



Моделирование химических и экологических процессов

УДК 51-7

DOI: 10.25514/CHS.2025.2.29003

Моделирование процесса декарбонизации газовой инфраструктуры на примере компрессорной станции «Северная»

*С. Е. Головань^{1,2}✉, А. В. Степанов^{1,2}, О. В. Шаповалова^{1,3}, Б. В. Ахременков¹,
А. А. Петрова^{1,4}*

¹Акционерное общество «Новый Старт», Москва, Россия, Golovan.SE@nstart.space

²Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)», Москва, Россия

³Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр химической физики им. Н.Н. Семенова Российской академии наук, Москва, Россия

⁴Федеральное государственное образовательное бюджетное учреждение высшего образования «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации», Москва, Россия

Поступила в редакцию 02.10.2025 г.; после доработки 24.11.2025 г., принята в печать 25.11.2025 г.

Аннотация – Статья посвящена комплексному анализу возможностей повышения экономической и экологической эффективности магистрального транспорта газа за счет внедрения метано-водородных смесей с содержанием H_2 до 20% на примере пилотного проекта строительства установки SMR с CCUS на компрессорной станции «Северная» ПАО «Газпром». Исследование охватывает технико-экономические аспекты производства, безопасности, инфраструктурной интеграции и эффективности использования метано-водородных смесей в газотранспортной системе. Особое внимание уделено оценке влияния смеси на оборудование газотранспортной системы, промышленные установки и бытовые приборы, а также расчету экономической целесообразности проекта с учетом возможной государственной поддержки.

Ключевые слова: метано-водородные смеси, декарбонизация, паровой риформинг метана, снижение выбросов CO_2 , энергетическая эффективность, инвестиционная оценка, экономическая целесообразность.

Simulation of chemical and ecological processes

UDC 51-7

DOI: 10.25514/CHS.2025.2.29003

Modeling the gas infrastructure decarbonization process using the example of the Severnaya compressor station

*Svyatoslav E. Golovan^{1,2}✉, Andrey V. Stepanov^{1,2}, Oksana V. Shapovalova^{1,3},
Boris V. Akhremenkov¹, and Anna A. Petrova^{1,4}*

¹Joint-stock company «New Start», Moscow, Russia, Golovan.SE@nstart.space

²Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «N.E. Bauman Moscow State Technical University (National Research University)», Moscow, Russia

³N.N. Semenov Federal Research Center for Chemical Physics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

⁴Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Financial University under the Government of the Russian Federation», Moscow, Russia

Received: October 2, 2025; Revised: November 24, 2025; Accepted: November 25, 2025

Abstract – This article presents a comprehensive analysis of the potential for improving the economic and environmental efficiency of gas trunkline transportation by introducing methane-hydrogen mixtures with an H₂ content of up to 20%, using the example of a pilot project to construct an SMR unit with CCUS at PJSC Gazprom's Severnaya compressor station. The study covers the technical and economic aspects of production, safety, infrastructure integration, and the efficiency of using methane-hydrogen mixtures in the gas transmission system. Particular attention is paid to assessing the impact of the mixture on gas transmission system equipment, industrial installations, and household appliances, as well as calculating the economic feasibility of the project, taking into account potential government support.

Keywords: methane-hydrogen mixtures, decarbonization, steam methane reforming, CO₂ emission reduction, energy efficiency, investment assessment, economic feasibility.

ВВЕДЕНИЕ

Глобальная энергетическая трансформация, движимая целями декарбонизации в рамках Парижского соглашения и целей устойчивого развития Организации Объединенных Наций, ставит перед традиционными секторами топливно-энергетического комплекса, в частности газотранспортными системами, задачу значительного снижения углеродного следа. Одним из ключевых векторов адаптации газовой инфраструктуры к требованиям низкоуглеродного будущего является внедрение водорода и его смесей с природным газом. Метано-водородные смеси (МВС) представляют собой перспективное решение, позволяющее использовать существующую газотранспортную инфраструктуру для диверсификации энергоносителей и снижения выбросов парниковых газов без ее кардинальной перестройки.

Российская Федерация, обладая крупнейшими в мире запасами природного газа и амбициозными планами по развитию водородной энергетики, закрепленными в Энергетической стратегии до 2035 года [1], активно исследует пути интеграции водорода в национальную газотранспортную систему. Особый интерес представляет производство «голубого» водорода методом парового риформинга метана с последующим улавливанием и хранением / утилизацией диоксида углерода, как наиболее технологически зрелого и экономически эффективного на текущий момент низкоуглеродного способа получения водорода в промышленных масштабах.

Целью данной работы является комплексный анализ возможностей повышения экономической и экологической эффективности магистрального транспорта газа за счет внедрения МВС.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1. Ключевые исходные данные и допущения

В рамках данной статьи для моделирования расчетов и оценки экономической целесообразности проекта по декарбонизации магистральной газотранспортной системы за счет использования МВС используются следующие исходные данные и допущения:

- объектом рассмотрения являются два ГПА-5,5 Taurus 60 компрессорной станции (КС) «Северная» мощностью 5,5 МВт каждый, обеспечивающие транспортировку 2,96 млрд м³ в год;
- содержание Н₂ в МВС составляет не более 20% объемной доли;
- для производства водорода используется установка SMR с Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) производительностью 60 000 м³/ч «голубого» водорода (с улавливанием CO₂);
- ключевой параметр достижения экономической целесообразности: стоимость взносов за выбросы CO₂.

Ключевые рассматриваемые вопросы:

- процесс производства водорода и формирования МВС;
- сравнение характеристик МВС и природного газа (состав, теплота горения, индекс Воббе);
- определение инфраструктуры сбыта МВС;
- оценка влияния МВС на инфраструктуру сбыта и подтверждение безопасности вносимых изменений в состав природного газа;
- расчет и сравнение стоимости МВС и природного газа (для 1 м³ и 1 кг);
- оценка снижения выбросов CO₂ при использовании МВС (в пересчете на 1 МДж энергии);
- расчет минимального взноса за тонну CO₂, при котором достигается экономическая целесообразность проекта.

2. Производство МВС

КС «Северная» выбрана для моделирования по следующим причинам:

1) В процессе реконструкции КС «Северная» на объекте были установлены два дополнительных газоперекачивающих агрегата (ГПА) типа ГПА-5,5 Taurus 60 с газотурбинным приводом мощностью 5,5 МВт каждый и общим объемом перекачки 2,96 млрд куб. м³ в год [2].

2) Станция обслуживает северную часть Ленобласти, где потребление газа промышленности и коммунально-бытового сектора ежегодно растет. Также данный регион включен в федеральную «дорожную карту по водородной энергетике до 2030 года».

3) Данная компрессорная станция не задействована в перекачке газа к «Северному потоку».

4) В Ленинградской области расположены крупные нефтеперерабатывающие заводы, целлюлозно-бумажные комбинаты и металлургические предприятия, которые будут зависеть от декарбонизационной политики государства.

2.1. Анализ сырья

Обозначим состав газа, поступающего на компрессорную станцию для дальнейшей перекачки и преобразования в водород. К КС «Северная» сырье поступает через магистральный газопровод Грязовец-Выборг, добывается оно из Южно-Русского нефтегазового месторождения и имеет в своем составе около 99% метана (табл. 1) [3], [4].

Таблица 1. Состав рассматриваемого газа
Table 1. Composition of the gas under consideration

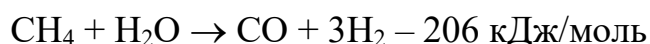
Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	N ₂	CO ₂
Объемное содержание, %	98,9	0,12	0,01	0,01	0,9	0,06

2.2. Выбор технологии получения водорода

Для проведения моделирования выбран метод парового риформинга метана с улавливанием углекислого газа. Этот подход считается экологически безопасным и обладает одним из самых высоких КПД (около 75% без CCUS и 60% с CCUS из-за потерь энергии на регенерацию абсорбента и компрессию уловленного CO₂.) и одну из наименьших стоимостей (до 100 рублей за м³ H₂). Так же стоит отметить, что данный метод эффективен только на крупных проектах, что в данном случае обосновано большими объемами проходящего природного газа. [5], [6], [7].

2.3. Технологические особенности производства МВС

Реакция парового риформинга метана происходит за счет взаимодействия водяного пара с газообразными углеводородами, в присутствии никелевого катализатора при температуре 850–950°C:



Эндотермический тепловой эффект реакции требует значительных затрат энергии. Для поддержания оптимальной температуры процесса до 20% исходного углеводородного сырья затрачивается на подогрев реакционной смеси. В результате реакции углерод утилизируется в основном в виде монооксида углерода. Для выделения и очистки водорода получаемый синтез-газ подвергают дополнительной конверсии по реакции водяного газа:



Образующийся CO₂ улавливают традиционными методами либо способом короткоциклового адсорбции. [8]

Для дальнейшего расчета стоимости получения водорода выбранным методом используются следующие исходные данные (для 1 кг водорода) [6]:

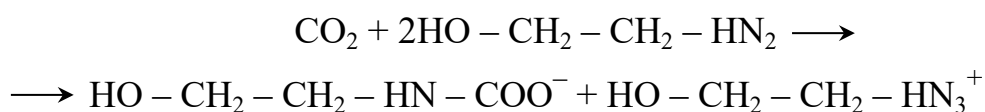
- затрачиваемая электроэнергия (ЭЭ): 3 кВт·ч;
- потребность в водопроводной воде: 0,444 л;
- расход природного газа: 2 кг.

