственных мощностей и сохранения спроса. Если же будут реализованы только наиболее вероятные проекты, то к 2025 году дефицит СПГ составит около 30 млн т. На рисунке 6 показаны эти тенденции. Данные взяты из различных отчетов и публикаций VYGON Консалтинг Ко [94], Международного газового союза, Международной группы импортеров сжиженного природного газа (GIIGNL) и других агентств.

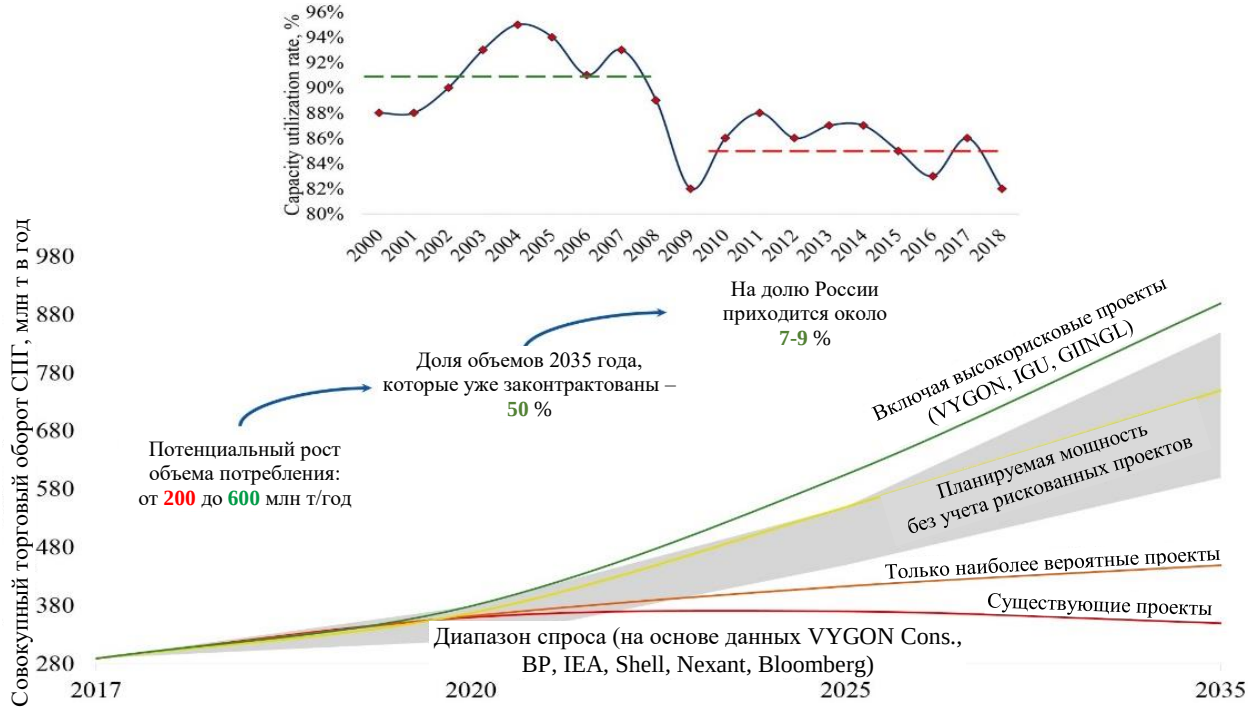


Рис. 6. Ожидаемое производство и потребление СПГ (внизу) и использование мощностей СПГ-заводов в 2000-2018 годах (вверху)

При планировании объемов производства необходимо учитывать и определенные проблемы с использованием мощностей. До экономического кризиса 2008 года средняя загрузка заводов составляла около 91 %. После 2008 года возросший интерес к развитию СПГ-индустрии привел к перераспределению инвестиций в развитие новых проектов. Это привело к сокращению использования мощностей существующих заводов. В среднесрочной перспективе эта тенденция может сохраниться, поскольку конкуренция ужесточается, а активные игроки стремятся вытеснить действующих за счет создания новых высокотехнологичных производств.

Согласно прогнозам Шелл, к 2040 году потребление СПГ может достичь 800-900 млрд $м^3$ (рис. 7), при этом основными факторами роста спроса на СПГ являются необходимость компенсировать снижение добычи газа на внутреннем рынке и потребность в диверсификации

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

поставок. Достоверность прогнозов подтверждается тем, что почти половина перспективных производственных мощностей заводов СПГ в 2035 году уже законтрактована (7-9 % контрактов в России).

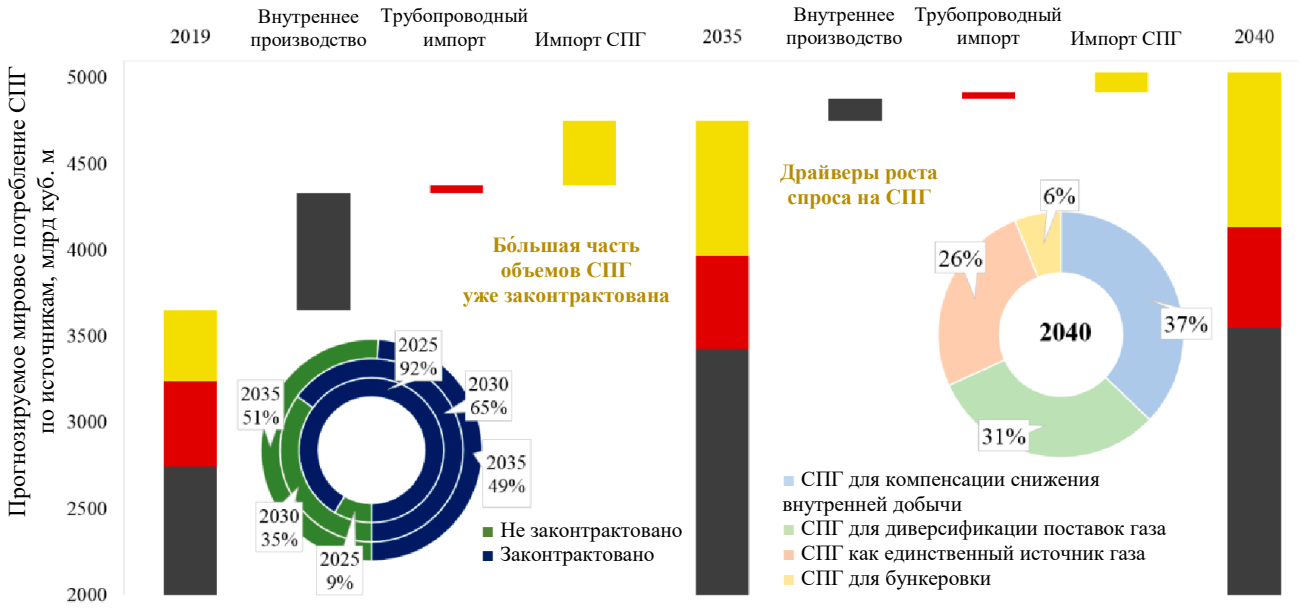


Рис. 7. Ожидаемый рост потребления природного газа по источникам. По материалам [95, 96]

Однако уже сейчас наблюдается устойчивая тенденция к расширению географии потребления СПГ (рис. 8), в основном за счет стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) (+220,6 млрд м^3), особенно Китая (+73 млрд м^3).

