

## ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРОИЗВОДСТВА И ЭКСПОРТА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Ждановских Родион Михайлович**

аспирант кафедры мировой экономики РЭУ им. Г. В. Плеханова.

Адрес: ФГБОУ ВО «Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова», 117997, Москва, Стремянный пер., д. 36.

E-mail: rody1993@rambler.ru

В статье отражены экономические тенденции в развитии современных способов добычи и переработки трудноизвлекаемых энергоносителей, производстве альтернативных высокотехнологичных видов сжиженного и синтетического жидкого топлива, идущих на замену традиционным: кондиционной нефти и природному газу. Анализируются возможности постепенного уменьшения себестоимости добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и получения искусственного жидкого и сжиженного горючего. Рассматриваются возобновляемые источники энергии и возможность их перспективного использования в энергетике Российской Федерации.

*Ключевые слова:* нефть, газ, российский экспорт, энергоносители, сжиженный природный газ, синтетическое жидкое топливо, возобновляемые источники энергии.

## ECONOMIC ANALYSIS OF THE CAUSES OF PRODUCTION AND EXPORT OF ALTERNATIVE ENERGY AND ENERGY SOURCES IN THE RUSSIAN FEDERATION

**Zhdanovskich, Rodion M.**

Post-Graduate Student of the Department for World Economy of the PRUE.

Address: Plekhanov Russian University of Economics, 36 Stremyanny Lane, Moscow, 117997, Russian Federation

E-mail: rody1993@rambler.ru

The articles reflect the economic trends in the development of modern methods of extraction and processing of hard-to-recover energy carriers, the production of alternative high-tech liquefied and synthetic liquid fuels that are being replaced by traditional ones: conditioning oil and natural gas. The possibilities of a gradual reduction in the cost of both hard-to-recover oil reserves and the production of artificial liquid and liquefied fuels are analyzed. Briefly consider renewable energy sources and offer their perspective use in the energy sector of the Russian Federation.

*Keywords:* oil, gas, Russian exports, energy, liquefied natural gas, synthetic liquid fuel, renewable energy sources.

**В** 2007 г. в Российской Федерации было добыто 491 млн т нефти, при этом средняя суточная добыча составляла 9,82 млн баррелей. В 2014 г. из земных недр было извлечено 526 млн т черного золота со среднесуточной добычей 10,52 млн баррелей; в 2015 г. – около 534 млн т со средним поступлением в сутки 10,68 млн баррелей; в 2016 г. – 547,5 млн т и 10,95 млн баррелей в среднем в сутки соответственно. В 2017 г. предполагается годовая добыча 548 млн т нефти или среднесуточно 10,96 млн баррелей.

Из приведенных цифр следует, что добыча нефти в Российской Федерации приблизилась к своему предельному значению и дальнейший ее рост маловероятен. Объясняется это истощением традиционных нефтепромыслов в Западной Сибири: Самотлорского, Усть-Балыкского, Мегийского, Федоровского, Сургутского и ряда других, а также нефтегазовых месторождений Волго-Уральского района, в который включены нефтяные и газовые площади Татарстана, Республики Башкортостан, Удмуртии, Самарской, Пермской, Саратовской и Волгоградской областей. До предела истощены нефтегазовые месторождения на Северном Кавказе и в ряде других мест. Нефтяные промыслы Тимано-Печорской провинции в республике Коми, а также в Ненецком автономном округе, занимающие в Российской Федерации третье место по уровню добычи, развиваются недостаточными темпами из-за плохого качества нефти – высокой вязкости. И хотя ее прогнозные запасы в этом регионе оцениваются в 3 млрд т, добыча в сравнении с максимально достигнутым уровнем в 1980 г. не возросла.