2.4. Улавливание диоксида углерода.

Для данного проекта улавливание CO_2 осуществляется по технологии CCUS, которая является единственным промышленно реализуемым подходом, который способен:

- удалять CO_2 непосредственно из выбросов, где его концентрация сравнительно низкая (3–15%);
- обеспечивать непрерывный и крупнотоннажный цикл улавливания;
- позволять дальнейшее безопасное использование или долговременное хранение CO_2 .

Эта технология основана на химической реакции CO_2 и водного раствора моноэтаноламина, в результате которой происходит связывание CO_2 , с образованием карбамат-аниона и аммониевого катиона [8].



Далее получившийся раствор направляется в регенератор, где нагревается до необходимой для следующей реакции температуры и при взаимодействии с паром обратно раскладывается на CO_2 и MEA, где первый компонент отправляется на сжатие для дальнейшей транспортировки, а второй возвращается в изначальный цикл.

Транспортировка значительных объемов CO_2 до места утилизации может быть реализована по трубопроводу или железнодорожным транспортом, при этом экономическая целесообразность выбранного решения определяется местом транспортировки и вариантом утилизации.

Утилизация может быть реализована двумя способами [8]:

1) Захоронение одним из геологических способов на: истощенных нефтяных и газовых месторождениях, глубоких соленых аквиферах, неразрабатываемых угольных пластах, базальтовых и других магматических/минеральных формациях.

2) Использование в химической и продуктовой промышленности:

На месте производства водорода возможно использование CO_2 для производства синтез – газа, в том числе для производства метанола.

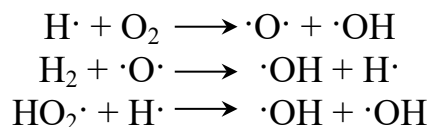
Также есть способы, не связанные с источником выбросов:

- минерализация с помощью гидроксидов металлов,
- производство удобрений через реакцию с аммиаком,
- внедрение в полимерные цепи,
- карбонизация бетона,
- карбонизация шлаков,
- использование в биологических производствах.

2.5. Физико-химические особенности горения метано-водородных смесей

Кинетика окисления метано-водородных смесей характеризуются выраженной нестационарностью, связанной с интенсивным формированием активных радикалов. Согласно результатам математического моделирования,

выполненного на основе кинетических схем GRI-Mech 3.0 [9] и San Diego Mechanism [10], добавление водорода к метану приводит к интенсификации реакций:



Это ускоряет формирование $\cdot\text{OH}$ и $\text{HO}_2\cdot$ радикалов, определяющих скорость развития цепных реакций. Рост концентрации OH -радикала на раннем этапе приводит к уменьшению индукционного периода воспламенения и снижению температуры самовоспламенения на $40\text{--}80^\circ\text{C}$ при увеличении доли H_2 от 0 до 20% [11].

Пределы воспламенения МВС также значительно шире по сравнению с чистым метаном: нижний концентрационный предел уменьшается с 5,3% до 3,5% об. при 20% H_2 , что согласуется с экспериментальными данными сухого горения [12]. Эти факторы необходимо учитывать при обосновании эксплуатационных режимов ГТУ, поскольку добавление водорода увеличивает скорость распространения пламени и устойчивость горения.

2.6. Диффузионно-кинетические особенности пламени МВС

При увеличении мольной доли H_2 в газовой смеси происходит смещение режима горения из диффузионной в смешанную и далее в кинетически контролируемую область. Это обусловлено тем, что молекулярный коэффициент диффузии водорода в 7–8 раз выше, чем метана [13].

Высокая диффузионная подвижность H_2 приводит к формированию расширенной предреакционной зоны и увеличению скорости подведения активных частиц в реакционную область, что вызывает рост ламинарной скорости пламени с 0,37 м/с (чистый CH_4) до 0,55–0,65 м/с при 20% H_2 [14].

Таким образом, в присутствии водорода структура фронта пламени становится более тонкой, а вклад кинетически контролируемых стадий возрастает, что согласуется с данными Mevel et al. [10]. Указанные особенности необходимо учитывать при моделировании горения в камерах сгорания и форсуночных головках ГТУ, поскольку переход от диффузионного режима к кинетическому приводит к повышенной чувствительности, к турбулентности и к возможному увеличению риска обратного удара пламени.

2.7. Узел смешения и анализа качества МВС

На следующем этапе водород подмешивается в поток природного газа с последующим анализом полученной метано-водородной смеси. Подмешивание осуществляется методом Т-образной инъекции, для тестирования однородности предлагается использовать систему аналогичную приведенной в [15], но для оценки потока МВС (рис. 1).

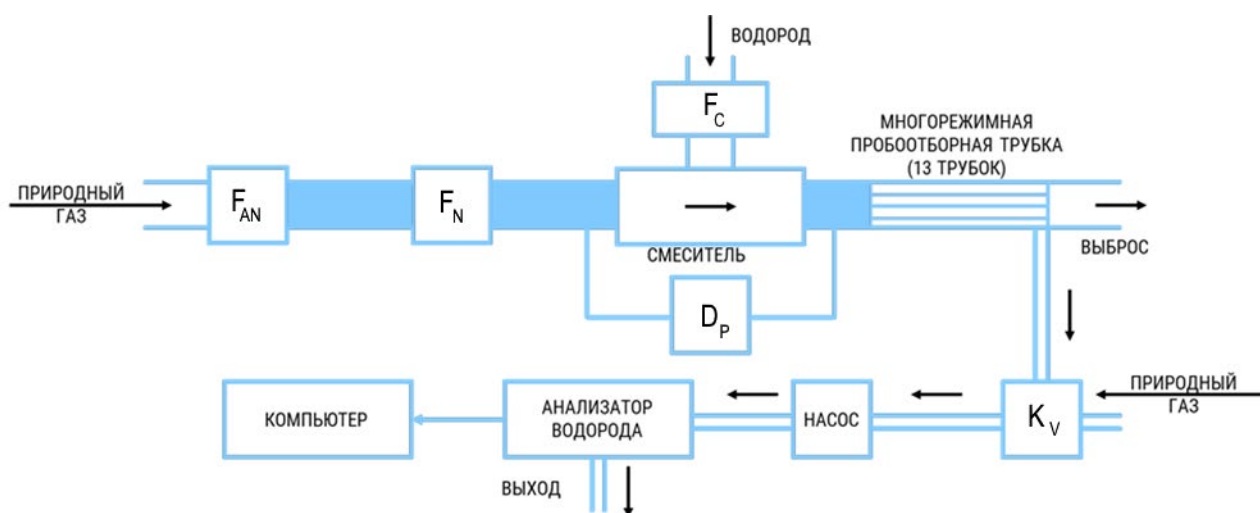


Рис. 1. Схема экспериментальной установки для измерения профиля концентрации смеси. F_{AN} – нагнетатель потока природного газа; F_N – массовый расходомер; F_C – контроллер потока водорода; D_P – прибор для измерения изменения давления (трансмиссер давления); K_V – многопозиционный клапан.

Fig. 1. Schematic diagram of the experimental setup for measuring the concentration profile of the mixture. F_{AN} – natural gas flow compressor; F_N – mass flow meter; F_C – hydrogen flow controller; D_P – pressure change measuring device (pressure transmitter); K_V – multi-position valve.

Одно из ключевых требований для правильного смешивания топливных газов – поддержание минимального перепада давления (не более 2 бар) между двумя газовыми потоками на станции смешивания. Эта разница давлений необходима для обеспечения достаточной скорости входящей струи водорода, чтобы она могла проникнуть в основной поток и создать необходимую турбулентность для быстрого перемешивания.

Конструкция Т-соединения основана на создании турбулентного перемешивания в два этапа. Первый этап – эжекция, где газ из бокового входа захватывает газ из основного потока во входящую струю. Второй этап – отклонение потока, где входящий поток изгибается под действием основного потока, создавая расширяющуюся зону смешивания.

При этом важными параметрами для достижения стабильности показателей потока МВС являются: соотношение скоростей потоков и диаметров труб, а также длина тракта смешивания [15].

Для анализа качества МВС предлагается использовать метод определения индекса Воббе на основе содержания кислорода в дымовых газах после сгорания пробы. Данный метод рассмотрим на основе анализатора COSA 9610 (рис. 2) [16].

