

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ДОЛГОСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ¹

Тарасов А.Э.

Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

aet98@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются особенности моделирования устойчивого развития газовой отрасли Российской Федерации в складывающихся внутренних и внешних условиях функционирования на долгосрочную перспективу.

Ключевые слова: газ природный естественный, модель, газовая отрасль.

Введение

Становление предшественника газовой отрасли России – газовой промышленности СССР началось в 40-х годах прошлого века с геологоразведки и разработки газовых месторождений Саратовской области, газификации Саратова, сооружения первого в Советском Союзе магистрального газопровода Саратов – Москва и газификации Москвы и Московской области [1].

Бурное развитие газовой промышленности Советского Союза началось в 50-х годах прошлого века. Были разведаны новые крупные газовые месторождения в Западной Сибири и Средней Азии, на Ставрополье и Украине. Объем разведанных запасов газа вырос в 16 раз по сравнению с периодом 40-х годов. Это позволило наращивать объемы добычи газа в среднем на 500 млн м³ в год. Пропорционально росту добычи развивалась и газотранспортная сеть страны [2].

В 60-х годах прошлого века бурное развитие газовой промышленности продолжилось. Разведка, ввод в эксплуатацию новых газовых месторождений в Европейской части СССР, Средней Азии и в Западной Сибири и развитие уникальной единой системы газоснабжения Советского Союза позволили существенно повысить уровень газификации регионов Советского Союза.

В эти годы были разведаны и введены в строй крупные газовые месторождения, в Туркменистане, Узбекистане и Казахстане с дебитами добычи многократно превышающими собственные потребности упомянутых республик Средней Азии в газе. Для реализации потенциала новых баз газодобычи была модернизирована существующая газотранспортная система СССР и в 60-х годах прошлого века были проложены трансконтинентальные газопроводы Средняя Азия – Центр (САЦ) I-II. Во второй половине 60-х годов был введен в строй первый экспортный газопровод Советского Союза – Братство и начались поставки газа сначала в страны социалистического лагеря, а затем и в страны Западной Европы [2].

В 70-е годы темпы развития газовой промышленности СССР возросли за счет ввода в строй открытых в 60-е годы уникальных месторождений Надым-Пуртазовского района Тюменской области, крупных месторождений в республиках Средней Азии и Оренбургского газоконденсатного месторождения с многокомпонентным составом газа, содержащим в своем составе помимо углеводородов еще и гелий. Ускоренными темпами развивалась газотранспортная система Советского Союза от новых баз газодобычи до потребителей газа европейской части СССР и на Урале. В 70-х годах в рамках развития газотранспортной системы страны был введен в строй трансконтинентальный газопровод САЦ – III. Рост экспортных поставок советского газа как в страны СЭВ, так и в страны Западной Европы стал возможен благодаря сооружению газопровода Союз [2].

В 80-е годы прошлого века форсированное развитие газовой промышленности СССР продолжилось за счет выхода новых месторождений Астраханской, Оренбургской, Тюменской областей и Туркменской республики на проектные уровни добычи газа. Магистральные газопроводы стали сооружать из труб большого диаметра (1220 мм и 1420 мм) на рабочее давление 7,5 МПа поскольку плечо прогона газа от месторождения до потребителя возросло до 2500 км для внутренних поставок газа и до 3000 км для экспортных. Для балансировки неравномерности сезонного спроса на газ ускоренными темпами стали сооружать новые и реконструировались существующие подземные хранилища газа (ПХГ) [2]. В середине 80-х годов СССР вышел на первое место в мире по добыче газа естественного (природного и попутного) [3, 4], а активная емкость ПХГ Советского Союза возросла до 5% от суммарного потребления газа [5]. К концу рассматриваемого периода активная емкость ПХГ превысила 10% от суммарного потребления газа в стране [5]. Большое внимание уделялось диверсификации путей поставок естественного газа на экспорт за счет строительства новых

¹ Исследование выполнено в ИНЭИ РАН при поддержке Минобрнауки России (проект № FFGW-2025-0003)

экспортных газопроводов, таких как Уренгой-Помары-Ужгород, Прогресс и Трансбалканский. С вводом в строй данных газопроводов экспортный потенциал СССР вырос более чем на 60 млрд м³ и Советский Союз вышел на первое место в мире по трубопроводному экспорту сетевого газа. В конце 80-х годов Министерство газовой промышленности СССР, образованное в 1965 г., было преобразовано в государственный концерн Газпром.