Вновь открытые нефтяные месторождения в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и на шельфе северных морей являются труднодоступными, и их освоение требует высоких капитальных затрат. Кроме разработки самих осваиваемых месторождений, требуется подведение к ним систем коммуникаций в виде нефтепроводов, шоссейных и железных дорог для вывоза добытой продукции и подвоза компонентов

материально-технического обеспечения и развитие другой инфраструктуры. Все это значительно повышает себестоимость добываемой нефти. Если средняя себестоимость добычи нефти в России в 2013–2014 гг. оценивалась в 17 долларов за баррель, в то время как в Саудовской Аравии она составляла около 10 долларов, в Кувейте – 9 долларов, то освоение северных шельфовых месторождений поднимет себестоимость добычи на них не менее чем в три раза. Например, Англия добывает североморскую нефть с себестоимостью до 53 долларов за баррель и выше.

Несмотря на истощение нефтезапасов на освоенных месторождениях и значительное падение нефтеотдачи пластов и дебита скважин, российские компании в погоне за прибылью продолжают наращивать поставки сырой нефти за рубеж.

Так, в 2013 г. из 522 млн т добытой в Российской Федерации нефти было экспортировано 237 млн т, в 2016 г. из 547,5 млн т было отгружено уже около 254 млн т. Соответственно, добыча нефти возросла за три последних года на 4,89%, а ее экспорт за рубеж – на 7,17%. При этом нефтепродукты, куда в основном входят компоненты, полученные путем переработки сырой нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), поставляются на экспорт в значительно меньшем количестве. Например, в 2012 г. поставки нефтепродуктов в зарубежные страны составили лишь 138,2 млн т, в 2013 г. – 151,7 млн т, в 2014 г. – 165,3 млн т, в 2015 г. – 171,7 млн т. Рост хотя и имеет место, но медленный. В 2014 г. он составил по сравнению с предыдущим годом 8,97%, а в 2015 г. – 3,87%. Это говорит о том, что Российская Федерация плохо использует возможности по переводу топливно-энергетического комплекса страны на более высокий технологический уровень. Производство и экспорт нефтепродуктов можно рассматривать как альтернативу поставкам за рубеж сырой нефти [6].

В России в настоящее время работают 27 крупных НПЗ, каждый из которых перерабатывает свыше 2 млн т нефти в год, и 296 малых. В 2015 г. на них было переработано около 283 млн т нефти. В 2016 г. переработка снизилась до 273 млн т. Следовательно, из всей добываемой в стране нефти перерабатывается только половина, притом что средняя глубина ее переработки с трудом достигает 74–75%. Только несколько крупных НПЗ в России способно обеспечить глубину переработки в 90–95%, которая требуется для производства высокооктанового бензина. При таком высоком качестве переработки жидкого топлива, поступающего на НПЗ, объемы производства бензина в стране выросли бы с 39,7 млн т (план годового производства в 2016 г.) до 70 млн т и более. Однако большинство малых и даже крупных НПЗ продолжают осуществлять глубину переработки нефти в 70–72%, которая позволяет производить лишь мазут, моторные масла и некачественный бензин с

низким октановым числом. Объясняется это устаревшим технологическим оборудованием на большинстве заводов, которое до настоящего времени не прошло серьезной модернизации. Поэтому в экспортной составляющей нефтепродуктов, поставляемых Российской Федерацией за рубеж, преобладают темные фракции: мазут, дизельное топливо и лигроин. Например, в страны организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), куда входят наиболее развитые мировые государства, из 70 млн т поставленных из Российской Федерации нефтепродуктов, мазут составил 26,8 млн т, дизтопливо – 24,2 млн т, лигроин – 13,1 млн т, а бензин – лишь 2 млн т, керосин – 0,6 млн т, все остальное – другие некачественные фракции.

При этом компоненты низкого качества, которые превалируют в общем экспорте нефтепродуктов из России, по своей средней стоимости превосходят стоимость сырой нефти, идущей за рубеж. Так, в 2015 г. средняя стоимость барреля сырой нефти марки Urals, поступавшей из России на экспорт, не превышала 40–45 долларов или 292–329 долларов за т, а средняя стоимость такой же массы нефтепродуктов достигала 393 доллара. В связи с этим напрашивается вывод, что продажа некачественных нефтепродуктов значительно выгоднее продажи сырой нефти, а повышение их качества за счет увеличения производства высокооктанового бензина, очищенного керосина и дизтоплива, приведет к значительному росту цены на них.