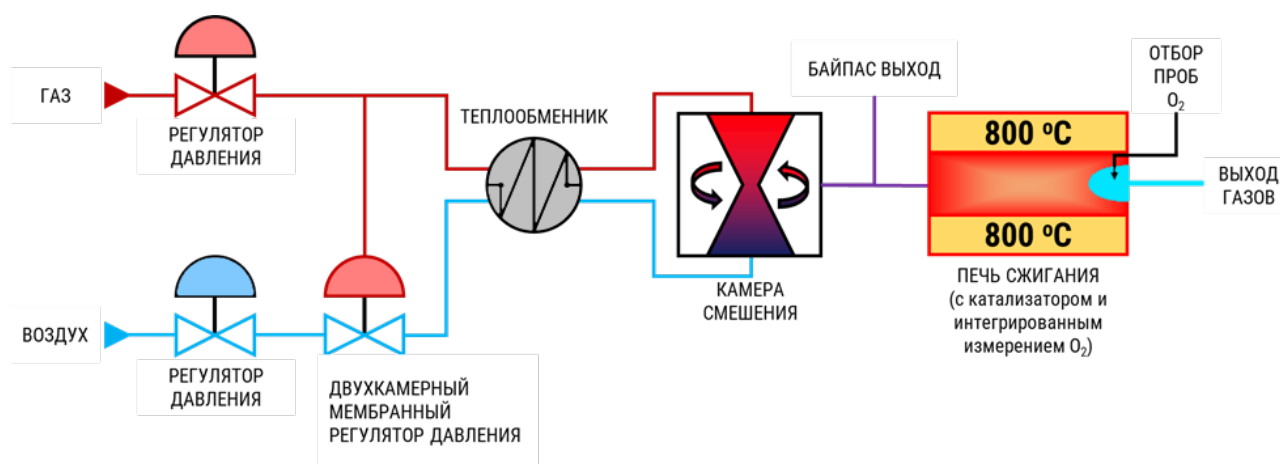


Рис. 2. Схема работы COSA 9610

Fig. 2. COSA 9610 operating diagram

Проба газа смешивается с сухим воздухом в заранее определенном и постоянном соотношении, которое зависит от диапазона тепловой энергии измеряемого газа. Топливо-воздушная смесь окисляется в камере сгорания при температуре 800 °С в присутствии катализатора и концентрация кислорода в продуктах сгорания измеряется циркониевой оксидной ячейкой. При высоких температурах стабилизированный оксид циркония служит в качестве электролита. Оксид частично диссоциирует и производит ионы кислорода, которые перемещаются через материал, генерируя напряжение. Остаточный кислород обеспечивает точное измерение потребности в воздухе [16].

3. Инфраструктура сбыта

Для комплексного анализа возможности использования МВС рассмотрим движения потока газовой смеси: после компрессорной станции МВС поступает в магистраль, проходит газораспределительные станции и после попадает к конечному потребителю.

3.1. Газотранспортная система

Основным агрегатом, служащим для перекачки и нагнетания МВС в газотранспортную систему, является газоперекачивающий агрегат (ГПА) типа «Taurus 60», произведенный компанией Solar Turbines Inc [23]. На данный момент в мире эксплуатируется около 1000 таких агрегатов.

Еще одним популярным вариантом агрегата является ГПА 16-Р «Уфа». Для возможности внешней оценки вида горелочного устройства камеры сгорания и сопоставления с аналогичными установками, приведем ее трехмерную модель (рис. 3) [24].

Так же стоит отметить типовой ГПА-370-18-2, используемый на различных КС, характеристики и особенности которого заранее известны и подтверждены, поэтому расчет безопасности в пункте 4.2 будет происходить именно на его основе [25].

Таблица 2. Сравнение характеристик ГПА
Table 2. Comparison of GPU characteristics

Тип нагнетателя	ГПА-370-18-2	ГПА 16-Р «Уфа»	ГПА 5,5 Taurus 60
Производительность [млн м ³ /день]	33	35	4,05
Давление на входе [МПа]	6,08	-	6,00
Давление на выходе [МПа]	7,7	7,6	-
Температура на входе [К]	288	-	288
Номинальная мощность [МВт]	9,9	16	5,5
Показатель адиабаты	1,31	1,31	1,4

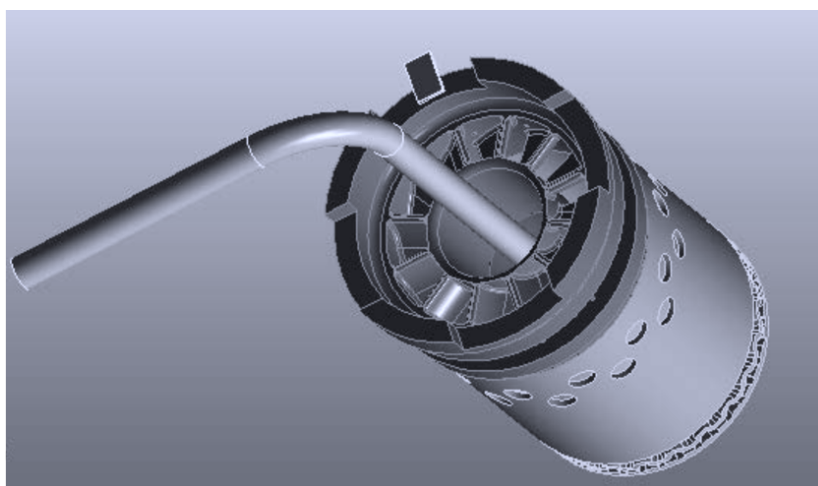


Рис. 3. Трехмерная модель горелочного устройства камеры сгорания газотурбинного двигателя АЛ-31СТ (вид со стороны входа воздуха).[18]

Fig. 3. Three-dimensional model of the burner device of the combustion chamber of the AL-31ST gas turbine engine (view from the air inlet side).

Основные типы труб и газовых магистралей [20][21]:

Трубопровод I класса:

1. Трубы класса прочности K60 Ø1420x21,6-26,4 мм на рабочее давление до 9,8 МПа.
2. Трубы класса прочности K65 Ø1420x23,2-27,7 мм на рабочее давление до 11,8 МПа.
3. Трубы подводных магистралей класса прочности L450 и L485.

Данные типы труб могут быть бетонированные с внутренним покрытием на основе эпоксидных смол для защиты от коррозии и эрозии.

Для дальнейшего распределения газа от КС до ГРС используются трубы II класса до 2,5 МПа, которые постепенно могут быть заменены на неразъемные соединения полиэтилен-сталь (НСПС).

К конечным потребителям газ (или МВС) доходит по трубам III класса с давлением менее 1,2 МПа, подробнее данная информация расписана в пункте 4.4.

3.2. Промышленное оборудование

Основными промышленными потребителями МВС будут различные газотурбинные установки (ГТУ) и котловое оборудование.

Котел серии ГТМ-84 Е-420-14-565 ГМ это энергетический паровой котел производительностью 420 т/ч и параметрами острого (перегретого) пара – давление 14 МПа, температура 565°С. Температура питательной воды – 232°С и температура горячего воздуха при сжигании газа – 238°С. Котел рассчитан на сжигание газа или мазута, в данной случае рассматривается сжигание газообразного топлива [3].

Газовая турбина серии GEPG111 6FA эта газотурбинная установка является одновальным осевым турбоагрегатом с 18-ступенчатым компрессором, шестью камерами сгорания и 3-ступенчатой турбиной с воздушным охлаждением. Мощность турбины составляет 77 МВт. Привод генератора осуществляется через понижающий редуктор. Турбина PG6111FA предназначена для работы в парогазовом цикле, где тепло выхлопных газов используется для получения перегретого пара [22].

ГТЭ-160V94.2 – является одной из первых установок, произведенных на совместном производстве с Siemens на территории РФ, выбор в пользу производства этой установки был сделан после сравнительного анализа передовых ГТУ мировых производителей. Мощность данной ГТЭ – 157 МВт, КПД – 34%, масса – 275 т, степень повышения давления – 11,1 [23].

Важными техническими особенностями являются: меньшее число ступеней лопаточных аппаратов компрессора и турбины (в частности, меньшее число наиболее трудоемких охлаждаемых лопаточных венцов); сварная конструкция корпуса турбогруппы.

Важными эксплуатационными особенностями являются: высокий КПД при работе в составе парогазовой установки, высокий уровень эксплуатационной надежности и большой опыт эксплуатации ГТУ (в настоящее время более 120 ГТУ) [23].

3.3. Частное оборудование

В Нидерландах был проведен аналогичный эксперимент с плитами и котлами, оснащенными наиболее распространенными типами горелок, рассчитанных на газ с узким диапазоном числа Воббе. Оборудование не адаптировалось под природный газ, обогащенный водородом. Исследование выполнялось с использованием газа месторождения Гронинген, содержащего 12–14% азота, что снижает его теплотворность [24].