В начале 90-х годов прошлого века из-за недостаточного финансирования в конце 80-х добыча газа в СССР стала падать из-за естественной выработки действующих месторождений [3, 4], а в 1991 г. при распаде СССР Газпром лишился значительной части активов газовой промышленности Советского Союза, отошедшей бывшим союзным республикам по территориальному признаку – месторождений, магистральных газопроводов и подземных хранилищ газа. Несмотря на утрату ощутимой части мощностей Газпрома в добыче, транспортировке и хранении газа Россия осталась лидером как в области добычи, так экспорта газа естественного [3, 4]. Падение добычи газа, произошедшее за счет перехода действующих газовых месторождений в заключительный этап разработки, со второй половины 90-х удалось компенсировать за счет ввода в строй новых месторождений, поскольку Россия является рекордсменом в мире по разведанным запасам газа естественного [3, 4]. В конце 90-х запущен экспортный газопровод Ямал – Европа.

В период с 2000 по 2022 г. газовая отрасль России получила новое масштабное развитие. Начата разработка уникальных месторождений полуостровов Ямал и Гыдан, новых месторождений Надым-Пуртазовского района Тюменской области, а также Ковыктинского и Чаяндинского месторождений. Единая система газоснабжения (ЕСГ) России была серьезно модернизирована для приема газа с новых месторождений. В ходе модернизации были проложены новые магистральные газопроводы от месторождений Ямала до Ухты, от Ухты до Торжка, от Починков до Грязовца, от Грязовца до Выборга, от Северных районов Тюменской области до Торжка, от Джугбы до Сочи через Лазаревское, от месторождений о. Сахалин до Владивостока через Хабаровск и от Ковыктинского и Чаяндинского месторождений до Амурского ГПЗ и далее до границы с Китаем.

Существенно возросли экспортные возможности Газпрома. Достроены компрессорные станции введенного ранее в строй газопровода Ямал – Европа и он вышел на проектную мощность, составляющую 32,9 млрд м³. Были сооружены новые экспортные газопроводы Голубой поток, Северный поток, Северный поток 2, Турецкий поток и Сила Сибири. Маршруты всех новых экспортных газопроводов не проходят по территории третьих стран. Введен в строй Амурский газоперерабатывающий завод, позволяющий извлекать ценные компоненты из газа Ковыктинского и Чаяндинского месторождений перед поставкой газа на экспорт в Китай.

Выход России на рынок крупнотоннажного СПГ произошел в 2007 г. после того как Газпром вошел в число участников проекта Сахалин 2. В 2017 г. начал работать проект Ямал СПГ Новатэка. В 2022 г. Ямал СПГ на четырех технологических линиях произвел в общей сложности 21 млн т СПГ. В 2019 г. Новатэком запущен проект среднетоннажного СПГ Криогаз Высоцк мощностью 0,62 млн т.

Таблица 1. Экспорт естественного газа в мире, млрд м³

	2000	2006	2012	2018	2022
Российская Федерация	209.3	239.1	224.9	235.2	168.4
США	6.5	20.0	40.9	82.8	187.4
Страны Северной Америки (без США), всего	96.9	101.1	85.1	80.6	82.1
Страны СНГ (без РФ), всего	212,3	211,5	197,0	253,2	240,2
Страны Ближнего Востока, всего	40.9	56.3	71.8	78.0	69.9
Страны Африки, всего	50.8	90.8	92.5	90.8	88.8

Источник: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>

Россия в период с 2000 г. по 2021 г. была лидером среди стран экспортеров газа [3, 4]. В 2022 г. пальму лидерства среди стран экспортеров газа РФ уступила США.

1. Анализ нынешнего состояния газовой отрасли Российской Федерации

В настоящее время газовая отрасль России находится в очень трудном положении. Беспрецедентные санкции, наложенные на компании газовой отрасли РФ, привели к срыву поставок оборудования и танкеров-газовозов класса Arc-7, передачи технологий, невозможности работы сервисных компаний, блокировке работы экспортных магистральных газопроводов и арктических проектов СПГ. Европейский рынок сетевого газа, некогда дававший большую часть выручки, Группы Газпром практически закрыт для поставок именно российского газа. Объемы продаж сетевого газа на

рынках стран дальнего зарубежья, стран бывшего Советского Союза (БСС) и на внутреннем рынке РФ Группой Газпром представлены в Таблице 2. В Таблице 3 представлена выручка единственного, согласно российскому законодательству, экспортера сетевого газа – Группы Газпром [6].