Заглядывая в будущее, нефтегазовые компании Российской Федерации должны уже сейчас проводить широкое промышленное освоение месторождений тяжелой (высоковязкой) нефти и постепенно налаживать добычу битуминозной нефти. Хотя компания «Лукойл» продолжает эксплуатацию Ярегского месторождения битуминозной нефти, разработанного еще в 1980-е гг., где добыча ведется шахтным способом, это составляет незначительную долю в общем объеме нефтяного производства.

Битуминозные пески, а также большие запасы тяжелой нефти располагаются в России в хорошо освоенных районах с достаточно развитой инфраструктурой: Волго-Уральском, Тимано-Печорском и на Северном Кавказе. Месторождения тяжелой нефти обнаружены в Республике Башкортостан, Татарстане, Удмуртии, Самарской, Пермской и Тюменской областях. В них имеется до 70% от всех запасов этой нефти, разведанных в Российской Федерации. Кроме того, эти залежи сосредоточены в относительно небольшом числе крупных месторождений, что значительно облегчает их освоение и эксплуатацию.

Заинтересованность российских нефтегазовых компаний и ряда других инвесторов в разработке месторождений тяжелой нефти оправдывается и тем, что усредненная себестоимость добычи кондиционной нефти в России, как уже отмечалось выше, непрерывно возрас-

тает за счет постепенного перемещения основных районов эксплуатации нефтепромыслов в арктические широты. Достаточно сказать, что в России в 2016 г. до 93 млн т нефти или 17% от ее общего объема добычи было получено в Арктике.

Одновременно совершенствуются технологии и оборудование по извлечению тяжелой и битуминозной нефти из земных недр, что позволяет непрерывно снижать затраты на их добычу. Снижается также стоимость их обработки и транспортировки. Следовательно, возрастающая себестоимость добычи кондиционного жидкого топлива, особенно в арктических условиях и на шельфе северных морей, будет постепенно выравниваться с затратами на извлечение и обработку высоковязкой нефти на промыслах, расположенных в обжитых районах Российской Федерации с умеренным климатом.

Вместе с тем Россия испытывает трудности в транзите своих нефтегазовых ресурсов в экономически развитые страны, особенно в страны Европы. Прежде всего, это касается традиционного трубопроводного экспорта природного газа (ПГ). Исторически сложилось, что основные трубопроводные газовые артерии в европейские страны проходили через территорию Украины. Трубопроводная газовая система, идущая из России в Европу через Беларусь и Польшу, имеет пропускную способность около 31 млрд. м<sup>3</sup> газа в год, а через Украину – достигает при максимальном объеме транзита 142 млрд. м<sup>3</sup>. Но из-за политических осложнений Российская Федерация стремится ограничить газовые поставки в Европу через Украину [7]. Кроме того, газотранспортная система, проложенная по украинской территории еще в 70-е гг. прошлого века, уже устарела, не модернизировалась и находится в настоящее время в изношенном состоянии. Поэтому Россия вынуждена искать варианты строительства обходных газопроводных путей.

В любом случае газопроводы привязывают страну-экспортера к странам-импортерам, а также к странам, через территорию которых проходят газовые магистрали. Это позволяет и странам-получателям трубопроводного газа и странам-транзитерам диктовать свои условия поставщику и выторговывать льготы и ценовые скидки на получаемое сырье, а также завышать стоимость транзита [2]. Кроме того, страна-поставщик не может маневрировать объемами продаваемого сырья, добываясь для себя более выгодных ценовых условий за счет выбора приемлемого покупателя. И это, притом что само строительство трубопроводных систем вместе с компрессорными станциями обходится очень дорого, как и их эксплуатация, при которой затрачиваются большие объемы энергии. Например, на перекачку добываемого в России газа компрессорные станции газотранспортной системы страны расходуют в среднем около 60 млрд м<sup>3</sup> газа и 14 млрд кВт·ч электроэнергии в год. Поэтому Российской Федерации необходимо ускоренно