Таблица 3. Газовые котлы [24]**Table 3.** Gas boilers [24]

Технические условия	Котел 1	Котел 2	Котел 3	Котел 4
Мощность (80/60°C)	5,5-24,0 кВт	5,6-22,5 кВт	4,8-22,9 кВт	8,7-24,0 кВт
Конструкция	Цилиндрическая стальная горелка	Цилиндрическая стальная горелка	Горелка с керамическим элементом	Цилиндрическая стальная горелка
Теплообменник	Цилиндрический теплообменник из нержавеющей стали	Алюминиевый блок с ребрами	Алюминиевый блок с ребрами	Цилиндрический теплообменник из нержавеющей стали
Зажигание	Искровое	Искровое	Запальная свеча	Искровое
Контроль пламени	Ионизационный датчик	Ионизационный датчик	Ионизационный датчик	Ионизационный датчик

Таблица 4. Газовые плиты [24]**Table 4.** Gas stoves [24]

№ конфорки	Конфорка 1	Конфорка 2	Конфорка 3
Тип конструкции	Встроенная варочная поверхность	Автономная варочная поверхность	Варочная поверхность с электропечью

Приведенные выше таблицы 3 и 4 учитывают подавляющее большинство конструкций бытовых газовых приборов, используемых в домах и квартирах.

4. Оценка безопасности газоснабжения

4.1. Транспортировка МВС

Для оценки физического влияния МВС на газопровод необходимо определить изменение давления по длине газопровода [21]:

$$p(x) = \sqrt{P_H^2 - \frac{16 \times M^2 \times \lambda \times Z_{cp} \times T_{cp} \times R}{m \times \pi^2 \times d^5} \times x}$$

где: P_H - давление в начале участка газопровода (МПа); M – массовый расход МВС (кг/с); λ – коэффициент гидравлического сопротивления; Z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости МВС; T_{cp} – средняя температура МВС (К); R – универсальная газовая постоянная (Дж/(моль*К)); m – молекулярная масса МВС (кг/моль); d – внутренний диаметр газопровода (мм); x – сечение газопровода (мм²).

В источнике [21] был проведен расчет параметров для условного газопровода.

Потери давления возрастают с увеличением концентрации водорода в МВС. Следовательно, для сохранения одинакового уровня энергопередачи при транспортировке МВС по действующим газопроводам необходимо пропорционально повышать давление на входе в зависимости от содержания водорода.

Для оценки химического влияния МВС на газопровод использованы результаты исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ», где изучалось изменение механических свойств труб класса прочности К60 – К65 под воздействием 100% водорода и МВС с концентрацией водорода 10–20% при давлениях 10–12 и 20–30 МПа [25]. По результатам работы сделаны выводы, что добавление водорода сокращает срок эксплуатации металлических труб, в том числе и из-за повышения скорости роста трещин.

Механическая прочность стальных труб классов К60–К65 при контакте с водородсодержащими газами определяется механизмами водородного охрупчивания. Согласно современным исследованиям [26; 27], основными моделями разрушения являются:

- HELP (Hydrogen Enhanced Localized Plasticity) – локализованное повышение подвижности дислокаций;
- HEDE (Hydrogen Enhanced Decohesion) – снижение энергии межатомных связей в зонах высокого напряжения;
- AIDE (Adsorption-Induced Dislocation Emission) – эмиссия дислокаций при адсорбции водорода.

Пороговые концентрации водорода, при которых начинается заметное снижение трещиностойкости стальных труб, составляют 20–40 ppm при давлениях 8–12 МПа [28]. При температурах ниже 0 °С влияние водорода усиливается вследствие снижения энергий диффузии.

Скорость деформации также оказывает ключевое влияние: при $\dot{\epsilon} > 10^{-3} \text{ с}^{-1}$ риск перехода к HEDE-механизму растет экспоненциально [29].

Учитывая указанные механизмы, трубы К60–К65 при транспортировке МВС с долей H_2 до 20% остаются в безопасной зоне эксплуатации, что подтверждается испытаниями, приведенными в работах отечественных и зарубежных авторов [30]. Однако при давлениях выше 12 МПа или при низких температурах требуется нормирование скорости деформации и применение ингибиторов диффузии.

Воздействие водорода на конструкционные металлы при температурах ниже 200°С вызывает водородную хрупкость, проявляющуюся в снижении пластичности и деформационной способности, а также разрушению при напряжениях ниже предела текучести. Наиболее подвержены этому эффекту ферритные низколегированные стали с ОЦК-решеткой, используемые для труб магистральных газопроводов.

Стоит отметить, что трубы высокого давления с МВС, подлежащих модернизации, будут использоваться на участке не более 30–60 км при подаче

МВС на ГРС «Северная», «Восточная» и «Восточная-2». Одним из вариантов модификации труб является пассивная защита в виде нанесения термопластичного барьера, который выступает как тонкий внутренний слой в многослойной структуре защиты [25].

Для стальных и полиэтиленовых труб низкого давления, описанных в пункте 3.1., содержание водорода не приведет к критическим последствиям. [31]

4.2. Газотранспортная система [4]

В пункте 3.1 были представлены характеристики ГПА, который используется для описываемого проекта. Для доказательства безопасности работы Taugus 60 проанализируем результаты исследования на типовом ГПА-370-18-2, используемом на КС, характеристики и особенности которого заранее известны и подтверждены (табл. 2) [19].

Добавление водорода негативно влияет на работу оборудования газотранспортной системы:

- при сохранении производительности и перепада давления возрастает энергопотребление компрессоров;
- повышается температура смеси после сжатия, увеличивая нагрузку на холодильник;

Исходя из этого можно сделать вывод, что для дальнейшей работы ГПА будет необходима частичная переналадка оборудования без критических изменений в конструкции.

4.3. Промышленное оборудование

На основании анализа работы ГТУ и ГПА, расчетов свойств МВС и описанного выше расчета, установлено, что с ростом содержания водорода объемная теплотворная способность смеси снижается, а массовая возрастает из-за низкой плотности водорода ($0,09 \text{ кг/м}^3$ против $0,7 \text{ кг/м}^3$ у природного газа). Использование такого топлива увеличивает нагрузку на систему топливоподачи и форсунки, а также приводит к росту общего расхода топливно-воздушной смеси.

При концентрациях водорода ниже 20% в метано-водородной смеси не требуется проведение модернизации камеры сгорания газотурбинных двигателей [32]. Повышение доли водорода вызывает рост температуры газа после сжатия, увеличивая нагрузку на холодильники компрессорных станций, а также повышает энергопотребление компрессоров примерно на 7% при добавлении 20% водорода.

Следовательно, при работе оборудования на МВС необходима частичная переналадка агрегатов, не приводящая к критическим нарушениям в их работе.

Важно отметить, что при сгорании топлива в различных агрегатах существуют определенные энергетические потери, так как топливно-воздушная смесь (ТВС) неоднородна и всегда присутствуют локально обогащенные/обедненные зоны, где происходит лишь частичное сгорание ТВС. Еще одним важным аспектом является влияние концентрации гидроксильных радикалов на скорость окисления CO в CO₂, что снижает потери, связанные с

неполным сгоранием топлива, так как добавление водорода увеличивает концентрацию Н-радикалов, тем самым и скорость сгорания топлива (см. пункт 2.6.). Этот эффект особенно значителен для частичной загрузки оборудования, где потери на неполное сгорания топлива могут достигать до 3-4%. [33]. Суммируя с повышением удельной теплоемкости МВС (доказывается в следующем пункте) в сравнении с природным газом, можно сделать вывод о возможном потенциальном увеличении выделяемой энергии при сгорании ТВС на 8-9%[33].

Данный вывод доказывается исследованиями в работе [22]. Анализ результатов позволил определить, что для газовой турбины при сохранении потока на уровне 5,04 кг/с МВС прирост по мощности составит примерно 9,5%.

4.4. Частное оборудование

Для того, чтобы приводить в сравнение данные эксперимента Нидерландов, необходимо доказать, что изменение числа Воббе при добавлении в выбранный природный газ 20% водорода, будет соответствовать нормативным параметрам РФ. Кроме того, необходимо сравнить изменение числа Воббе и для газа из Гронингенского месторождения с учетом правовых норм Нидерландов, где и проводился данный эксперимент.

МВС с использованием газа из Южно-Уральского месторождения:

Расчет производился с учетом формул, приведенных в ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава» [34]

$$W = \frac{H_s}{\sqrt{d}}$$

W – число Воббе (МДж/м³); H_s – высшая объемная теплота сгорания при стандартных условиях (МДж/м³); d – относительная плотность газа по отношению к воздуху.

$$d = \frac{\rho_{\text{газ}}}{\rho_{\text{воздух}}}$$

В таблице 5 приведены физико-химические свойства компонентов газа при стандартных условиях по данным из ГОСТ 31369-2008 [34].