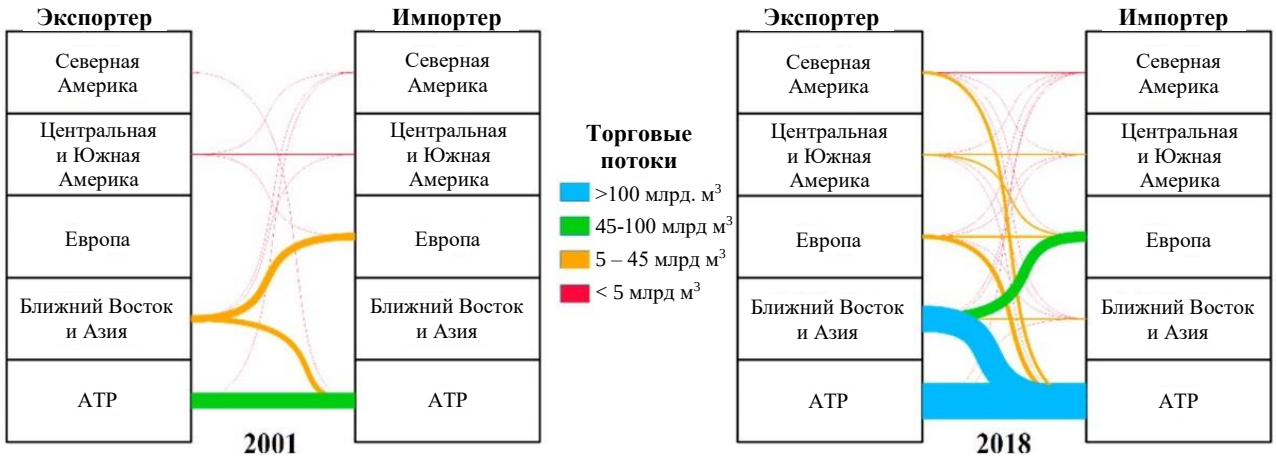


Рис. 8. Изменение географии потоков СПГ. По данным энергетических обзоров BP

Повышение спроса на импорт СПГ в странах Азии (рис. 9) в основном обусловлено быстрым ростом энергопотребления, но если рост в Китае может быть частично покрыт за счет внутреннего производства (более 160 млрд м^3) и трубопроводных поставок (почти 110 млрд м^3), то страны Южной и Юго-Восточной Азии в ближайшем будущем будут зависеть в основном от внешних поставок (около 50 % от ожидаемого потребления).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

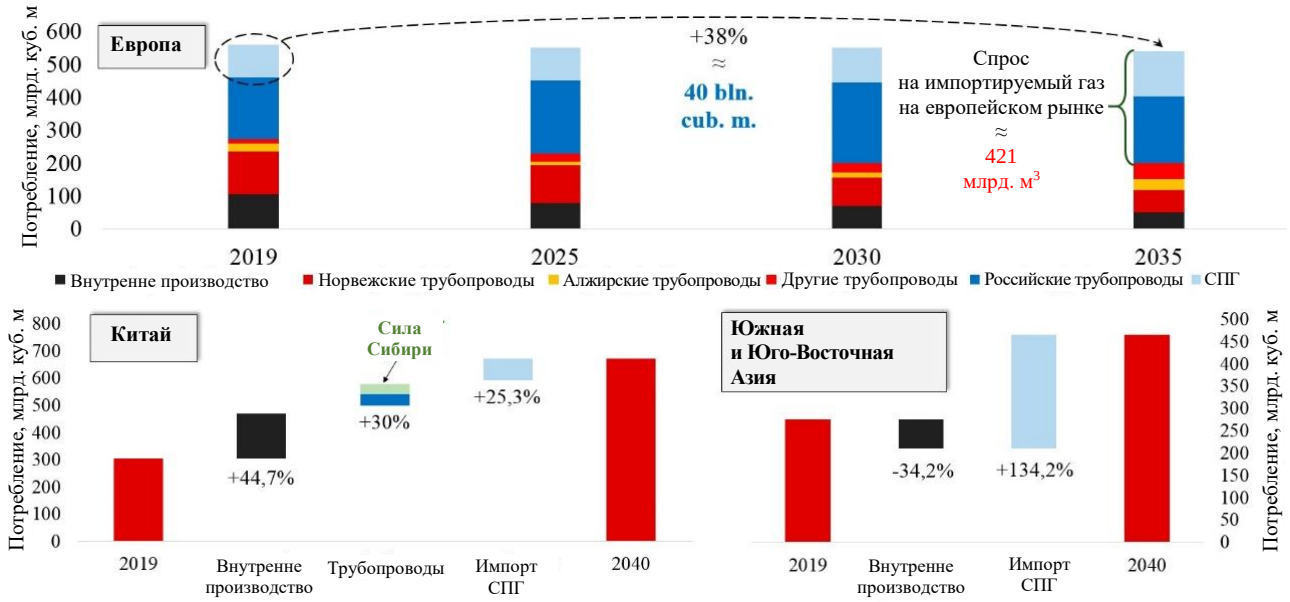


Рис. 9. Ожидаемое потребление газа в различных регионах. На основе данных прогнозов «Шелл» по СПГ

Кроме того, очевиден растущий интерес Европейского союза к увеличению импорта СПГ. Основными причинами повышенного интереса к СПГ в Европе являются, во-первых, растущие энергетические потребности ее стран. Во-вторых, стремительное снижение объемов добычи отечественного газа на месторождении Гронинген (Нидерланды) из-за сложных сейсмических условий. Если в 2013 году было добыто 53,87 млрд м^3, то в 2018 году – только 18,83 млрд м^3. Правительство Нидерландов находится под давлением местной общественности, добивающейся полного прекращения добычи природного газа, что может произойти уже в 2022 году [97]. В-третьих, менее быстрое, но стабильное снижение добычи газа в Великобритании и Норвегии в краткосрочной перспективе.

Чтобы компенсировать падение внутренней добычи и диверсифицировать поставки, Европа реализует обширную программу по развитию мощностей по производству СПГ. Почти каждая европейская страна с выходом к морю имеет собственные регазификационные терминалы (15 стран), которые в 2018 году импортировали 69 млн т СПГ (15-20 % мирового рынка) при среднем использовании мощностей менее 60 % [98]. Общая мощность регазификационных терминалов в Европе с учетом проектов раннего эскизного проектирования в ближайшем будущем может превысить 200 млн. т в год [99].

4.2. Роль России в развитии индустрии СПГ

Ситуация на европейском рынке создает благоприятные условия для увеличения доли российского газа в регионе. Однако после реализации проектов «Северный поток-2» (+55 млрд м^3 в год) и «Турецкий поток» (+31,5 млрд м^3 в год) дальнейший рост поставок российского трубопроводного газа представляется маловероятным, что открывает широкие перспективы для развития СПГ. Это говорит о том, что российский трубопроводный газ и СПГ не являются конкурентами на европейских рынках.

В то же время ошибочно полагать, что поставки российского газа в Европу полностью защищены от конкуренции с США. В марте 2020 года цена на природный газ в США (Генри Хаб) составляла $ 1,79 /МБТЕ, а на европейском рынке – около $ 2,72 /МБТЕ. При достижении спрэда в $ 2/МБТЕ и более поставки СПГ из США могут стать выгодными, и такая ситуация уже наблюдалась в 2017-2019 годах. Учитывая, что в ближайшие годы потребление газа в Европе будет расти ускоренными темпами, вполне вероятно, что цены будут расти, а риски конкуренции усиливаться. Это говорит о необходимости принятия срочных мер по повышению конкурентоспособности экспорта российского природного газа.