Таблица 2. Объем продаж сетевого газа Группа Газпром, млрд м³

	2016	2017	2018	2019	2020
Объем продаж газа в Российской Федерации	214.9	229.9	239.7	235.8	225.1
Объем продаж газа в странах дальнего зарубежья	228.3	242.0	243.3	232.4	219.0
Объем продаж газа в странах БСС	33.2	35.0	38.1	38.7	31.2

Источник: <https://www.gazprom.ru/f/posts/05/118974/gazprom-in-figures-2016-2020-ru.xlsm>

В настоящее время экспортные поставки сетевого газа из России в страны СНГ осуществляются в Белоруссию, Армению, Казахстан, Узбекистан и Киргизию. Самым крупным

Таблица 3. Выручка от продаж сетевого газа Группа Газпром, млн долл. США

	2016	2017	2018	2019	2020
Выручка от продаж газа в Российской Федерации	12 269	15 018	15 175	15 020	12 980
Выручка от продаж газа в странах дальнего зарубежья	32 022	38 093	46 919	38 527	25 012
Выручка от продаж газа в странах БСС	4 633	5 021	5 543	5 509	4 076

Источник: <https://www.gazprom.ru/f/posts/05/118974/gazprom-in-figures-2016-2020-ru.xlsm>

импортером российского газа до недавнего времени была Белоруссия с ежегодной потребностью порядка 20 млрд м³. После ввода в строй 2-й очереди атомной станции БелАЭС в 2023 г. и выхода стран Балтии (Латвии, Литвы и Эстонии) из советского энергомоста БРЭЛЛ с демонтажом соединяющих с БРЭЛЛ ЛЭП, нет уверенности в прежней потребности страны в газе из РФ. Украина с 2015 г прекратила прямые закупки российского газа и перешла поставки газа по виртуальному транзиту. Молдавия с 2025 г. отключена от газоснабжения из РФ из-за значительных, накопленных за уже поставленный газ, долгов. Остальные страны СНГ суммарно потребляют порядка 10 млрд м³ в год. По мнению экспертов, рост спроса на российский газ в средне и долгосрочной перспективе возможен только у Казахстана и Узбекистана в связи с глубокой выработкой действующих месторождений, трудностями при вводе в эксплуатацию новых месторождений со сложным геологическим строением и ускоренным ростом внутреннего спроса на газ [7].

В 2025 г. из всех экспортных европейских газопроводов РФ штатно функционируют только Голубой поток (16 млрд м³) и Турецкий поток (31,5 млрд м³). Голубой поток и одна из двух ниток Турецкого потока рассчитаны на поставку газа из РФ в Турцию, вторая нитка Турецкого потока – на поставку российского газа в страны Южной Европы. На газопроводе Северный поток взорваны обе нитки, газопровод Северный поток 2 – одна из двух ниток взорвана, уцелевшая нитка не сертифицирована Германией до сих пор. Газопроводы Прогресс, Трансбалканский и Союз не могут использоваться, поскольку Украина не продлила закончившийся в конце 2024 г. договор на транзит российского газа по своей территории. Газопровод Ямал – Европа заблокирован на польском участке прохождения. Финляндия и страны Балтии отключились от газоснабжения из России. Руководство Евросоюза вынашивает планы отказаться от поставок российского газа к 2027 г. вообще, и к 2030 г. от ископаемого топлива всех видов вне зависимости от страны поставщика. Пока очередной пакет санкций Евросоюза в отношении российского сетевого газа блокируется Венгрией и Словакией, но они блокируют санкции только до тех пор, пока Евросоюз не предложит им достаточную денежную компенсацию. Евросоюз может также изменить процедуру голосования, сменив единогласную поддержку введения санкций на простое большинство в принятии решения. Опасения по спаду потребления газа в Венгрии и Турции при вводе в строй АЭС Пакш-2 и Аккую напрасны, поскольку эти страны связаны с другими европейскими странами многочисленными газопроводами, и всегда могут перепродать излишки сетевого газа в третьи страны с ощутимой выгодой для себя, поскольку получают российский газ по долгосрочным контрактам и минимальным для Европы ценам.