Для расчета высшей теплоты сгорания (H_s или ВТС), нам необходимо определить низшую теплоту сгорания газа (НТС). Для расчета данной величины для газа из Южно-Русского месторождения нам необходимы физико-химические свойства газа (табл. 5) и состав газа (табл. 1), тогда НТС будет равна:

$$\text{НТС} = 0,989 \times 35,8 + 0,0012 \times 64,4 + 0,0001 \times 91,3 + 0,0001 \times 118,0 + 0,009 \times 0 + 0,0006 \times 0 = 35,18 \text{ МДж/м}^3$$

$$\text{ВТС} = 1,11 * 35,5 = 39,05 \text{ МДж/м}^3$$

где: 1,11 – коэффициент поправки на скрытую теплоту конденсации воды.

$$\rho_{\text{газ}} = 0,989 \times 0,716 + 0,0012 \times 1,356 + 0,0001 \times 2,010 + 0,0001 \times 2,668 + 0,009 \times 1,251 + 0,0006 \times 1,977 = 0,712$$

$$\rho_{\text{воздух}} = 1,225$$

$$d = \frac{0,712}{1,225} = 0,58$$

$$W = \frac{39,05}{\sqrt{0,58}} = 51,2 \text{ МДж/м}^3$$

Таблица 5. Физико-химические свойства газа из Южно-Русского месторождения

Table 5. Physicochemical properties of gas from the Yuzhno-Russkoye fiel.

Компонент	Низшая теплота сгорания (МДж/м ³)	Плотность (кг/м ³)
CH ₄	35,8	0,716
C ₂ H ₆	64,4	1,356
C ₃ H ₈	91,3	2,010
C ₄ H ₁₀	118,0	2,668
N ₂	0	1,251
CO ₂	0	1,977

Получив значение числа Воббе для выбранного природного газа, рассчитаем значение для МВС:

Таблица 6. Физико-химические свойства МВС

Table 6. Physicochemical properties of МХМ

Компонент	Низшая теплота сгорания (МДж/м ³)	Плотность (кг/м ³)	Объемное содержание (%)
CH ₄	35,8	0,716	79,12
C ₂ H ₆	64,4	1,356	0,096
C ₃ H ₈	91,3	2,010	0,008
C ₄ H ₁₀	118,0	2,668	0,008
N ₂	0	1,251	0,72
CO ₂	0	1,977	0,048
H ₂	10,78	0,090	20

$$\text{НТС} = 30,66 \text{ МДж/м}^3$$

$$\text{ВТС} = 34,03 \text{ МДж/м}^3$$

$$\rho_{\text{МВС}} = 0,61$$

$$d = \frac{0,59}{1,225} = 0,48$$

$$W_{\text{МВС}} = \frac{34,03}{\sqrt{0,48}} = 48,51 \text{ МДж/м}^3$$

По итогам расчетов мы выяснили, что числа Воббе для природного газа и МВС, согласно ГОСТ 5542-2022 «Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения» [35], допустимый диапазон числа Воббе для бытовых газов – 41,20–54,50 МДж/м³, с максимальным отклонением $\pm 5\%$. Смесь с 20% водорода удовлетворяет этим требованиям.

Так как при содержании азота в природном газе (при рассмотрении месторождения Гронинген), снижается его теплотворность, то и изменение числа Воббе будет менее значительным, по этой причине для рассмотрения безопасности использования можно выбрать пример нидерландского опыта.

С учетом определенной допустимости использования расчетов по нормативным показателям, определим допустимость МВС в газовых бытовых приборах и стандартных трубопроводах и арматур [24].

В ходе четырехлетних испытаний оценивали влияние добавления водорода до 20% по объему на трубы, арматуру и бытовые газовые приборы. Испытанные материалы (не пластифицированный и ударопрочный ПВХ, ПЭ высокой плотности) не продемонстрировали ухудшения термических или механических свойств; признаки деградации не выявлены. Арматура и уплотнения сохранили прочность и герметичность, а варочные поверхности и котлы соответствовали требованиям по эмиссиям, зажиганию и герметичности; зафиксированы лишь единичные незначительные отклонения, не приводившие к авариям. Коэффициенты водородопроницаемости полимеров различались, что следует учитывать при выборе материалов для критичных участков [24].

Результаты испытаний показали, что трубопроводные системы и бытовые газовые приборы могут безопасно работать при добавлении до 20% водорода в сети природного газа.

Проведенный анализ, представленный в статье [24] по применимости МВС для частного оборудования подтвердил соответствие в нормативной базе Нидерландов. Для подтверждения возможности использования результатов работы на территории Российской Федерации проведен сравнительный анализ нормативных правовых актов, регулирующих стандарты в РФ и европейских странах:

- EN 483:1999[36]/ГОСТ Р 54826-2011[37] – стандарты для газовых котлов центрального отопления до 70 кВт. Российский ГОСТ адаптирован к климатическим условиям и дополнен требованиями к работе при температурах до -40°C .
- ISO 9969:2016[38]/ГОСТ ISO 9969-2025[39] – определяют методику оценки кольцевой жесткости термопластичных труб. Российский стандарт идентичен международному.
- EN 1254-4:2021[40]/ГОСТ Р 52922-2008[41] – устанавливают требования к медным фитингам для капиллярной пайки. ГОСТ учитывает национальные особенности материалов и ограничивает массовую долю углерода на внутренней поверхности (не более 1 мг/дм²).
- ISO 8256[42] / ГОСТ 34250-2017[43] – регламентируют методы определения прочности пластмасс при ударном растяжении. Отличия между версиями носят редакционный характер.

Таким образом, различия между российскими и европейскими стандартами не являются критическими и не препятствуют внедрению водорода в газораспределительные сети в концентрации до 20%.

5. Оценка воздействия на окружающую среду

5.1. Выбросы CO₂

Сравним теплоту сгорания различных смесей, пересчитав объемное содержание в массовое по ГОСТ Р 8.974-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Газовый анализ. Пересчет данных состава газовых смесей» [44]: 1 кг природного газа, 1 кг МВС с 20% содержания водорода (объемно), 1 кг природного газа + газ, необходимый для производства водорода для МВС (таблицы 7, 8).

Для определения массового содержания газа использовалась формула:

$$w_i = \frac{\varphi_i \times M_i}{\sum_{i=1}^n \varphi_i \times M_i}$$

где: w_i – массовая доля i -го компонента; φ_i – объемная доля компонента; M_i – молярная масса компонента (г/моль). Далее необходимо рассчитать теплоту сгорания рассматриваемого газа:

$$Q = \sum_{i=1}^n w_i \times q_i$$

где: Q – теплота сгорания; w_i – массовая доля i -го компонента; q – удельная теплота сгорания i -го компонента.

1) 1 кг природного газа

Таблица 7. Физико-химические свойства природного газа

Table 7. Physicochemical properties of natural gas

Компонент	Плотность (кг/м ³)	Объемное содержание	Массовое содержание	Удельная теплота сгорания (МДж/кг)	Молярная масса (г/моль)
CH ₄	0,716	0,989	0,9630	50,1	16,04
C ₂ H ₆	1,356	0,0012	0,0020	63,7	30,07
C ₃ H ₈	2,010	0,0001	0,0002	48,0	44,1
C ₄ H ₁₀	2,668	0,0001	0,0004	49,5	58,12
N ₂	1,251	0,0009	0,0015	-	28,02
CO ₂	1,977	0,0006	0,0016	-	44,01

$$Q_{\text{природного газа}} = 49,27 \text{ МДж/кг}$$

2) 1 кг МВС

Таблица 8. Физико-химические свойства МВС

Table 8. Physicochemical properties of MНМ

Компонент	Плотность (кг/м ³)	Объемное содержание (%)	Массовое содержание (%)	Удельная теплота сгорания (МДж/кг)
СН ₄	0,716	0,79120	0,96338	50,1
С ₂ Н ₆	1,356	0,00096	0,00219	63,7
С ₃ Н ₈	2,010	0,00008	0,00026	48,0
С ₄ Н ₁₀	2,668	0,00008	0,00035	49,5
N ₂	1,251	0,00072	0,00153	-
СО ₂	1,977	0,00048	0,00160	-
H ₂	0,090	0,2	0,03067	120

$$Q_{\text{MBC}} = 52,1 \text{ МДж/кг}$$

3) 1 кг природного газа + газ, необходимый для производства водорода в предыдущей смеси

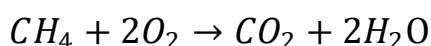
Для производства 1 кг водорода необходимо 2 кг метана, значит для производства 30 грамм водорода необходимо 60 грамм метана.

$$Q_{1 \text{ кг природного газа} + 30 \text{ грамм метана}} = 51,50 \text{ МДж}$$

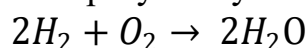
Из данных расчетов можно сделать, что добавление 20% водорода в природный газ повышает теплоту сгорания смеси в сравнении с сжиганием природного газа с учетом затраченной части на производство водорода.

Составив простое линейное уравнение, получим, что для уравнивания теплоты сгорания необходимо добавить 43 грамма метана.

При полном сжигании метана в атмосфере протекает реакция:



При сжигании водорода не образуется углекислого газа:



По результатам расчета получены следующие результаты:

- 1) Для 1 кг природного газа – 2,73 кг СО₂.
- 2) Для 1 кг МВС – 2,65 кг СО₂.
- 3) Для 1 кг природного газа + 30 грамм природного газа – 2,82 кг СО₂.
- 4) Для 1 кг природного газа + 43 грамма природного газа – 2,85 кг СО₂.