Примечательно, что уже сегодня значительная доля в увеличении импорта СПГ в Европу приходится на Россию (более чем на 18 % в 2018-2019 годах), которая до сих пор рассматривалась исключительно как поставщик трубопроводного газа. Текущая ситуация демонстрирует несостоятельность этого предубеждения, несмотря на то, что доля России в мировом экспорте СПГ по-прежнему относительно невелика (рис. 10).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.3390/resources9050059

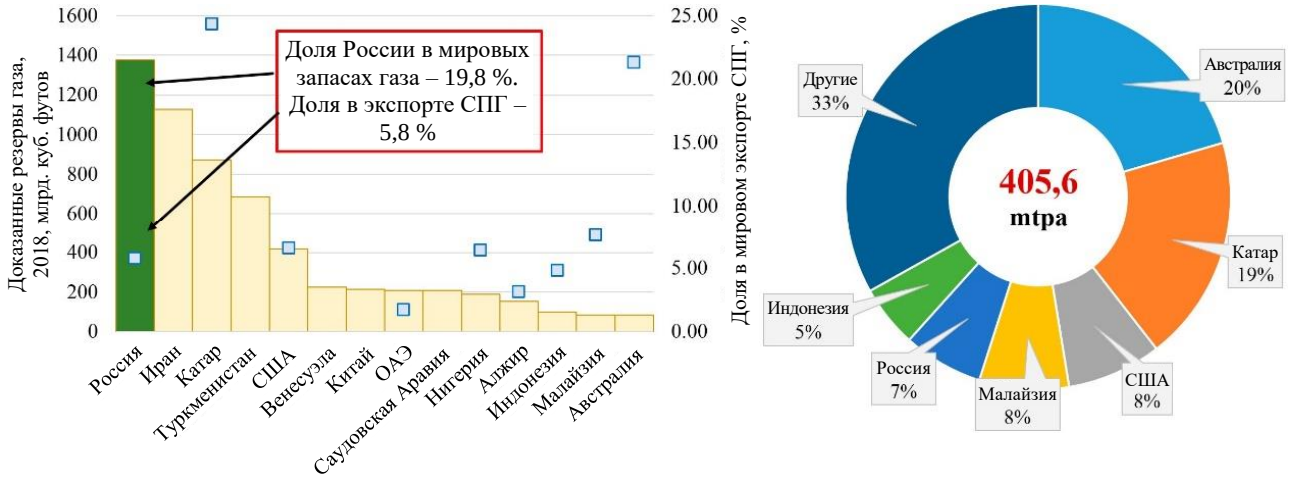


Рис. 10. Доля России на мировом рынке СПГ (слева) и суммарные мощности мировых заводов по производству СПГ в 2019 году (справа). По материалам [100]

Схожие перспективы просматриваются и на азиатских рынках, выход на которые долгое время ассоциировался только с развитием проекта «Сила Сибири» (38 млрд м^3 на экспорт). Однако, как показано на рис. 9, доля этого проекта составляет лишь небольшую часть потенциального роста потребления газа в Китае. Кроме того, рынки Южной и Юго-Восточной Азии будут на 50 % обеспечиваться импортным СПГ, что может стать благоприятным фактором для России, поскольку эффективность производства СПГ на российских заводах одна из самых высоких в мире. Это видно при сравнении стоимости конечной продукции с доставкой в АТР (рис. 11).

В целом в России реализуется обширная программа по развитию производственных мощностей и реализации потенциала отрасли СПГ на мировых рынках. К 2025 году суммарная мощность заводов составит 61 млн т в год, без учета малотоннажных мощностей, а к 2035 году – около 140 млн т [101-105]. В целом в России можно выделить три ключевых центра растущей газовой промышленности (рис. 12): Балтийский регион (с ориентацией на Европу), Дальний Восток (с ориентацией на азиатский рынок) и Арктика (с ориентацией как на Европу, так и на Азию).

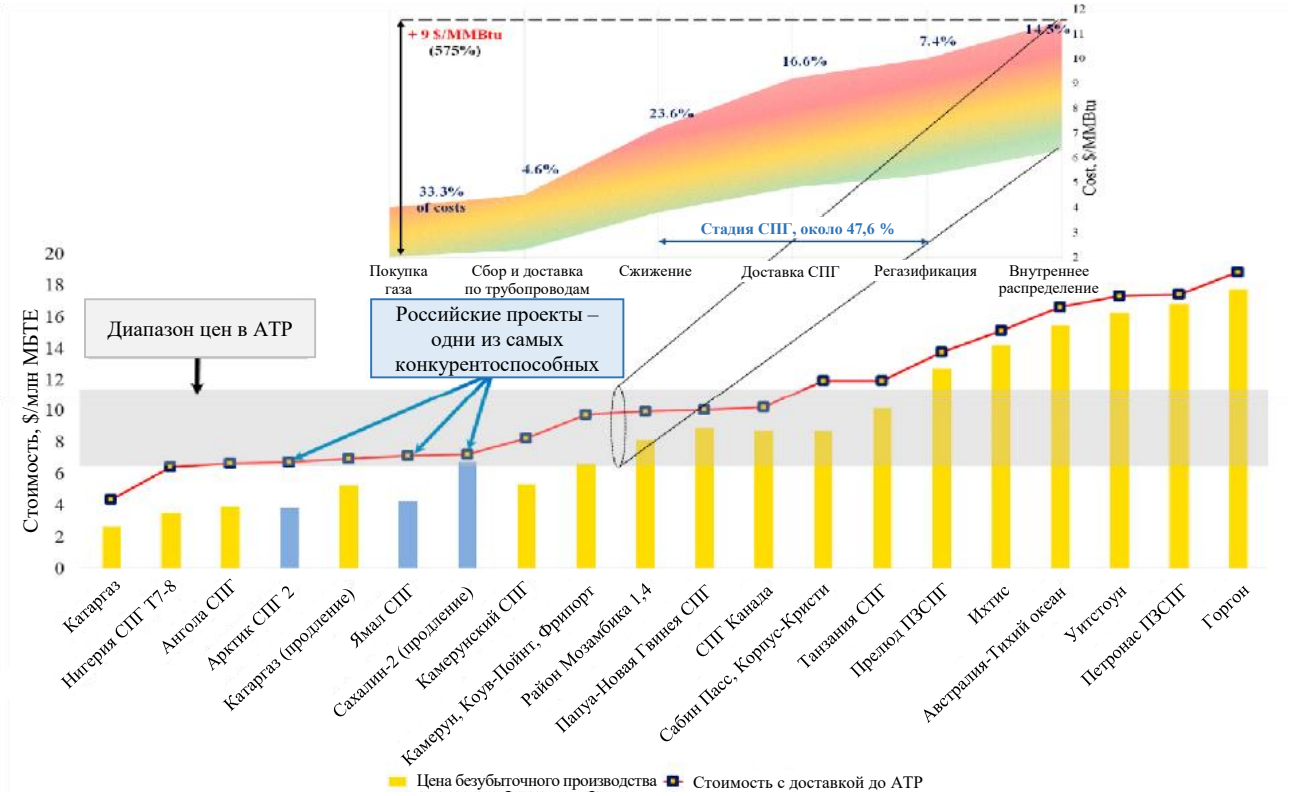


Рис. 11. Сравнение затрат на производство СПГ и его доставку в АТР. По материалам [106, 107]

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0



Рис. 12. Перспективные центры растущей газовой промышленности в России и варианты коммерциализации газовых ресурсов

Основным фактором развития этих центров роста является определение эффективных методов монетизации продукции газовой отрасли (рис. 13). Исходя из текущего уровня технологического развития, можно сделать вывод, что производство СПГ является весьма перспективным и может быть диверсифицировано за счет газохимических предприятий, уровень использования мощностей которых в настоящее время составляет менее 65 % [108]. Это связано с отсутствием экспортной инфраструктуры и ограниченным спросом на внутреннем рынке [109]. С другой стороны, прогноз развития только отрасли производства метанола указывает на потенциальный рост рынка на 50 % до 2025 года [110].