развивать альтернативный трубопроводному вариант поставок природного газа на экспорт, а именно поставки сжиженного природного газа (СПГ) морскими танкерами-рефрижераторами. Для этого требуется масштабное развитие производств СПГ и всей инфраструктуры, связанной с этим. Один завод, сжижающий 10,8 млн т природного газа в год на двух технологических линиях, уже успешно функционирует по проекту «Сахалин-1», а его СПГ экспортируется в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Планируется, что англо-голландская компания «Шелл» будет строить третью линию по сжижению газа на этом заводе, а в Усть-Луге на Балтике готовится к реализации проект «Балтийский завод» с объемом производства до 10 млн т СПГ. На Ямале началось строительство мощного производства по сжижению природного газа, получаемого с Южно-Тамбейского месторождения. Производительность возводимого комплекса составит 16,5 млн т СПГ в год, а его полная стоимость достигнет 18,4 млрд евро. Не исключается расширение объемов производства до 25 млн т СПГ в год.

Однако Россия пока значительно отстает в строительстве заводов по производству СПГ, в то время как в мире стремительно растут объемы выпуска сжиженного газа. Катар в 2015 г. уже поставил в АТР, Европу и другие страны 77 млн т СПГ. США и Австралия в 2020 г. будут производить по 84 млн т СПГ ежегодно. Нарастивает объемы производства сжиженного газа и Нигерия. В 2015 г. объем мирового рынка СПГ уже достиг в эквиваленте 340 млрд м<sup>3</sup> ПГ в год. В этом же году во всем мире уже функционировало 55 производств, мощность которых составляла около 350 млн т СПГ, а в 2020 г. число таких предприятий превысит 70, и на них будет производиться более 450 млн т СПГ. Понятно, что цена на сжиженный газ будет непрерывно снижаться. Например, в январе 2016 г. Российская Федерация поставляла трубопроводный газ в Германию по стоимости равной 200–210 долларов за 1000 м<sup>3</sup>, а США снизили стоимость своих поставок СПГ в Западную Европу до 250 долларов за 1 000 м<sup>3</sup>. Предполагается, что в 2017 г. себестоимость американского СПГ с учетом его доставки в Европу не превысит 4,3 доллара за 1 млн британских тепловых единиц (БТЕ), или около 154 долларов за 1 000 м<sup>3</sup> эквивалентного ПГ. Естественно, что отпускная цена на этот СПГ будет несколько выше [9].

Так как цена на СПГ имеет тенденцию к дальнейшему уменьшению, западные европейцы начали интенсивно строить терминалы для приема сжиженного газа на своей территории. В 2020 г. планируется закончить строительство семи комплексов терминалов СПГ с емкостью, эквивалентной 120 млрд м<sup>3</sup> ПГ. Одновременно США уже построили на своем побережье и внутри страны терминалы по хранению СПГ с емкостью, эквивалентной 300 млрд м<sup>3</sup> ПГ и готовятся к поставкам в Европу в 2018 г. СПГ, эквивалентного 66 млрд м<sup>3</sup> ПГ.

Развивая инфраструктуру производства, хранения и транспортировки СПГ, Россия получит возможность для маневрирования своими газовыми ресурсами за счет значительного расширения стран-импортеров газа. Возрастет также прибыль от газового экспорта. Кроме того, в России будет развиваться новая высокотехнологическая отрасль, а также будут создаваться рабочие места [3].