5.2. Исследования на потребляющих агрегатах

При фактическом расчете выбросов необходимо обращать внимание не только на концентрацию веществ, но и на температуру смеси. Предельная температура лопаток турбины, находящейся непосредственно за камерой сгорания, определяется жаропрочностью материалов, из которых они изготовлены. Превышение предельной температуры лопаток турбины приводит к ее разрушению вследствие явления ползучести. В качестве предельной выберем рабочую температуру лопаток турбины газотурбинной установки ГТЭ-160, составляющая 1272,6 К [23].

Было рассмотрено несколько вариантов расчета с различным содержанием водорода и метана в смеси, подобрав оптимальный коэффициент избытка воздуха для достижения оптимальной температуры перед турбиной, а также концентрации веществ в смеси при различных вариантах расчета. В качестве окислителя во всех вариантах расчета выступает воздух. Условия, при которых находятся параметры равновесного состояния, задаются двумя значениями параметров: внутренней энергии и давления, значения которого задаются промежутком от 0,2 до 10 МПа. Для сокращения объема в качестве результатов выводятся параметры при давлении 0,2; 5 и 9,95 МПа. Исходные данные приведены в таблице 9.

Таблица 9. Исходные данные

Table 9. Initial data

Вариант расчета	Содержание водорода H ₂ в смеси, %	Содержание метана CH ₄ в смеси, %	Оптимальный коэффициент избытка воздуха α
1	2	98	3,27
2	5	95	3,27
3	10	90	3,29
4	20	80	3,34
5	30	70	3,38
6	50	50	3,44

Анализируя результаты расчетов, приведенных в вышеуказанном источнике, приходим к выводу, что при увеличении содержания водорода в топливной смеси происходит значительное снижение концентрации оксида и диоксида углерода (углекислого газа) в продуктах сгорания. Так, при увеличении доли водорода в топливной смеси до 20%, выбросы углекислого газа снижаются в 1,5 раза. Выбросы окислов азота остаются практически неизменными, так как увеличивается коэффициент избытка воздуха α , а температура воздуха в зоне горения не возрастает. Теоретически имеется возможность использования водорода в топливной смеси 20% и более с соответствующим коэффициентом избытка воздуха.

Анализ результатов исследования ГТМ-84 Е-420-14-565 ГМ, приведенного в источнике [22] показывает, что при двукратном увеличении объемной доли водорода массовый расход топлива снижается в 1,2 раза. Объемный расход, напротив, возрастает в 1,5–2,5 раза при 50% объемной и массовой доле водорода. С ростом содержания водорода требуется меньше воздуха для горения, поэтому общий объем газовой смеси увеличивается незначительно, частично компенсируя рост подачи топлива. Кроме того, сжигание водородсодержащего топлива снижает выбросы CO₂, что положительно влияет на экологию.

6. Оценка экономической целесообразности

6.1. Методика инвестиционной оценки привлекательности

Для оценки инвестиционных параметров решения была разработана укрупненная технико-экономическая модель многопараметрической оценки эффективности внедрения предложения по замещению части природного газа (ПГ) на H_2 в составе газовой смеси для создания МВС. Цель моделирования – определение условий реализуемости проекта при варьировании различных входных параметров.

Укрупненно, модель рассчитывается в соответствии со следующими шагами:

1. Определение и внесение в модель исходных данных для инвестиционной оценки. Данные, принятые в текущем расчете, приведены в следующем подразделе.
2. Определение необходимой годовой производительности H_2 по рассчитанной объемной доле в составе МВС для формирования газовой смеси аналогичной энергоемкости на всем жизненном цикле проекта. Определение дополнительного количества ПГ для производства H_2 в требуемом объеме.
3. Определение уровня выбросов от сжигания ПГ и МВС конечным потребителем исходя из полученных объемов, выявление экологического эффекта – снижения уровня выбросов CO_2 .
4. Определение капитальных затрат исходя из требуемой производительности по водороду, включающих в себя стоимость самого оборудования, проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы.
5. Определение потребления ресурсов (ЭЭ, вода, ПГ) и необходимого количества персонала для обслуживания установки.
6. Определение ежегодных затрат на потребляемые ресурсы, фонда оплаты труда (ФОТ) и прочих затрат.
7. Определение целевого тарифа за 1 тонну CO_2 .
8. Проведение анализа чувствительности дисконтированного срока окупаемости проекта по изменяемым характеристикам.

6.2. Исходные данные для поведения расчетов

В качестве исходных данных были определены следующие параметры (табл. 10).

Для проведения расчетов использованы следующие допущения и субсидии:

- доля юридических лиц, подпадающих под требования текущего законодательства в части компенсации за выбросы парниковых газов без учета нормированных квот – 90%;
- доля субсидирования ЭЭ на эксплуатацию оборудования по созданию МВС, которая может быть отнесена к затратам на собственные нужды ввиду наличия собственной генерации на объекте – 98% (0,22 руб./кВт·ч);
- доля субсидирования тарифа на ПГ, поступаемого на КС, которая может быть отнесена к затратам на собственные нужды для собственной генерации – 70% (2,2 руб./м³ ПГ);

– доля субсидирования капитальных затрат на закупку производственного оборудования в рамках Федеральных программ – 0%.

Таблица 10. Ключевые параметры

Table 10. Key parameters

№	Показатель	Значение
1. Общепроектные:		
1.1.	Год начала реализации проекта	2026 г.
1.2.	Срок возведения капитальных сооружений	2 года
1.3.	Начало эксплуатации объекта	2028 г.
1.4.	Горизонт планирования	до 2041 года (включительно)
1.5.	Годовая пропускная способность КС «Северная»	2,96 млрд м ³
1.6.	Процент загрузки КС в течение года	100% от пропускной способности
2. Технологические:		
1.7.	Схема оборудования производства H ₂ (далее – установка SMR)	модульная
1.8.	Производительность одной установки SMR (с утилизацией выбросов методом КЦА)	1000 кг H ₂ /час
1.9.	Потребление технической воды на 1 кг H ₂	0,000444 м ³ / кг H ₂
1.10.	Потребление электрической энергии на 1 кг H ₂	3 кВт*ч/кг H ₂
1.11.	Выбросы при сжигании чистого ПГ	2,7347 кг CO ₂ /кг ПГ
1.12.	Выбросы при проведении парового риформинга метана	отсутствуют
1.13.	Выбросы при сжигании МВС (20 об.% H ₂)	2,6508 кг CO ₂ /кг МВС
3. Эксплуатационные:		
1.14.	Уровень плановых простоев	5%
1.15.	Нагрузка на оборудование	90%
1.16.	Количество полных штатных единиц на 1 установку парового риформинга по рабочему графику 2/2	1 ед.
4. Тарифы по потребляемым ресурсам [45]:		
1.17.	Стоимость ЭЭ на 2 ^{ое} полугодие 2025 г. без учета стоимости технического присоединения [46]	10264,65 руб./МВт*ч
1.18.	Стоимость технической воды на 2 ^{ое} полугодие 2025 г. без учета стоимости технического присоединения [47]	24,38 руб./м ³
1.19.	Стоимость природного газа для потребителя в ЛО [48]	7,4 руб./м ³
5. Тарифы по потребляемым ресурсам:		
1.20.	Стоимость 1 установки SMR	450 млн руб.
1.21.	Стоимость проектно-изыскательских и строительно-монтажных работ	10% от стоимости установки для каждой работы
1.22.	Заработная плата 1 штатной единицы для обслуживания и эксплуатации установки на 2 ^{ое} полугодие 2025 г. без учета НДФЛ и соц. взносов	100 тыс. рублей в месяц
1.23.	Доля прочих расходов, относимых на операционные издержки	10% от ежегодного ФОТ

Для достижения окупаемости на горизонте планирования (до 2041 года) с учетом приведенных допущений и субсидий определен целевой тариф за **1 тонну CO_2 – 2477,29 руб./т.**

Также был проведен анализ чувствительности показателя дисконтированного срока окупаемости (DPP) при ставке дисконтирования 9,44% от изменения доли субсидирования по ключевым параметрам при изменении тарифной стоимости за выбросы CO_2 . В результате анализа выявлено, что наибольшее влияние оказывает тариф на ЭЭ, после чего в порядке убывания тариф на ПГ и субсидирование капитальных затрат (табл. 11–13). Соответственно, увеличение значений изменяемых характеристик позволяет снизить срок окупаемости проекта без изменения тарифа на выбросы, тогда как дополнительное изменение тарифа на выбросы позволяет минимизировать потребность в субсидировании ключевых параметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящее исследование представляет комплексную технико-экономическую оценку возможности декарбонизации магистральной газотранспортной системы Российской Федерации посредством внедрения метано-водородных смесей с содержанием водорода до 20% об. на примере пилотного проекта строительства установки парового риформинга метана с системой улавливания и хранения углекислого газа на компрессорной станции «Северная» ПАО «Газпром».

Проведенный анализ подтверждает техническую осуществимость и безопасность использования МВС в существующей газотранспортной инфраструктуре при соблюдении определенных технологических условий.