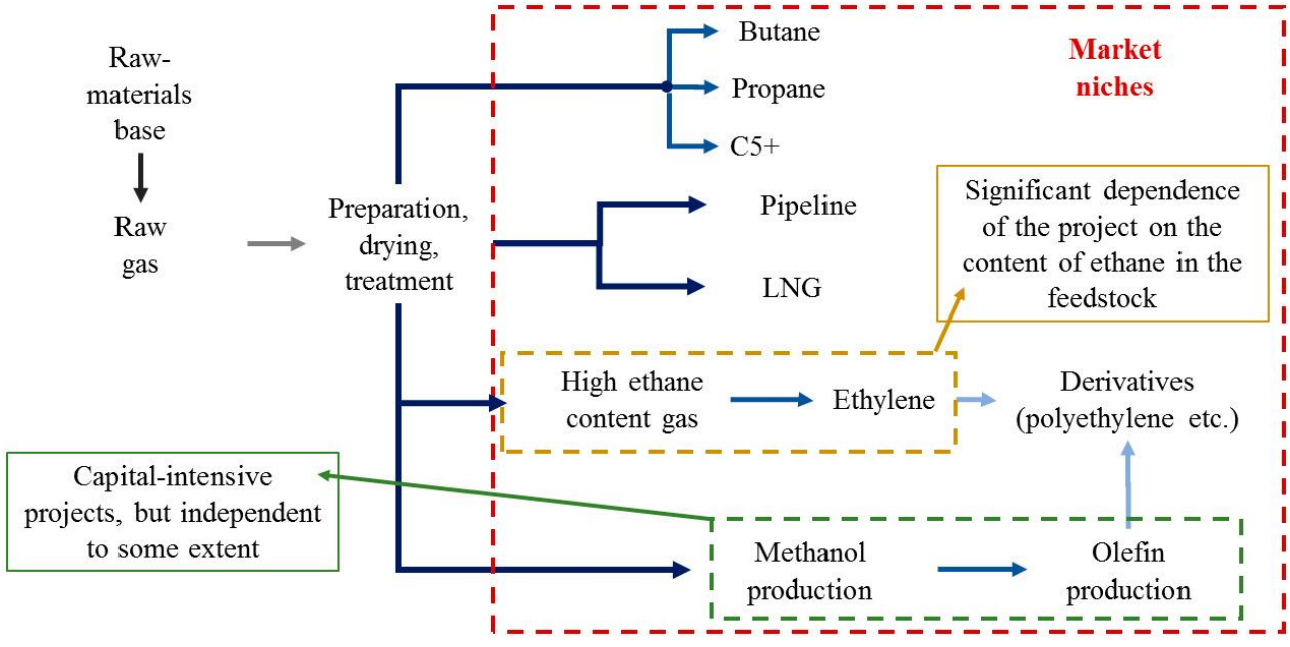


Рис. 12. Концептуальная схема реализации продукции газовой отрасли

Для обеспечения стабильности схем монетизации газа необходимо обеспечить устойчивость сырьевой базы для таких проектов как минимум на 25-30 лет, как за счет их реализации на наиболее перспективных существующих месторождениях, так и за счет поиска новых источников сырья, что обычно связывают с арктическими регионами, являющимися весьма неоднозначным фактором.

С одной стороны, потенциальные ресурсы природного газа в Арктике составляют почти 30 % от мирового объема [111]. Однако большая часть ресурсов сосредоточена в западной части Арктической зоны России [112], что позволит обеспечить заводы объемами сырья, достаточными для производства около 150 млн. т СПГ в год. Теоретически это обеспечит рост рынка почти на 30 %. Выгодное расположение позволит выйти как на европейский, так и на азиатский рынки, а также будет способствовать развитию Северного морского пути, что важно для социально-экономического развития всех арктических регионов.

С другой стороны, реализация проектов в Арктике – очень трудозатратный и капиталоемкий процесс, обусловленный влиянием природных, климатических и инфраструктурных факторов, смягчение которых требует государственной поддержки. Кроме того, удельные затраты на реализацию проектов по добыче углеводородов в Арктике могут быть в 2-10 раз выше, чем в южных регионах, особенно на шельфовых месторождениях [113]. Разработка практических решений по снижению затрат на разработку таких месторождений [114] станет одним из основных стимулов для освоения арктических углеводородов.

5. Выводы и обсуждение

5.1. Глобальные энергетические рынки

Влияние топливно-энергетического комплекса на мировую экономику невозможно переоценить, ведь энергетика является основой для развития отдельных предприятий, промышленности и общества в целом. Современные трансформационные процессы в энергетике требуют тщательного контроля и внимания со стороны международных регуляторов, поскольку являются наукоемкими и капиталоемкими.

Выделение значительных объемов финансовых, человеческих и материальных ресурсов на развитие технологий альтернативной энергетики является неотъемлемой частью технологического процесса [115], что подтверждается рядом исследований в области построения стратегий и политики развития технологических ниш [116]. Однако следует понимать, что сбалансированные политические стратегии должны уделять внимание не только проектам, перспективным на будущие десятилетия, но и текущим оперативным и тактическим потребностям.

Иными словами, вместо проведения односторонней и сравнительно простой политики поддержки одной группы технологий необходимо учитывать современную инфраструктуру и динамику рынков. Необходимо разработать научно обоснованные портфельные стратегии [117], не только включающие потенциально перспективные технологии, но и учитывающие текущие экономические потребности. Стратегии также должны определять методы и процедуры плавного перехода от традиционного использования УВР к его глубокой переработке и постепенному переходу на альтернативные энергетические технологии по мере их готовности и конкурентоспособности.

Создание благоприятных условий для рационального использования УВР может обеспечить устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса и, что особенно важно, создать условия для развития альтернативных технологий. Этот тезис подтверждается существующими инвестициями крупнейших нефтегазовых компаний [118], в то время как обратный процесс в современных условиях невозможен из-за низкой конкурентоспособности альтернативных вариантов энергетики.

В данном исследовании была предпринята попытка расширить дискуссионное поле, сформированное вокруг развития энергетического сектора, и сбалансировать его с критическим анализом существующего образа УВР. На основе проведенного анализа были сделаны следующие выводы:

1. Сегодня мы сталкиваемся с парадоксальной ситуацией. Международные корпорации и политики призывают к необходимости немедленного перехода от УВР к альтернативным энергетическим технологиям. Однако реальная деятельность ведущих мировых экономик показывает, что они не планируют сокращать свое присутствие в углеводородной энергетике и, более того, наращивают научно-технический потенциал в области геологоразведки и производства УВР.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

2. Охрана окружающей среды – один из основных барьеров устойчивого развития энергетики, который вряд ли будет устранен в ближайшие десятилетия при нынешнем уровне технологического развития. Риск климатических катастроф чрезвычайно высок. В то же время, недостаток знаний о вторичных теориях механизмов глобального потепления делает этот вопрос еще более сложным. С одной стороны, у нас может появиться шанс получить дополнительное время для повышения экологической эффективности наших технологий. С другой стороны, есть риск, что уже слишком поздно, и мы увидим предсказанные последствия гораздо раньше, чем ожидалось.

3. Наиболее перспективными вариантами альтернативной энергетики являются ВИЭ, атомная энергия и водород. Теоретически каждый из этих ресурсов способен решить экологическую проблему использования УВР, но есть некоторые одновременно существующие критические недостатки, которые не позволяют им стать полноценной альтернативой в обозримом будущем:

- большинство технологий на основе ВИЭ окажутся неконкурентоспособными в ближайшие десять-двадцать лет из-за недостаточной эффективности процессов преобразования и хранения энергии;
- производство ядерной энергии связано со значительными рисками преимущественно технического (экологического) характера, снижение которых в настоящее время невозможно;
- водород сам по себе является не столько энергоресурсом, сколько способом хранения и транспортировки первичной энергии, и его широкое применение требует решения вопросов безопасного хранения и транспортировки, повышения эффективности производства, создания новой инфраструктуры и развития механизмов взаимодействия с рынком.

4. Глобальный ресурсный потенциал нефтегазовой отрасли в целом способен обеспечить устойчивое развитие мировой экономики при условии улучшения инвестиционного климата и формирования международной системы регулирования отрасли. При этом особое внимание должно быть уделено обеспечению благоприятных условий для разработки трудноизвлекаемых запасов с точки зрения геологических и экологических факторов.

5. Вектор развития нефтяного и угольного секторов сместился в сторону интеграции с химической промышленностью для диверсификации деятельности отраслевых предприятий, однако их роль в энергетике в ближайшие десятилетия не снизится.

6. Производство СПГ – самостоятельный сектор газовой промышленности с наибольшим потенциалом развития в долгосрочной перспективе. Прежде всего, это объясняется экологическими и экономическими свойствами СПГ, которые позволяют рассматривать его как «беспроигрышное» решение для энергоснабжения, удовлетворяющее даже жестким требованиям Европейского союза. Кроме того, немаловажным фактором является гибкость логистических цепочек СПГ по сравнению с трубопроводами.