Поставки сетевого газа в страны АТР осуществляются по магистральному газопроводу Сила Сибири в плановом порядке. Выход Силы Сибири на полную мощность (38 млрд м³) осуществлен с опережением графика в конце 2024 г. согласно подписанному в 2024 г. допсоглашению между Газпромом и китайской компанией CNPC. Расширение поставок сетевого газа в страны АТР и строительство магистральных газопроводов Сила Сибири 2 через территорию Монголии и газопровода по «дальневосточному маршруту» от Владивостока находятся в стадии переговоров. По

«дальневосточному маршруту» поставки российского газа в КНР на ПМЭФ 2025 подписаны соглашения Газпром и китайскими компаниями CNPC и PipeChina [8].

Поставки СПГ с Сахалина 2 в страны АТР идут стабильно. Основными импортерами СПГ с Сахалина 2 являются Япония, Китай и Южная Корея. СПГ завод Ямал СПГ функционирует стабильно, поставки сжиженного природного газа осуществляются как в Европу, так и в страны АТР. Подготовлены перевалочные пункты в окрестностях Мурманска и на п-ве Камчатка для перегрузки сжиженного природного газа с танкеров усиленного ледового класса Arc 7 на обычные танкеры-газовозы без ледового класса с целью сокращения плеча прогона танкеров класса Arc 7. Завод СПГ Арктик СПГ 2, попав под адресные санкции США, вынужденно приостановил свою работу, строительство третьей технологической линии на данном заводе в настоящее время отложено. Также под санкции попали танкеры – газовозы усиленного ледового класса Arc 7, необходимые для штатной работы данного проекта.

Для надежной работы газовой промышленности в Советском Союзе была создана и развита уникальная система магистральных газопроводов от месторождений газа до потребителей – Единая система газоснабжения (ЕСГ). К концу 2024 г. протяженность действующих магистральных газопроводов и отводов ЕСГ на территории РФ по данным владельца ЕСГ – Газпрома достигла 181,6 тысяч км. Система ЕСГ стареет и для поддержания стабильной и эффективной работы нуждается в модернизации и планово-предупредительных ремонтах. В Таблице 4 приведены данные о структуре, капитальном ремонте и диагностике ЕСГ РФ [6]. Для поддержания в рабочем состоянии ЕСГ необходимы значительные средства, а выручка от продаж сетевого газа на европейском рынке, некогда приносившая 2/3 в суммарной выручке от продаж сетевого газа, снижается как минимум в 3 раза поскольку максимально возможный объем поставок российского газа на премиальный европейский рынок из РФ не превышает 47,5 млрд м³.

Таблица 4. Структура, капитальный ремонт и диагностика ЕСГ

	2016	2017	2018	2019	2020
Срок службы 10 лет и менее, тыс. км	17.3	17.3	16.7	17.5	18.6
Срок службы от 11 до 20 лет, тыс. км	15.8	16.2	15.7	15.5	15.9
Срок службы от 21 года до 30 лет, тыс. км	40.9	40.9	34.8	35.3	24.4
Срок службы от 31 года до 40 лет, тыс. км	55.2	55.2	59.1	60	62.8
Срок службы от 41 года до 50 лет, тыс. км	24.9	24.8	26.3	26.7	31.5
Срок службы более 50 лет, тыс. км	17.7	17.7	20	20.2	23.6
Реконструкция магистральных газопроводов, км	211	100	362	0	0
Капитальный ремонт, км	823	810	771	782	597
Внутритрубная дефектоскопия, тыс. км	23.9	22.1	25.1	28.9	27.8
Коррозионное обследование, тыс. км	17.3	18	14.9	21.6	22.7

Источник: <https://www.gazprom.ru/f/posts/05/118974/gazprom-in-figures-2016-2020-ru.xlsm>