Результаты моделирования транспортировки МВС демонстрируют увеличение потерь давления по длине газопровода, что требует компенсации за счет повышения входного давления пропорционально концентрации водорода. Вместе с тем, четырехлетние испытания материалов труб и арматуры из полиэтилена высокой плотности, ПВХ и стальных сплавов подтверждают сохранение механических, термических свойств и герметичности при эксплуатации с МВС, за исключением труб высокого давления (К60–К65), для которых рекомендуется внедрение дополнительных барьерных покрытий на внутренней поверхности для предотвращения водородной хрупкости металлов. Также анализ воздействия МВС на оборудование газотранспортной системы и конечных потребителей показывает необходимость частичной переналадки газоперекачивающих агрегатов и газотурбинных установок без критических изменений конструкции.

Оценка проекта с точки зрения экологии показывает снижение углеродного следа. В соответствии с расчетами, при увеличении доли водорода в топливной смеси до 20% об., выбросы углекислого газа снижаются на 200 г за равное количество выделяемой энергии (с 2,85 кг до 2,65 кг). При текущих рыночных условиях достижение окупаемости проекта к 2041 году возможно при установлении тарифа на выбросы CO_2 на уровне 2477,29 руб./т на условиях дополнительного субсидирования операционных затрат.

Таблица 11. Анализ чувствительности DPP проекта от изменения доли субсидирования CAPEX и тарифа на выбросы**Table 11.** DPP sensitivity analysis by CAPEX subsidy rate and emission tariff

		Тарифная стоимость платы за выбросы, руб./т. CO ₂												
		%	4500,00	5000,00	5500,00	6000,00	6500,00	7000,00	7500,00	8000,00	8500,00	9000,00	9500,00	10000,00
Доля субсидирования CAPEX, %	0%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	10%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	20%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	30%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	40%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	50%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	60%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	70%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	10
	80%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	5
	90%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	4
100%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	10	3	

Таблица 12. Анализ чувствительности DPP проекта от изменения доли субсидирования ЭЭ и тарифа на выбросы**Table 12.** DPP sensitivity analysis by energy subsidy rate and emission tariff

		Тарифная стоимость платы за выбросы, руб./т. CO ₂												
			4500,00	5000,00	5500,00	6000,00	6500,00	7000,00	7500,00	8000,00	8500,00	9000,00	9500,00	10000,00
Доля субсидирования ЭЭ, %	0%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	10%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	20%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	9
	30%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	14	8	7	7
	40%	>	>	>	>	>	>	>	>	12	8	6	6	6
	50%	>	>	>	>	>	>	>	10	8	6	5	5	5
	60%	>	>	>	>	>	>	10	7	6	5	5	4	4
	70%	>	>	>	>	14	9	7	6	5	5	4	4	4
	80%	>	>	>	13	9	7	6	5	5	4	4	4	4
	90%	>	>	11	8	7	6	5	5	4	4	4	4	4
100%	>	11	8	7	6	5	5	4	4	4	4	4	3	

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Таблица 13. Анализ чувствительности DPP проекта от изменения доли субсидирования ПГ и тарифа на выбросы

Table 13. DPP sensitivity analysis by natural gas subsidy rate and emission tariff

		Тарифная стоимость платы за выбросы, руб./т. CO ₂											
		4500,00	5000,00	5500,00	6000,00	6500,00	7000,00	7500,00	8000,00	8500,00	9000,00	9500,00	10000,00
Доля субсидирования ПГ, %	0%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	10%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	20%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>
	30%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	11
	40%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	8
	50%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	>	9	7
	60%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	12	8	6
	70%	>	>	>	>	>	>	>	>	>	8	7	6
	80%	>	>	>	>	>	>	>	>	10	7	6	5
	90%	>	>	>	>	>	>	>	>	8	6	5	5
100%	>	>	>	>	>	>	>	>	9	7	6	5	5

Полученные результаты свидетельствуют о том, что внедрение метано-водородных смесей представляет собой перспективное технологическое решение для поэтапной декарбонизации газотранспортной системы Российской Федерации, позволяющее использовать существующую инфраструктуру без кардинальной перестройки и достичь значительного сокращения выбросов парниковых газов. Однако коммерческая реализуемость проекта критически зависит от величины тарифов на углеродные выбросы и предоставления целевых субсидий на производство «голубого» водорода.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

CONFLICT OF INTERESTS:

The authors declare no conflict of interests.

Список литературы:

1. Правительство Российской Федерации. (2020). Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р (ред. от 15.02.2025) «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года».
2. КС «Северная»: реконструкция началась. (2021). *Трубопроводный транспорт*. [https://spb-tr.gazprom.ru/d/journal/37/55/1-\(47\)-mart-2021_.pdf](https://spb-tr.gazprom.ru/d/journal/37/55/1-(47)-mart-2021_.pdf) (дата обращения: 21.10.2025).
3. Лебедев, В. А., Горина, О. Л. (2021). Энергетическая эффективность технологий использования водорода на ТЭС. Материалы международной научно-практической конференции «Развивая энергетическую повестку будущего», СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 63–68.
4. Газпром. (2025). *Южно-Русское месторождение*. <https://www.gazprom.ru/projects/yuzhno-russkoye/> (дата обращения: 05.11.2025).
5. Лисин, Е. М., Паршина, А. С., Замешаева, И. С., Мусаева, Д. Э. (2022). Техно-экономические аспекты производства и использования водорода на тепловых электростанциях. *Вестник КГЭУ*, 2(54), 120–133. <https://cyberleninka.ru/article/n/tehniko-ekonomicheskie-aspekty-proizvodstva-i-ispolzovaniya-vodoroda-na-teplovyyh-elektrostantsiyah>.
6. Алфаяд, А. Г. Х., Валиев, Д. З., Кемалов, Р. А., Кемалов, А. Ф. (2023). Моделирование установки парового риформинга метана с выделением водорода. *Казанский федеральный университет*, 20–26.
7. Занина, А. А., Степанов, А. В., Соколов, И. В., Шаповалова, О. В., Лисов, А. А. (2025). Оценка перспектив и экономической целесообразности различных методов производства водорода для использования в ракетно-космической отрасли. *Экономика космоса*, 3(13), 22–40. [https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-perspektiv-i-ekonomicheskoy-tselesoobraznosti-razlichnyh-metodov-proizvodstva-vodoroda-dlya-ispolzovaniya-v-raketno](https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-perspektiv-i-ekonomicheskoy-tselesoobraznosti-razlichnyh-metodov-proizvodstva-vodoroda-dlya-ispolzovaniya-v-raketno-tselesoobraznosti-razlichnyh-metodov-proizvodstva-vodoroda-dlya-ispolzovaniya-v-raketno).
8. Осипцов, А., Гайда, И., Грушевенко, Е., Капитонов, С. (2022). Технологии улавливания, использования и хранения углерода (CCUS). *Сколтех*, 18–28.
9. Liang, Z., Browne, S., Deiterding, R., & Shepherd, J. E. (2007). Detonation front structure and the competition for radicals. *Proceedings of the Combustion Institute*, 31(2), 2445–2453. <https://doi.org/10.1016/j.proci.2006.07.244>.
10. Huzayyin, A.S., Moneib, H.A., Shehatta, M.S., & Attia, A.M.A. (2008). Laminar burning velocity and explosion index of LPG–air and propane–air mixtures. *Fuel*, 87(1), 39–57. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2007.04.001>
11. Zhang, Y., Huang, Z., Wei, L., Zhang, J., & Law, C. K. (2012). Experimental and modeling study on ignition delays of lean mixtures of methane, hydrogen, oxygen, and argon at elevated