Таким образом, комплексная оценка потенциала внедрения новых энергетических технологий должна проводиться с учетом необходимости сохранения и развития основы энергетики – УВР. Следует отметить, что в истории энергетики не было ситуации, когда бы новая технология полностью вытеснила и заменила старую технологию за короткий период времени [119]. Постепенное замещение – это традиционный процесс, который может осуществляться различными темпами, но на долгосрочной основе. В связи с этим немедленный переход от УВР к альтернативным источникам энергии невозможен. Развитие исследований, основанных на предложенной в данной статье программе, позволит создать более реалистичные, жизнеспособные и научно обоснованные рекомендации по формированию климатической и энергетической политики, которых сегодня не хватает [120].

5.2. Роль России в развитии индустрии СПГ

Россия обладает значительным ресурсным потенциалом для развития заводов СПГ с перспективой достижения к 2030 году 140-160 млн. т к 2030 году (20 % мирового рынка). Столь интенсивный рост может быть обусловлен ограниченными перспективами увеличения поставок российского трубопроводного газа в европейские страны в результате монопольного характера экспорта.

Экспортная монополия не только является барьером для выхода на внешние рынки, но и препятствует созданию конкурентной среды внутри отрасли. В связи с этим темпы ее развития значительно ниже среднемировых значений, что свидетельствует о стагнации отрасли.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Сегодня фактор монополизации экспорта пока не оказывает негативного влияния на отрасль СПГ. Однако упомянутые здесь перспективные рынки могут оказаться закрытыми для российских компаний, если ситуация с государственным регулированием отрасли не изменится.

В этом контексте решающее значение имеет скорость принятия решений, от которой зависит, какую долю рынка смогут занять российские компании. Учитывая, что почти 50 % проектных мощностей заводов СПГ уже законтрактовано до 2035 года, вполне реально, что после 2025 года вторая часть спроса будет покрыта на ближайшее десятилетие, и вряд ли появится потенциал для выхода на рынок новых компаний.

Переход к рыночным методам регулирования деятельности отрасли представляется необходимым и своевременным, так как прямое участие государства в производственной деятельности компаний потерпело неудачу. Это позволит повысить эффективность работы компаний и, как следствие, получить дополнительные преимущества как для бюджета страны, так и для развития смежных отраслей, а также социально-экономической инфраструктуры регионов Российской Федерации. На начальном этапе переход к механизмам рыночного регулирования может быть подкреплен такими инструментами, как «золотые акции», позволяющими государству оставить за собой право контролировать лишь некоторые аспекты деятельности компании, но не определять ее будущее в целом.

Финансирование: *Данное исследование не получало внешнего финансирования.*

Конфликты интересов: *Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.*

ЛИТЕРАТУРА

1. Lieder, M.; Rashid, A. Towards circular economy implementation: A comprehensive review in context of manufacturing industry. *J. Clean. Prod*. 2016, 115, 36–51. http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.12.042
2. Kan, A. General characteristics of waste management: A review. *Energy Educ. Sci. Technol. Part A-Energy Sci. Res*. 2009, 23, 55–69.
3. Riaz, A.; Zahedi, G.; Klemeš, J.J. A review of cleaner production methods for the manufacture of methanol. *J. Clean. Prod*. 2013, 57, 19–37. http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.06.017
4. Loiseau, E.; Saikku, L.; Antikainen, R.; Droste, N.; Hansjürgens, B.; Pitkänen, K.; Leskinen, P.; Kuikman, P.; Thomsen, M. Green economy and related concepts: An overview. *J. Clean. Prod*. 2016, 139, 361–371. http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.08.024
5. Van der Ploeg, F.; Withagen, C. Global Warming and the Green Paradox: A Review of Adverse E_ects of Climate Policies. *Rev. Environ. Econ. Policy* 2015, 9, 285–303. http://dx.doi.org/10.1093/reep/rev008
6. Abas, N.; Kalair, A.; Khan, N. Review of fossil fuels and future energy technologies. *Futures* 2015, 69, 31–49. http://dx.doi.org/10.1016/j.futures.2015.03.003
7. Chu, S.; Majumdar, A. Opportunities and challenges for a sustainable energy future. *Nature* 2012, 488, 294–303. http://dx.doi.org/10.1038/nature11475
8. INEOS Group website. Open Letter to the European Commission President Jean-Claude Juncker. Available online: https://www.ineos.com/news/ineos-group/letter-to-the-european-commission-presidentjean-claude-juncker/ (accessed on 12 February 2019).
9. Sandbag Climate Campaign CIC. Available online: https://ember-climate.org/carbon-price-viewer/ (accessed on 12 February 2019).
10. Asmelash, H. The G7's Pledge to End Fossil Fuel Subsidies by 2025: Mere Rhetoric or a Sign of Post-Paris Momentum? *Eur. Soc. Int. Law (Esil) Reflect*. 2016, 5, 1–7. http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2907790
11. Whitley, S.; Chen, H.; Doukas, A.; Gençsü, I.; Gerasimchuk, I.; Touchette, Y.; Worrall, L. *G7 Fossil Fuel Subsidy Scorecard*; International Institute for Sustainable Development: Winnipeg, MB, Canada, 2018. Available online: https://prod-edxapp.edx-cdn.org/assets/courseware/v1/0333e0d130fe95a336116caa1de2c98d/asset-v1:SDGAcademyX+CA001+1T2019+type@asset+block/6.R_Whitley__S__Chen__H__Doukas__A__et_al.__2018__G7_fossil_fuel_subsidy_scorecard._ODI_Report._London-_Overseas_Development_Institute.pdf (accessed on 12 February 2019).
12. Burrows, L.; Kotani, I.; Zorlu, P.; Popp, R.; Patuleia, A.; Littlecott, C. G7 Coal Scorecard–Fifth Edition Coal Finance Heads for the Exit. 2019. Available online: https://www.jstor.org/stable/pdf/resrep21850.pdf (accessed on 12 February 2019).
13. Department of Energy website. DOE Announces $3.8 Million Investment in New Methane Gas Hydrate Research. Available online: https://www.energy.gov/fe/articles/doe-announces-38-million-investment-newmethane-gas-hydrate-research (accessed on 12 September 2016).
14. Maggio, G.; Cacciola, G. When will oil, natural gas, and coal peak? *Fuel* 2012, 98, 111–123. http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2012.03.021
15. Mohr, S.H.; Wang, J.; Ellem, G.; Ward, J.; Giurco, D. Projection of world fossil fuels by country. *Fuel* 2015, 141, 120–135. http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.030
16. Wang, J.; Feng, L.; Tang, X.; Bentley, Y.; Höök, M. The implications of fossil fuel supply constraints on climate change projections: A supply-side analysis. *Futures* 2017, 86, 58–72. http://dx.doi.org/10.1016/j.futures.2016.04.007
17. Dale, S. New economics of oil. *ONE J*. 2015, 1, 365.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

18. Makhovikov, A.B.; Katuntsov, E.V.; Kosarev, O.V.; Tsvetkov, P.S. Digital transformation in oil and gas extraction. In Proceedings of the Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects-11th conference of the Russian-German Raw Materials, Potsdam, Germany, 7–8 November 2018; pp. 531–538.

19. Ho_ert, M.I.; Caldeira, K.; Benford, G.; Criswell, D.R.; Green, C.; Herzog, H.; Jain, A.K.; Kheshgi, H.S.; Lackner, K.S.; Lewis, J.S.; et al. Advanced Technology Paths to Global Climate Stability: Energy for a Greenhouse Planet. *Science* 2002, 298, 981–987. http://dx.doi.org/10.1126/science.1072357, http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/12411695

20. Masson-Delmotte, V.; Zhai, P.; Pörtner, H.O.; Roberts, D.; Skea, J.; Shukla, P.R.; Pirani, A.; Moufouma-Okia,W.; Péan, C.; Pidcock, R.; et al. Global warming of 1.5 C. In *An IPCC Special Report on the Impacts of GlobalWarming of. 2018 October 8*; IPCC: Geneva, Switzerland, 2018.