Важным этапом для получения альтернативных видов горючего является разработка на современном уровне промышленных технологий синтеза жидкого топлива из бурых и каменных углей. Каменный уголь имеется в изобилии в Кузнецком бассейне, а запасы бурого угля находятся во многих регионах Российской Федерации, в том числе и в Московской области. В настоящее время отработаны три способа синтеза топлива из угольных компонентов: пиролиз, газификация и синтез по методу Фишера – Тропша и гидрогенизация [1]. Эти химические способы получили наименование СТЛ-технологии (Coal to Liquids). Стоимость метрической тонны каменного угля в США в 2016 г. не поднималась выше 40 долларов и лишь за предыдущий год она выросла до 75 долларов. В России цена на уголь значительно ниже. Совершенствование технологий по переработке угольной массы в сжиженное топливо, с точки зрения снижения их себестоимости, и уменьшение сроков окупаемости производственного оборудования на заводах синтеза топлива позволят снизить разницу в стоимости производства горючих и смазочных компонентов из природной нефти и твердого топлива.

Западные нефтяные компании отработывают также способы по синтезу топлива из газа, в том числе и попутного нефтяного газа (ПНГ) по технологии GTL (GastoLiquids). Например, англо-голландский нефтяной гигант Shell построил в Катаре предприятие, выпускающее синтетическое сжиженное топливо массой около 19 тыс. т в сутки. Этот завод производит высококачественный авиационный керосин, дизельное топливо, смазочные масла и другие составляющие высокой чистоты. Стоимость синтетического сжиженного топлива пока еще выше стоимости горючего, полученного путем перегонки природной нефти. Так, усредненная цена барреля топлива, полученного путем переработки кондиционной нефти, достигает 75 долларов при стоимости барреля сырой нефти в 55 долларов. Стоимость барреля синтетического сжиженного топлива, полученного по технологии «газ в жидкость», в среднем составляет 90 долларов. При этом с расширением масштабов промышленного производства и совершенствованием технологий стоимость искусственного горючего будет неуклонно снижаться, а его качество – возрастать [8].

Для Российской Федерации использование технологии GTL является чрезвычайно актуальной задачей в связи с возможностью полезно-

го применения ПНГ, который в настоящее время сжигается в факелах в огромных объемах, загрязняя окружающую среду.

Следует также обратить внимание на такие альтернативные источники энергии, как сила ветра и излучение солнца, которые относят к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) [5]. Во многих странах мира ветроэлектростанции (ВЭС) уже не считаются экспериментальными, а встроены в единые электроэнергетические системы и вырабатывают значительную долю от общего количества произведенной электроэнергии. На первом месте по введенным мощностям ВЭС находится Китай – 150 тыс. МВт, за ним следуют США – 75 тыс. МВт и Германия. Интенсивно развивают ветроэнергетику Индия и Бразилия.

Россия по мощности построенных ВЭС находится пока на 64 месте в мире. Лишь в 2013 г. премьер-министр Российской Федерации подписал распоряжение о стимулировании развития ветроэнергетики, согласно которому за 15 лет должно быть введено в действие 16 ВЭС.

Что касается использования солнечной энергии, то в настоящее время существует несколько способов ее преобразования. Наибольшее распространение получили фотопреобразователи, построенные на экономичных фотоэлементах типа «ячеек Гретцеля», либо обычных фотопластинах. Выбор того или иного технического решения при промышленном преобразовании солнечной энергии должен прежде всего определяться экономической эффективностью и окупаемостью затрат. В противном случае весь проект принесет финансовый убыток [4].

К концу 2016 г. общемировая мощность преобразователей солнечного излучения в электричество составила 77 тыс. МВт. В последние 10 лет темпы роста гелиоэнергетики значительно выросли. Лидерами выступают, как и по ветроэнергетике, Китай и США, причем первый планирует к 2020 г. довести мощность своих гелиостанций до 110 тыс. МВт. Передовые европейские страны также усиленно развивают солнечную энергетику, хотя и более медленными темпами.

В связи с возрастанием объема промышленного производства, совершенствованием технологий и упрощением конструкций ветровых и солнечных преобразователей непрерывно снижается себестоимость вырабатываемой ими электрической и тепловой энергии, а, следовательно, и цена на отпускаемую продукцию. Например, стоимость выработки 1 кВт·ч электроэнергии при сжигании сжиженного природного газа на тепловой станции в 2015 г. в АТР обходилась в 5 американских центов, на ветроэлектростанции – в ту же сумму, на гелиостанции – в 20 центов. Тенденция направлена в сторону неуклонного падения цены на электроэнергию, поступающую от ВИЭ.