В этой связи необходимо компенсировать выпадающую выручку на европейском газовом рынке. В первую очередь необходимо повысить уровень газификации регионов России. Там где это экономически целесообразно и технически возможно – использовать классическую трубопроводную газификацию. При отсутствии такой возможности – использовать автономную газификацию с установкой блок-контейнера с криоцистерной СПГ, который заменяется по мере выработки газа, а перевозиться могут стандартными дооборудованными седельными тягачами – контейнеровозами. Аналогичным образом могут быть оборудованы СПГ заправки для автотранспорта. Завод Камаз в настоящее время серийно выпускает грузовики с газовыми двигателями и криобаками, рассчитанными на работу на СПГ. Самосвал КАМАЗ-65115-37 грузоподъемностью 15 т оснащен газовым двигателем КАМАЗ стандарта Евро 5 мощностью 300 л.с. и на одной заправке криобака эффективной емкостью 405 л имеет пробег в 530 км в городском цикле и 720 км в загородном [9]. Седельный тягач КАМАЗ-54901 NEO на СПГ имеет характеристики схожие с моделью КАМАЗ-54901 с дизельным двигателем и оснащается газовым двигателем КАМАЗ стандарта Евро 5 мощностью 460 л.с. и на одной заправке двух криобаков эффективной емкостью 530 л имеет пробег в 1600 км при полной загрузке [10].

Поставку российского газа в страны Центральной Азии можно осуществить путем реверсирования работы имеющихся в составе газопроводов систем Средняя Азия – Центр, построенных еще во время существования Советского Союза. Для реверсного режима работы необходимо произвести модернизацию существующих компрессорных станций данных газопроводов. Линейная часть газопроводов систем САЦ в модернизации не нуждается.

Подписанный в 2024 г. Стратегический меморандум между Газпромом и National Iranian Gas Company (NIGC) о поставках российского трубопроводного газа в Иран открывает большие перспективы экспорта сетевого газа из РФ [11]. Наиболее оптимальным маршрутом для поставок российского трубопроводного газа является прокладка морского газопровода по дну Каспийского моря на побережье которого есть выход и у России, и у Ирана без прохода газопровода через территорию третьих стран, отношения с которыми могут повлиять не только на экономические условия транзита газа, но и на возможность транзита вообще, как это уже случалось с польским и украинскими транзитами российского газа. Основной трудностью сооружения морского участка газопровода видится необходимость строительства новых вспомогательных судов, таких как суда-земснаряды для углубления дна, специальные суда для засыпки уже уложенного газопровода гравием. Прокладка газопровода может быть проведена с помощью специализированной трубоукладочной баржи Фортуна, применявшейся в прокладке газопровода Северный поток 2.

Одним из возможных драйверов роста потребления газа естественного на внутреннем рынке является газохимия с поставкой ее продуктов на экспорт. К самым востребованным в мире продуктам газохимии относятся: метанол, аммиак и карбамид. Во времена СССР был построен завод по производству аммиака на экспорт – Тольяттинский азотный завод и был сооружен аммиакопровод Тольятти – Одесса протяженностью 2417 км и производительностью 2,5 млн т в год. Работа аммиакопровода была остановлена в 2014 г., а в 2023 г. он был подорван в Харьковской обл. в районе насосной станции и до сих пор остается в таком состоянии. Больше перевалочных площадок для газохимической продукции в СССР построено не было. В настоящее время предпринимаются попытки строительства перевалочной площадки аммиака в районе Тамани с перепрокладкой аммиакопровода и обустройством новой перевалочной площадки в районе порта Тамани. По мнению экспертов, рынки продуктов газохимии имеют устойчивую тенденцию к росту – рынок метанола 3-4% в год, а аммиака и карбамида – 1-2% в год [12].

2. Моделирование устойчивого развития газовой отрасли РФ в современных условиях

В настоящее время в газовой отрасли России наиболее остро стоит вопрос замещения выпадающей доли выручки на рынке газа европейских стран из-за существенного сокращения объемов закупки. Хотя газовая отрасль РФ и характеризуется рекордными объемами разведанного газа [3, 4] но все проекты в ней – от геологоразведки и добычи газа до его переработки и транспортировки требуют весьма существенных инвестиций и достаточно долгого инвестиционного лага. Разработанная в ИНЭИ РАН оптимизационная модель газовой отрасли ОМО Газ комплекса Scaper, в которой одновременно оптимизируются производственные и финансово-экономические факторы развития газовой отрасли, позволяет на выходе получить сбалансированную стратегию развития отрасли.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты в СПГ газификацию рассчитываются так:

$$k^{sg}(t) = k^{lg}(t) + k^{eg}(t) + k^g(t), \quad (1)$$

где $k^{sg}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в СПГ газификацию;