21. Rogelj, J.; Den Elzen, M.; Höhne, N.; Fransen, T.; Fekete, H.; Winkler, H.; Schae_er, R.; Sha, F.; Riahi, K.; Meinshausen, M. Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 C. *Nature* 2016, 534, 631–639. http://dx.doi.org/10.1038/nature18307

22. Steffen, W.; Rockström, J.; Richardson, K.; Lenton, T.M.; Folke, C.; Liverman, D.; Summerhayes, C.P.; Barnosky, A.D.; Cornell, S.E.; Crucifix, M.; et al. Trajectories of the Earth System in the Anthropocene. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 2018, 115, 8252–8259. http://dx.doi.org/10.1073/pnas.1810141115

23. Lenton, T.M.; Held, H.; Kriegler, E.; Hall, J.W.; Lucht, W.; Rahmstorf, S.; Schellnhuber, H.J. Tipping elements in the Earth's climate system. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 2008, 105, 1786–1793. http://dx.doi.org/10.1073/pnas.0705414105

24. Schellnhuber, H.J.; Rahmstorf, S.; Winkelmann, R. Why the right climate target was agreed in Paris. *Nat. Clim. Chang*. 2016, 6, 649. http://dx.doi.org/10.1038/nclimate3013

25. Jiang, X.; Guan, D. Determinants of global CO_2 emissions growth. *Appl. Energy* 2016, 184, 1132–1141. http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.142

26. Sovacool, B.K. What are we doing here? Analyzing fifteen years of energy scholarship and proposing a social science research agenda. *Energy Res. Soc. Sci*. 2014, 1, 1–29. http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2014.02.003

27. Sundqvist, T. What causes the disparity of electricity externality estimates? *Energy Policy* 2004, 32, 1753–1766. http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00165-4

28. Berger, A. Milankovitch theory and climate. *Rev. Geophys*. 1988, 26, 624–657. http://dx.doi.org/10.1029/RG026i004p00624

29. Hays, J.D.; Imbrie, J.; Shackleton, N.J. Variations in the Earth's orbit: Pacemaker of the ice ages. *Science* 1976, 194, 1121–1132. http://dx.doi.org/10.1126/science.194.4270.1121, http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/17790893

30. Fischer, T.P.; Arellano, S.; Carn, S.; Aiuppa, A.; Galle, B.; Allard, P.; Lopez, T.; Shinohara, H.; Kelly, P.; Werner, C.; et al. The emissions of CO_2 and other volatiles from the world's subaerial volcanoes. Sci. Rep. 2019, 9, 1–11. https://scholar.google.com/scholar_lookup?title=The+emissions+of+CO2+and+other+volatiles+from+the+world's+subaerial+volcanoes&author=Fischer,+T.P.&author=Arellano,+S.&author=Carn,+S.&author=Aiuppa,+A.&author=Galle,+B.&author=Allard,+P.&author=Lopez,+T.&author=Shinohara,+H.&author=Kelly,+P.&author=Werner,+C.&author=et+al.&publication_year=2019&journal=Sci.+Rep.&volume=9&pages=1–11&doi=10.1038/s41598-019-54682-1&pmid=31822683, https://www.nature.com/articles/s41598-019-54682-1, https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/31822683

31. Guo, M.; Li, J.; Xu, J.; Wang, X.; He, H.; Wu, L. CO_2 emissions from the 2010 Russian wildfires using GOSAT data. *Environ. Pollut*. 2017, 226, 60–68. http://dx.doi.org/10.1016/j.envpol.2017.04.014, http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/28407537

32. Shvidenko, A.Z.; Shchepashchenko, D.G.; Vaganov, E.A.; Sukhinin, A.I.; Maksyutov, S.S.; McCallum, I.; Lakyda, I.P. Impact of wildfire in Russia between 1998–2010 on ecosystems and the global carbon budget. *Dokl. Earth Sci*. 2011, 441, 1678–1682. http://dx.doi.org/10.1134/S1028334X11120075

33. Page, S.E.; Siegert, F.; Rieley, J.O.; Boehm, H.D.V.; Jaya, A.; Limin, S. The amount of carbon released from peat and forest fires in Indonesia during 1997. *Nature* 2002, 420, 61–65. http://dx.doi.org/10.1038/nature01131

34. Hooijer, A.; Page, S.; Canadell, J.G.; Silvius, M.; Kwadijk, J.;Wosten, H.; Jauhiainen, J. Current and future CO_2 emissions from drained peatlands in Southeast Asia. *Biogeosciences* 2010, 7, 1505–1514. http://dx.doi.org/10.5194/bg-7-1505-2010

35. Lee, C.T.A.; Jiang, H.; Dasgupta, R.; Torres, M. A Framework for Understanding Whole-Earth Carbon Cycling. In *Deep Carbon: Past to Present*; Cambridge University Press: Cambridge, UK, 2019; pp. 313–357.

36. Petrescu, A.M.R.; Van Beek, L.P.H.; Van Huissteden, J.; Prigent, C.; Sachs, T.; Corradi, C.A.R.; Dolman, A.J. Modeling regional to global CH4 emissions of boreal and arctic wetlands. *Global Biogeochemical Cycles* 2010, 24. http://dx.doi.org/10.1029/2009GB003610

37. Zhang, B.; Zhao, X.; Wu, X.; Han, M.; Guan, C.H.; Song, S. Consumption-Based Accounting of Global Anthropogenic CH4 Emissions. *Earth's Future* 2018, 6, 1349–1363. http://dx.doi.org/10.1029/2018EF000917

38. Tian, W.; Wu, X.; Zhao, X.; Ma, R.; Zhang, B. Quantifying global CH_4 and N_2O footprints. *J. Environ. Manag*. 2019, 251, 109566. http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.109566

39. Bloom, A.A.; Bowman, K.W.; Lee, M.; Turner, A.J.; Schroeder, R.; Worden, J.R.; Weidner, R.; McDonald, K.C.; Jacob, D.J. A global wetland methane emissions and uncertainty dataset for atmospheric chemical transport models (WetCHARTs version 1.0). *Geosci. Model Dev*. 2017, 10. http://dx.doi.org/10.5194/gmd-10-2141-2017

40. Canadell, J.G.; Le Quéré, C.; Raupach, M.R.; Field, C.B.; Buitenhuis, E.T.; Ciais, P.; Conway, T.J.; Gillett, N.P.; Houghton, R.A.; Marland, G. Contributions to accelerating atmospheric CO_2 growth from economic activity, carbon intensity, and effciency of natural sinks. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 2007, 104, 18866–18870. http://dx.doi.org/10.1073/pnas.0702737104

41. Steffen, W.; Broadgate,W.; Deutsch, L.; Ga_ney, O.; Ludwig, C. The trajectory of the Anthropocene: The great acceleration. *Anthr. Rev*. 2015, 2, 81–98. http://dx.doi.org/10.1177/2053019614564785

42. Fouquet, R. Path dependence in energy systems and economic development. *Nat. Energy* 2016, 1, 1–5.

43. Capros, P.; Tasios, N.; De Vita, A.; Mantzos, L.; Paroussos, L. Transformations of the energy system in the context of the decarbonisation of the EU economy in the time horizon to 2050. *Energy Strategy Rev*. 2012, 1, 85–96. http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2012.06.001

44. Brundtland, G.; Khalid, M.; Agnelli, S.; Al-Athel, S.A.; Chidzero, B.; Fadika, L.M.; Hau_, V.; Lang, I.; Ma, S.; Marino de Botero, M.; et al. *Our Common Future: The World Commission on Environment and Development*; Oxford University Press: London, UK, 1987.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

45. Glavič, P.; Lukman, R. Review of sustainability terms and their definitions. *J. Clean. Prod*. 2007, 15, 1875–1885. http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2006.12.006

46. Vijayaraghavan, A.; Dornfeld, D. Automated energy monitoring of machine tools. *Cirp Ann*. 2010, 59, 21–24. http://dx.doi.org/10.1016/j.cirp.2010.03.042

47. Yoon, H.S.; Kim, E.S.; Kim, M.S.; Lee, J.Y.; Lee, G.B.; Ahn, S.H. Towards greener machine tools–A review on energy saving strategies and technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2015, 48, 870–891. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.100

48. Kobos, P.H.; Malczynski, L.A.; La Tonya, N.W.; Borns, D.J.; Klise, G.T. Timing is everything: A technology transition framework for regulatory and market readiness levels. *Technol. Forecast. Soc. Chang*. 2018, 137, 211–225. http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2018.07.052

49. Schmidt, T.S.; Sewerin, S. Technology as a driver of climate and energy politics. *Nat. Energy* 2017, 2, 17084. http://dx.doi.org/10.1038/nenergy.2017.84

50. Rogge, K.S.; Reichardt, K. Policy mixes for sustainability transitions: An extended concept and framework for analysis. *Res. Policy* 2016, 45, 1620–1635. http://dx.doi.org/10.1016/j.respol.2016.04.004

51. Meadowcroft, J. What about the politics? Sustainable development, transition management, and long term energy transitions. *Policy Sci*. 2009, 42, 323. http://dx.doi.org/10.1007/s11077-009-9097-z

52. Abergel, T.; Brown, A.; Cazzola, P.; Dockweiler, S.; Dulac, J.; Fernandez Pales, A.; West, K. *Energy Technology Perspectives 2017: Catalysing Energy Technology Transformations*; OECD: Paris, France, 2017.