Так, в Германии около 30% от всей вырабатываемой в стране в конце 2016 г. электроэнергии поступало от ВИЭ, а в Дании эта цифра поднялась до 44%. В 2014 г. в той же Германии доля ВИЭ в производстве

электричества составляла только 24%, 45% падало на уголь и 15% – на газ. Объем инвестиций в мире в возобновляемые источники энергии составляет в настоящее время около 330 млрд долларов.

Государственное налоговое стимулирование играет важнейшую роль в развитии и наращивании темпов промышленного производства установок ВИЭ.

В заключение можно сделать следующие выводы. В России иссякают дешевые источники кондиционной нефти и газа, находящиеся в относительно легкодоступных и обжитых районах. Новые месторождения качественного жидкого и газообразного топлива выявлены в настоящее время на удаленных территориях с очень сложными климатическими условиями или на шельфе арктических морей. Разработка залежей и добыча углеводородного сырья там будет отличаться высокой себестоимостью, на которую накладываются еще и высокие транспортные расходы. В этой связи более актуальной становится задача совершенствования и развития технологий по разработке, добыче или производству альтернативных источников энергии. Прежде всего, это касается разработки месторождений тяжелой (высоковязкой) нефти, расположенных в освоенных и легкодоступных регионах: Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Северокавказском.

Поскольку высоковязкая и, как правило сернистая нефть, не пользуется большим спросом у покупателей и продается по заниженным ценам, то напрашивается вывод, что такой сорт черного золота лучше перерабатывать на отечественных НПЗ, оснащенных современным оборудованием, с целью получения высококачественных фракций, соответствующих стандартам Евро-5 и Евро-6, которые будут с успехом реализовываться как на внутреннем, так и на зарубежном рынках.

Одновременно требуется развернуть масштабное строительство производств по сжижению природного газа, а также всей инфраструктуры и транспорта, связанных с этим. Необходимо приступить к освоению способов переработки ПНГ в синтетическое топливо по технологиям GTL. То же касается и промышленного апробирования различных методов возгонки угольных масс с целью получения синтетических жидких топлив по технологиям CTL. Для России решение этих задач с экономической точки зрения особенно актуально, так как в стране имеются большие запасы природного и попутного газов, бурого и каменного угля, а себестоимость их добычи сравнительно невысокая.

Необходимо также развернуть эффективную программу по созданию в промышленных масштабах таких альтернативных источников энергии, как ветро- и гелиоустановки. Возведение ВЭС нужно осуществлять прежде всего в северных и восточных районах страны, куда дорого и сложно доставлять топливо и экономически нецелесообразно прокладывать линии электропередач. К таким относятся Мурманская и

Архангельская области, Якутия, Бурятия, Камчатка и др. Гелиоэлектростанции с наибольшей эффективностью будут эксплуатироваться в южных регионах страны.

Российский топливно-энергетический комплекс и вся российская энергетика в целом должны идти в ногу с самыми передовыми мировыми тенденциями в энергетической сфере, ускоренно осваивая новые технологии и технические решения. Только в этом случае можно будет добиться плавного перехода на новый более высокий технологический уровень производства и экспорта топлива и энергии без снижения их объемов и без значительного возрастания себестоимости.