$k^{lg}(t)$ – удельные капитальные вложения в разработку оборудования для СПГ газификации;

$k^{eg}(t)$ – удельные капитальные вложения на запуск в серию оборудования для СПГ газификации;

$k^g(t)$ – удельные капитальные вложения в СПГ газификацию.

$$c^{sg}(t) = c^{lg}(t) + c^{eg}(t) + c^g(t), \quad (2)$$

где $c^{sg}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в СПГ газификацию;

$c^{lg}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в разработку оборудования для СПГ газификации;

$c^{eg}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на запуск в серию оборудования для СПГ газификации;

$c^g(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в СПГ газификацию.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты в создание СПГ заправок рассчитываются так:

$$k^{sa}(t) = k^{la}(t) + k^{ea}(t) + k^a(t), \quad (3)$$

где $k^{sa}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в СПГ заправок;

$k^{la}(t)$ – удельные капитальные вложения в разработку оборудования для СПГ заправок;

$k^{ea}(t)$ – удельные капитальные вложения на запуск в серию оборудования для СПГ заправок;

$k^a(t)$ – удельные капитальные вложения в СПГ заправки.

$$c^{sa}(t) = c^{la}(t) + c^{ea}(t) + c^a(t), \quad (4)$$

где $c^{sa}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в СПГ заправки;
 $c^{la}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в разработку оборудования для СПГ заправок;
 $c^{ea}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на запуск в серию оборудования для СПГ заправок;
 $c^a(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в СПГ заправки.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты в реверс газопроводов САЦ рассчитываются так:

$$k^{sr}(t) = k^{lr}(t) + k^r(t), \quad (5)$$

где $k^{sr}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в реверс газопроводов САЦ;
 $k^{lr}(t)$ – удельные капитальные вложения в доработку оборудования для реверса газопроводов САЦ;
 $k^r(t)$ – удельные капитальные вложения в газопроводы САЦ.

$$c^{sr}(t) = c^{lr}(t) + c^r(t), \quad (6)$$

где $c^{sr}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в реверс газопроводов САЦ;
 $c^{lr}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в доработку оборудования для реверса газопроводов САЦ;
 $c^r(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в газопроводах САЦ.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты в сооружение газопровода Россия – Иран рассчитываются так:

$$k^{si}(t) = k^{li}(t) + k^{ei}(t) + k^i(t), \quad (7)$$

где $k^{si}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в сооружение газопровода Россия – Иран;
 $k^{li}(t)$ – удельные капитальные вложения во вспомогательные суда для прокладки морского участка газопровода Россия – Иран;
 $k^{ei}(t)$ – удельные капитальные вложения в расширение ЕСГ для газопровода Россия – Иран;
 $k^i(t)$ – удельные капитальные вложения в газопровод Россия – Иран.

$$c^{si}(t) = c^{li}(t) + c^{ei}(t) + c^i(t), \quad (8)$$

где $c^{si}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в сооружение газопровода Россия – Иран;
 $c^{li}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты во вспомогательные суда для прокладки морского участка газопровода Россия – Иран;
 $c^{ei}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в расширении ЕСГ для газопровода Россия – Иран;
 $c^i(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в газопровод Россия – Иран.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты в сооружение газохимического кластера, включающего в себя газохимический завод, транспортный узел и перевалочную площадку, рассчитываются так:

$$k^{sc}(t) = k^{lc}(t) + k^{ec}(t) + k^c(t), \quad (9)$$

где $k^{sc}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в сооружение газохимического кластера;
 $k^{lc}(t)$ – удельные капитальные вложения в перевалочную площадку газохимической продукции;
 $k^{ec}(t)$ – удельные капитальные вложения в транспорт от газохимического завода до перевалочной площадки;
 $k^c(t)$ – удельные капитальные вложения в газохимический завод.

$$c^{sc}(t) = c^{lc}(t) + c^{ec}(t) + c^c(t), \quad (10)$$

где $c^{sc}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в сооружение газохимического кластера;
 $c^{lc}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на перевалку продукции газохимии;
 $c^{ec}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в транспорте от газохимического завода до перевалочной площадки;
 $c^c(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на газохимический завод.