53. Abergel, T.; Brown, A.; Cazzola, P.; Dockweiler, S.; Dulac, J.; Pales, A.F.; Gorner, M.; Malischek, R.; Masanet, E.R.; McCulloch, S.; et al. Energy technology perspectives 2017: Catalysing energy technology transformations. 2017. Available online: https://www.cleanenergyministerial.org/sites/default/files/2018-07/English-ETP-2017.pdf (accessed on 12 February 2019).

54. IRENA. *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*; IRENA: Abu Dhabi, UAE, 2019.

55. Ram, M.; Child, M.; Aghahosseini, A.; Bogdanov, D.; Lohrmann, A.; Breyer, C. A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *J. Clean. Prod*. 2018, 199, 687–704. http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.159

56. Saito, S. Role of nuclear energy to a future society of shortage of e nergy resources and global warming. *J. Nucl. Mater*. 2010, 398, 1–9. http://dx.doi.org/10.1016/j.jnucmat.2009.10.002

57. International Atomic Energy Agency. *Nuclear Power Reactors in the World*; Reference Data Series No. 2; IAEA: Vienna, Austria, 2019.

58. IEA. *Nuclear Power in a Clean Energy System*; IEA: Paris, France, 2019. Available online: https://www.iea.org/reports/nuclear-power-in-a-clean-energy-system (accessed on 12 February 2019).

59. Lovering, J.R.; Yip, A.; Nordhaus, T. Historical construction costs of global nuclear power reactors. *Energy Policy* 2016, 91, 371–382. http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.011

60. Dittmar, M. Nuclear energy: Status and future limitations. *Energy* 2012, 37, 35–40. http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.05.040

61. Hossain, M.K.; Taher, M.A.; Das, M.K. Understanding Accelerator Driven System (ADS) Based Green Nuclear Energy: A Review. *World J. Nucl. Sci. Technol*. 2015, 5, 287. http://dx.doi.org/10.4236/wjnst.2015.54028

62. Ojovan, M.I.; Lee, W.E.; Kalmykov, S.N. *An Introduction to Nuclear Waste Immobilization*; Elsevier: Amsterdam, The Netherland, 2019.

63. Yaqoot, M.; Diwan, P.; Kandpal, T.C. Review of barriers to the dissemination of decentralized renewable energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2016, 58, 477–490. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.224

64. Asdrubali, F.; Baldinelli, G.; D'Alessandro, F.; Scrucca, F. Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2015, 42, 1113–1122. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.082

65. Cherepovitsyn, A.; Tcvetkov, P. Overview of the prospects for developing a renewable energy in Russia. In *2017 International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)*; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2017; pp. 113–117.

66. Dincer, I.; Acar, C. A review on clean energy solutions for better sustainability. *Int. J. Energy Res*. 2015, 39, 585–606. http://dx.doi.org/10.1002/er.3329

67. Tcvetkov, P.S. The history, present status and future prospects of the Russian fuel peat industry. *Mires Peat* 2017, 19, 1–12. http://dx.doi.org/10.19189/MaP.2016.OMB.256

68. Tan, R.R.; Aviso, K.B.; Ng, D.K.S. Optimization models for financing innovations in green energy technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2019, 113, 109258. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2019.109258

69. Sabihuddin, S.; Kiprakis, A.E.; Mueller, M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies* 2015, 8, 172–216. http://dx.doi.org/10.3390/en8010172

70. Argyrou, M.C.; Christodoulides, P.; Kalogirou, S.A. Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2018, 94, 804–821. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.044

71. Dutton, J.; Pilsner, L. Delivering Climate Neutrality: Accelerating Eu Decarbonisation with Research and Innovation Funding. 2019. Available online: https://www.jstor.org/stable/pdf/resrep21732.pdf (accessed on 12 February 2019).

72. Cabré, M.M.; Gallagher, K.P.; Li, Z. Renewable Energy: The Trillion Dollar Opportunity for Chinese Overseas Investment. *China World Econ*. 2018, 26, 27–49. http://dx.doi.org/10.1111/cwe.12260

73. Murdock, H.E.; Gibb, D.; André, T.; Appavou, F.; Brown, A.; Epp, B.; Kondev, B.; McCrone, A.; Musolino, E.; Ranalder, L.; et al. Renewables 2019 Global Status Report. Available online: https://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2019/05/gsr_2019_perspectives_en.pdf (accessed on 12 February 2019).

74. Kemeny, T. Does foreign direct investment drive technological upgrading? *World Dev*. 2010, 38, 1543–1554. http://dx.doi.org/10.1016/j.worlddev.2010.03.001

75. Gielen, D.; Boshell, F.; Saygin, D.; Bazilian, M.D.; Wagner, N.; Gorini, R. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Rev*. 2019, 24, 38–50. http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006

 Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

76. Abdalla, A.M.; Hossain, S.; Nisfindy, O.B.; Azad, A.T.; Dawood, M.; Azad, A.K. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. *Energy Convers. Manag*. 2018, 165, 602–627. http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006

77. Hosseini, S.E.; Wahid, M.A. Hydrogen from solar energy, a clean energy carrier from a sustainable source of energy. *Int. J. Energy Res*. 2020, 4, 4110–4131. http://dx.doi.org/10.1002/er.4930

78. Cetinkaya, E.; Dincer, I.; Naterer, G.F. Life cycle assessment of various hydrogen production methods. *Int. J. Hydrog. Energy* 2012, 37, 2071–2080. http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.10.064

79. Dincer, I.; Acar, C. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *Int. J. Hydrog. Energy* 2015, 1109, 4–11111. http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.035

80. Nikolaidis, P.; Poullikkas, A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2017, 67, 597–611. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044

81. Acar, C.; Beskese, A.; Temur, G.T. Sustainability analysis of different hydrogen production options using hesitant fuzzy AHP. *Int. J. Hydrog. Energy* 2018, 43, 18059–18076. http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.024

82. MA, J.; LIU, S.; ZHOU, W.; PAN, X. Comparison of Hydrogen Transportation Methods for Hydrogen Refueling Station. *J. Tongji Univ*. (Nat. Sci.) 2008, 5, 615–619.

83. Acar, C.; Dincer, I. Review and evaluation of hydrogen production options for better environment. *J. Clean. Prod*. 2019, 218, 835–849. http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.046

84. Royal Dutch Shell plc. Shell LNG Outlook 2020. 2020. Available online: https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2020.html#iframe=L3dlYmFwcHMvTE5HX291dGxvb2sv (accessed on 12 February 2019).

85. Litvinenko, V.S.; Kozlov, A.V.; Stepanov, V.A. Hydrocarbon potential of the Ural–African transcontinental oil and gas belt. *J. Pet. Explor. Prod. Technol*. 2017, 7, 1–9. http://dx.doi.org/10.1007/s13202-016-0248-4

86. Tullo, A.H. C&EN's Global Top 50 chemical companies of 2018. *Chem. Eng. News* 2019, 30–35. Available online: https://cen.acs.org/content/dam/cen/97/30/WEB/globaltop50-2018.pdf (accessed on 12 February 2019).