#### Список литературы

1. *Алексеев К. Ю., Горлов Е. Г., Шумовский А. В.* Состояние и перспективы создания в России производства СЖТ из твердых горючих ископаемых (уголь, горючие сланцы, торф) // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. – 2013. – Вып. 5. – С. 15–24.
2. *Гладков И. С.* Внешнеторговые связи на постсоветском пространстве: тенденции XXI в. // Власть. – 2016. – № 4. – С. 52–61.
3. *Ждановских Р. М.* Особенности и перспективы трансформации мирового экспорта энергоносителей // Вестник Российского экономического университета имени Г. В. Плеханова. Вступление. Путь в науку. – 2017 – № 1 (17). – С. 80–87.
4. *Касаева О. Н.* Перспективы развития ВИЭ в России // Актуальные вопросы экономических наук. – 2012. – № 28. – С. 78–81.
5. *Сидоров А. А.* Использование возобновляемых источников энергии как средство достижения устойчивого развития России // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2015. – № 6-2. – С. 245–249.
6. *Симонов К. В.* Энергетическая сверхдержава. – М. : Алгоритм, 2006.
7. *Хасбулатов Р. И.* СНГ – 25 лет – что приобрели и что потеряли // Журнал экономической теории. – 2017. – № 1. – С. 7–17.
8. *Fleisch T. H.* A Look at Synthetic Fuel Options Derived from Natural Gas and Coal // Future Fuels for Australia Conference. – 2011. – 19–20 July.
9. 2016 World LNG Report, LNG 18 Conference & Exhibition Edition, International Gas Union, 2016.

## Reference

1. Alekseev K. Yu., Gorlov E. G., Shumovskiy A. V. Sostoyanie i perspektivy sozdaniya v Rossii proizvodstva SZhT iz tverdykh goryuchikh iskopaemykh (ugol', goryuchie slantsy, torf) [Status and Prospects of Creation in Russia the Production of Synthetic Liquid Fuels from Solid Fossil Fuels (Coal, Oil Shale, Peat)], *Sovremennaya nauka: issledovaniya, idei, rezul'taty, tekhnologii* [Modern Science: Research, Ideas, Results, Technology], 2013, Vol. 5, pp. 15–24. (In Russ.).
2. Gladkov I. S. Vneshnetorgovye svyazi na postsovetском prostranstve: tendentsii XXI v. [Foreign Trade Relations in the Post-Soviet Space: Trends of the XXI century], *Vlast'*, 2016, No. 4, pp. 52–61. (In Russ.).
3. Zhdanovskikh R. M. Osobennosti i perspektivy transformatsii mirovogo eksporta energonositeley [Features and Prospects of Transformation of World Energy Exports], *Vestnik Rossiyskogo ekonomicheskogo universiteta imeni G. V. Plekhanova. Vstuplenie. Put' v nauku* [Vestnik of the Plekhanov Russian University of Economics. Introduction. The Road to Science], 2017, No. 1 (17), pp. 80–87. (In Russ.).
4. Kasaeva O. N. Perspektivy razvitiya VIE v Rossii [Prospects for the Development of RES in Russia], *Aktual'nye voprosy ekonomicheskikh nauk* [Actual Questions of Economic Sciences], 2012, No. 28, pp. 78–81. (In Russ.).
5. Sidorov A. A. Ispol'zovanie vozobnovlyaemykh istochnikov energii kak sredstvo dostizheniya ustoychivogo razvitiya Rossii [The Use of Renewable Energy Sources as a Means of Achieving Sustainable Development in Russia], *Gumanitarnye, sotsial'no-ekonomicheskie i obshchestvennyye nauki* [Humanitarian, Socio-Economic and Social Sciences], 2015, No. 6–2, pp. 245–249. (In Russ.).
6. Simonov K. V. Energeticheskaya sverkhderzhava [Energy Superpower]. Moscow, Algoritm, 2006. (In Russ.).
7. Khasbulatov R. I. SNG – 25 let – chto priobrel i chto poteryali [UIS – 25 Years – What They Got and What They Lost], *Zhurnal ekonomicheskoy teorii* [Journal of Economic Theory], 2017, No. 1, pp. 7–17. (In Russ.).
8. Fleisch T. H. A Look at Synthetic Fuel Options Derived from Natural Gas and Coal, *Future Fuels for Australia Conference*, 2011, 19–20 July.
9. 2016 World LNG Report, LNG 18 Conference & Exhibition Edition, International Gas Union, 2016.