3. Заключение

Газовая отрасль Российской Федерации сейчас находится в очень сложном положении. Частичной заменой европейскому рынку газа могут стать поставки сетевого газа в страны Центральной Азии – Узбекистан, Казахстан, Киргизию и в Иран. Часть газа, предназначенного ранее для поставок на рынок

европейских стран, может пойти на внутренний рынок РФ – как в виде поставок сетевого газа, так и в виде СПГ. Имеется достаточный потенциал для роста поставок на внутреннем рынке газа РФ как в плане повышения уровня газификации регионов, так и в виде газомоторного топлива. Необходимо развивать газоснабжение регионов не только сетевым газом, но и в виде СПГ в случае со сложностью прокладки газопровода. Большой интерес представляет развитие сегмента газомоторного топлива в виде СПГ, поскольку в данном случае грузовик не возит с собой балласт в виде бака для сжатого газа (КГ), а криобак для СПГ в несколько раз легче емкости для хранения КГ. Такой переход позволит существенно снизить выбросы парниковых газов и уменьшить углеродный след от автомобильных перевозок [13]. Представляет интерес выход России на мировые рынки продуктов газохимии, поскольку разведанные запасы природного газа в России самые большие в мире и есть прямой выход на многие моря.

Литература

1. *Матвейчук А.А., Евдошенко Ю.В.* Истоки газовой отрасли России. 1811–1945 гг.: Исторические очерки. – М.: Граница, 2011. – 400 с.
2. Российская газовая энциклопедия / гл. ред. Р.И. Вяхирев. М.: Большая Рос. энциклопедия, 2004. – 527 с
3. BP Statistical Review of World Energy June 2022 <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.bp.com%2Fcontent%2Fdam%2Fbp%2Fbusiness-sites%2Fen%2Fglobal%2Fcorporate%2Fxls%2Fenergy-economics%2Fstatistical-review%2Fbp-stats-review-2022-all-data.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK> (дата обращения 20.05.2025).
4. 2025 Energy Institute Statistical Review of World Energy <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads> (дата обращения 19.05.2025).
5. История газовой отрасли России. 1946–1991 гг. Книга вторая / отв. ред. Р.М. Гайсин. М.: Граница, 2016. 536 с.
6. «Газпром в цифрах 2016-2020» Справочник. <https://www.gazprom.ru/f/posts/05/118974/gazprom-in-figures-2016-2020-ru.xlsm> (дата обращения 20.05.2025).
7. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 / под ред. А.А. Макарова, В.А. Кулагина, Д.А. Грушевенко, А.А. Галкиной; ИНЭИ РАН – Москва, 2024. – 208 с.
8. ПМЭФ-2025: Газпром и китайские компании CNPC и PipeChina подписали соглашения <https://www.gazprom.ru/press/news/2025/june/article581801/> (дата обращения 20.06.2025).
9. КАМАЗ-65115-37 на СПГ <https://kamaz-grf.ru/auto/avtotekhnika/samosvaly/kamaz-65115-37-na-spg/?ysclid=mcrrk5kvhy831420754> (дата обращения 19.05.2025).
10. КАМАЗ-54901 NEO на СПГ <https://kamaz.ru/production/serial/sedelnye-tyagachi/kamaz-54901-neo-na-spg/?ysclid=mcqrzboctg146117260> (дата обращения 20.05.2025).
11. Стратегический Меморандум о проработке организации поставок российского газа в Иран <https://www.gazprom.ru/press/news/2024/june/article574596/?ysclid=mcrcs48ur1j317050426> (дата обращения 19.05.2025).
12. *Акишин Д.* Обзор рынка аммиака, метанола и их производных <https://rupec.ru/download.php?url=%2Fupload%2Fiblock%2F048%2Fvzw7w7n12ci3ajqt5zk8xrkfex8489uw.pdf&ysclid=mcrcisowf578643106> (дата обращения 19.05.2025).
13. *Шурунов К.М., Дранко О.И.* Задача управления крупномасштабными энергетическими потоками // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2024): труды Семнадцатой междунар. конф: – М.: ИПУ РАН, 2024. – С. 206–212.