87. Muggeridge, A.; Cockin, A.;Webb, K.; Frampton, H.; Collins, I.; Moulds, T.; Salino, P. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philos. Trans. R. Soc. AMath. Phys. Eng. Sci*. 2014, 372, 20120320. http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2012.0320

88. Exxon Mobil Financial Operating Review. 2018. Available online: https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/annual-report/2018-Financial-and-Operating-Review.pdf (accessed on 12 February 2019).

89. Litvinenko, V.S.; Sergeev, I.B. Innovations as a Factor in the Development of the Natural Resources Sector. *Stud. Russ. Econ. Dev*. 2019, 30, 637–645. http://dx.doi.org/10.1134/S107570071906011X

90. Cherepovitsyn, A.; Lipina, S.; Evseeva, O. Innovative approach to the development of mineral raw materials of the arctic zone of the Russian federation. *Zap. Gorn. Inst. /J. Min. Inst*. 2018, 232, 438. http://dx.doi.org/10.31897/pmi.2018.4.438

91. Cherepovitsyn, A.; Ilinova, A.; Evseeva, O. Stakeholders management of carbon sequestration project in the state-business-society system. *Zap. Gorn. Inst. /J. Min. Inst*. 2019, 240, 731. http://dx.doi.org/10.31897/pmi.2019.6.731

92. Nugent, D.; Sovacool, B.K. Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey. *Energy Policy* 2014, 65, 229–244. http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.048

93. Tcvetkov, P.; Cherepovitsyn, A.; Makhovikov, A. Economic assessment of heat and power generation from small-scale liquefied natural gas in Russia. *Energy Rep*. 2020, 6, 391–402. http://dx.doi.org/10.1016/j.egyr.2019.11.093

94. VYGON.ConsultingGlobalLNGMarket: IllusoryGlut. 2018. Available online: https://vygon.consulting/upload/iblock/486/vygon_consulting_lng_world_balance_en_executive_summary.pdf (accessed on 12 February 2019).

95. Dudley, B. *BP Statistical Review of World Energy* 2019; British Petroleum: London, UK, 2019.

96. Dudley, B. *BP Statistical Review of World Energy* 2020; British Petroleum: London, UK, 2020.

97. Savcenko, K.; Hornby, G. The future of European gas after Groningen. S&P Global Platts. 2020. Available online: https://www.spglobal.com/platts/plattscontent/_assets/_files/en/specialreports/naturalgas/groningeneuropean-gas-report.pdf (accessed on 12 February 2019).

98. Howell, N.; Pereira, R. LNG in Europe. Current Trends, the European LNG Landscape and Country Focus. Ga_ney, Cline Associates. Available online: https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/2019/10/DM-_6044045-v1-Article_LNG_in_Europe_HOWELL_PEREIRA.pdf (accessed on 12 February 2019).

99. IGU. Global Gas Report 2019; International Gas Union: Barcelona, Spain, 2019. Available online: https://www.wgc2021.org/wp-content/uploads/2019/04/LNG2019-IGU-World-LNG-report2019.pdf (accessed on 12 February 2019).

100. GIIGNL. The LNG Industry. Annual Report 2019. Available online: https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_annual_report_2019-compressed.pdf (accessed on 12 February 2019).

101. Belova, M.; Kolbikova, E.; Timonin, I. Russia's place ona global LNG map. *OilGas J*. 2019, 74–81. Available online: https://vygon.consulting/upload/iblock/3c6/OGJR_2019_04_small.pdf (accessed on 12 February 2019).

102. S&P Global Platts. 2019 Review and 2020 Outlook. 2019. Available online: https://www.spglobal.com/platts/plattscontent/_assets/_files/en/specialreports/oil/platts_2020_outlook_report.pdf (accessed on 12 February 2019).

103. McKinsey. Global gas and LNG Outlook to 2035. 2018. Available online: https://www.mckinsey.com/solutions/energy-insights/global-gas-lng-outlook-to-2035/~{}/media/3C7FB7DF5E4A47E393AF0CDB080FAD08.ashx (accessed on 12 February 2019).

104. Henderson, J.; Yermakov, V. *Russian LNG: Becoming a Global Force. Working Paper*; Oxford Institute for Energy Studies: Oxford, UK, 2019; 37 p. http://dx.doi.org/10.26889/9781

105. Hashimoto, H. 2020 Gas Market Outlook. In *434th Forum on ResearchWorks*; The Institute of Energy Economics: Tokyo, Japan. Available online: https://globallnghub.com/wp-content/uploads/2020/01/8787.pdf (accessed on 23 December 2019).

106. IEEJ. *EPRINC The Future of Asian LNG 2018 (The Road to Nagoya)*; The Institute of Energy Economics: Tokyo, Japan, 2018. Available online: https://eneken.ieej.or.jp/data/8140.pdf (accessed on 12 February 2019).

107. IGU. *Global Gas Report 2018*; InternationalGasUnion: Barcelona, Spain, 2018. Available online: https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2018.pdf (accessed on 12 February 2019).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

108. Althouse Group. Overview of the gas processing industry in Russia. 2019. Available online: https://althausgroup.ru/wp-content/uploads/2019/10/Analiz-rynka-produktov-gazopererabotki.pdf (accessed on 12 February 2019). (In Russian)

109. Bilfinger Tebodin. The Russian Chemical Market; Market study report; The Embassy of the Kingdom of the Netherlands; Bilfinger Tebodin: Moscow, Russia, 2018. Available online: https://www.pronline.ru/Handlers/ShowRelisesFile.ashx?relizid=6998&num=2 (accessed on 12 February 2019).

110. VYGON Consulting. Gas Chemistry of Russia. Part 1. Methanol: So far only plans. 2019. Available online: https://vygon.consulting/upload/iblock/f22/vygon_consulting_russian_methanol_industry_development.pdf (accessed on 12 February 2019). (In Russian).

111. Gautier, D.L.; Bird, K.J.; Charpentier, R.R.; Grantz, A.; Houseknecht, D.W.; Klett, T.R.; Sørensen, K. Assessment of undiscovered oil and gas in the Arctic. *Science* 2009, 324, 1175–1179. http://dx.doi.org/10.1126/science.1169467, http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/19478178

112. Viacheslav, Z.; Alina, I. Problems of unconventional gas resources production in arctic zone-Russia. *Espacios* 2018, 39, 42.

113. Brecha, R.J. Logistic curves, extraction costs and effective peak oil. *Energy Policy* 2012, 51, 586–597. http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.016

114. Litvinenko, V.; Trushko, V.; Dvoinikov, M. Method of construction of an offshore drilling platform on the shallow shelf of the Arctic seas. Russian Patent 2704451 C1, 28 October 2019. (In Russian).

115. Bumpus, A.; Comello, S. Emerging clean energy technology investment trends. *Nat. Clim. Chang*. 2017, 7, 382–385. http://dx.doi.org/10.1038/nclimate3306

116. Kivimaa, P.; Kern, F. Creative destruction or mere niche support? Innovation policy mixes for sustainability transitions. *Res. Policy* 2016, 45, 205–217. http://dx.doi.org/10.1016/j.respol.2015.09.008

117. Schmidt, T.S.; Sewerin, S. Measuring the temporal dynamics of policy mixes–An empirical analysis of renewable energy policy mixes' balance and design features in nine countries. *Res. Policy* 2019, 48, 103557. http://dx.doi.org/10.1016/j.respol.2018.03.012

118. Pickl, M.J. The renewable energy strategies of oil majors–From oil to energy? *Energy Strategy Rev*. 2019, 26, 100370. http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2019.100370

119. Sovacool, B.K. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. *Energy Res. Soc. Sci*. 2016, 13, 202–215. http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2015.12.020

120. Peters, G.P. The'best available science'to inform 1.5 C policy choices. *Nat. Clim. Chang*. 2016, 6, 646. http://dx.doi.org/10.1038/nclimate3000

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0