- pressures. *Combustion and flame*, 159(3), 918–931.
<https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2011.09.010>.
12. Process Insights, Inc. (2021). *COSA 9610: Real Time Gas Analyzers*. COSA Xentaur.
<https://www.process-insights.com/products-3/calorimeters-2/9610cxc/> (accessed October 28, 2025).
 13. Warnatz, J., Maas, U., & Dibble, R. W. (2006). *Combustion: physical and chemical fundamentals, modeling and simulation, experiments, pollutant formation*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-45363-5>.
 14. Garcia, A. M., Le Bras, S., & Polifke, W. (2023). Effect of hydrogen addition on the consumption speed of lean premixed laminar methane flames exposed to combined strain and heat loss. *Combustion Theory and Modelling*, 27(4), 584–604.
https://www.researchgate.net/publication/368853817_Effect_of_hydrogen_addition_on_the_consumption_speed_of_lean_premixed_laminar_methane_flames_exposed_to_combined_strain_and_heat_loss.
 15. J. B.W. Kok, S. van der Wal. (1996). Mixing in T-junctions. *Applied Mathematical Modelling*, 20(3), 232–243. [https://doi.org/10.1016/0307-904X\(95\)00151-9](https://doi.org/10.1016/0307-904X(95)00151-9).
 16. COSA 9610. (2021). https://www.process-insights.com/wp-content/uploads/2024/07/Process-Insights_9610_DS_v24nbp.pdf (дата обращения: 28.10.2025).
 17. Global Power. (2025). Передвижная электростанция GPS Taurus 60.
<https://www.globalpwr.com/wp-content/uploads/cut-sheets/gps-taurus60-mobile-power-unit.pdf> (дата обращения: 13.11.2025).
 18. Китаев, С. В., Фарухшина, Р. Р., Муратова, В. И., Дарсалия, Н. М. (2022). Исследование работы газотурбинных двигателей на метано-водородной смеси в магистральном транспорте природного газа. *Транспорт и хранение нефтепродуктов*, (5–6), 50–53.
<https://doi.org/10.24412/0131-4270-2022-5-6-50-53>.
 19. Федорова, Е. Б., Юшин, А. О. (2022). Влияние водорода, внесенного в поток природного газа, на работу оборудования газотранспортной системы. *Вести газовой науки*, 2(51).
<https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-vodoroda-vnesennogo-v-potok-prirodnogo-gaza-na-rabotu-oborudovaniya-gazotransportnoy-sistemy>.
 20. ЗТЗ. (2025). *Магистральные газовые трубы*. <https://ztz.ru/products/useful-informations/magistralnye-gazovye-truby/> (дата обращения: 10.11.2025).
 21. Лаврова, С. В., Шестаков, Р. А. (2022). Перекачка метано-водородной смеси: исследование изменения распределения давления по длине газопровода. *Neftegaz.RU*, 12(132). <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/761026-perekachka-metano-vodorodnoy-smesi-issledovanie-izmeneniya-raspredeleniya-davleniya-po-dline-gazopro/>.
 22. Марьин, Г. Е., Осипов, Б. М., Ахметшин, А. Р., Савина, М. В. (2021). Добавление водорода к топливному газу для повышения энергетических характеристик газотурбинных установок. *Вестник ИргТУ*, 3(158). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-3-342-355>.
 23. Хакимов, Р. Р., Бакиров, Ф. Г. (2022). Энергетические газотурбинные установки на метано-водородном топливе. *Вестник УГАТУ*, 4(98), 84–98.
https://doi.org/10.54708/19926502_2022_264984.
 24. Кипперс, М., Де Лаат, Й., Хермкенс, Р. (2012). Маленький шаг в водородное будущее. *Газ России*, (1), 28–36. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=20370541>.
 25. Настич, С. Ю. (2022). Оценка влияния водородсодержащего газа на изменение свойств металла труб МГ и развитие имеющихся в трубах дефектов типа КРН. В *VI Международном научно-практическом семинаре «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением»*. ООО «Газпром ВНИИГАЗ». <https://vniigaz.gazprom.ru/events/2022/krn-2022/>.
 26. Grant, V. M., Francis, E. M., Da Fonseca, J. Q., Daymond, M. R., & Preuss, M. (2012). Deformation behaviour of an advanced nickel-based superalloy studied by neutron diffraction

- and electron microscopy. *Acta materialia*, 60(19), 6829–6841.
<https://doi.org/10.1016/j.actamat.2012.09.005>.
27. Lynch, Stan. “Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms” *Corrosion Reviews*, 30(3-4), 2012, 105–123. <https://doi.org/10.1515/corrrev-2012-0502>.
 28. Ohaeri, E., Eduok, U., & Szpunar, J. (2018). Hydrogen related degradation in pipeline steel: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(31), 14584–14617.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918318767>.
 29. Yu, H., Díaz, A., Lu, X., Sun, B., Ding, Y., Koyama, M., ... & Zhang, Z. (2024). Hydrogen embrittlement as a conspicuous material challenge— comprehensive review and future directions. *Chemical Reviews*, 124(10), 6271–6392.
<https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.3c00624>.
 30. Morteza Dadfarnia, Petros Sofronis, Ian M. Robertson, Brian P. Somerday, Govindarajan Muralidharan, & Douglas Stalheim (2006). Micromechanics of hydrogen transport and embrittlement in pipeline steels. *Proceedings of the ASME 2006 International Mechanical Engineering Congress and Exposition (IMECE2006)*, Paper No. IMECE2006-13657, 73–79.
<https://doi.org/10.1115/IMECE2006-13657>.
 31. Mats Bäckman., & Henrik Iskov. (2010). Transport of hydrogen with polyethylene natural gas pipes. In *Proceedings of the 15th Plastic Pipes Conference (PPXV)*.
<https://plasticpipesconference.com/content/235/272/5c866611afe7f.pdf>.
 32. Абрамчук, Ф. И., Кабанов, А. Н., Майстренко, Г. В. (2009). Влияние добавки водорода к природному газу на свойства смесового топлива. *Автомобильный транспорт*, (24).
<https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-dobavki-vodoroda-k-prirodnomu-gazu-na-svoystva-smesevogo-topliva>.
 33. Wang, K., Li, F., Zhou, T., & Ao, Y. (2023). Numerical study of combustion and emission characteristics for hydrogen mixed fuel in the methane-fueled gas turbine combustor. *Aerospace*, 10(1), 72. <https://doi.org/10.3390/aerospace10010072>.
 34. ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава».
 35. ГОСТ 5542-2022 «Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».
 36. Европейский комитет по стандартизации. (1999). EN 483:1999 «Газовые центральные отопительные котлы. Котлы типа “С” с номинальной тепловой мощностью не более 70 кВт».
 37. ГОСТ Р 54826-2011 «Газовые котлы центрального отопления. Котлы типа “С” с номинальной тепловой мощностью не более 70 кВт».
 38. Международная организация по стандартизации. (2016). ISO 9969:2016 «Трубы из термопластов. Определение кольцевой жесткости».
 39. ГОСТ ISO 9969-2025 «Трубы из термопластов. Определение кольцевой жесткости».
 40. Европейский комитет по стандартизации. (2021). EN 1254:2021 «Изделия санитарно-технические из меди и медных сплавов».
 41. ГОСТ Р 52922-2008 «Фитинги из меди и медных сплавов для соединения медных труб способом капиллярной пайки. Технические условия».
 42. Международная организация по стандартизации. ISO 8256 «Пластмассы. Определение ударной прочности на разрыв».
 43. ГОСТ 34250-2017 «Пластмассы. Метод определения прочности при ударном растяжении».
 44. ГОСТ Р 8.974-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Газовый анализ. Пересчет данных состава газовых смесей».
 45. Минэкономразвития России. (2025). Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития РФ и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов.

46. РКС-Энерго. (2025). Цены и тарифы для юридических лиц. https://www.rks-energo.ru/price_tariff_entitie (дата обращения: 16.11.2025).
47. Комитет по тарифам Ленинградской области. (2025). Тарифы на услуги в сфере холодного водоснабжения на период регулирования с 01.01.2025 по 31.12.2025. <https://tarif.lenobl.ru/ru/tarif/tarify-v-sfere-vodosnabzheniya-vodootvedeniya-utidizacii/tarify-v-sfere-vodosnabzheniya/2025-god/> (дата обращения: 16.11.2025).
48. ПетербургРегионГаз. (2025). Оптовые цены на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации, вводимые в действие с 01 июля 2025 года. <https://www.peterburgregiongaz.ru/org/gas-prices/> (дата обращения: 16.10.2025).

References:

1. Government of the Russian Federation. (2020, June 9). *Order No. 1523-r: On approval of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035* (accessed 21.02 2025). (in Russ.).
2. KS “Severnaya”. (2021). *Reconstruction has begun*. [https://spb-tr.gazprom.ru/d/journal/37/55/1-\(47\)-mart-2021_.pdf](https://spb-tr.gazprom.ru/d/journal/37/55/1-(47)-mart-2021_.pdf) (accessed 21.02 2025). (in Russ.).
3. Lebedev, V. A., Gorina, O. L. (2021). Energy efficiency of hydrogen utilization technologies at thermal power plants. In *Developing the energy agenda of the future*. ETU “LETI”, 63–68. (in Russ.).
4. Gazprom. (2025). *Yuzhno-Russkoye field*. <https://www.gazprom.ru/projects/yuzhno-russkoye/> (accessed 21.02 2025). (in Russ.).
5. Lisin, E. M., Parshina, A. S., Zameshaeva, I. S., & Musaeva, D. E. (2022). Technical and economic aspects of hydrogen production and utilization at thermal power plants. *Bulletin of KSPEU*, 2(54), 120–133. (in Russ.) <https://cyberleninka.ru/article/n/tehniko-ekonomicheskie-aspekty-proizvodstva-i-ispolzovaniya-vodoroda-na-teplovyyh-elektrostantsiyah>
6. Alfayaad, A. G. Kh., Valiev, D. Z., Kemalov, R. A., & Kemalov, A. F. (2023). Modeling of a steam methane reforming unit with hydrogen extraction. *Kazan Federal University*, 20–26. (in Russ.).
7. Zanina, A. A., Stepanov, A. V., Sokolov, I. V., Shapovalova, O. V., & Lisov, A. A. (2025). Assessment of prospects and economic feasibility of various hydrogen production methods for use in the rocket and space industry. *Space Economics*, 3(13), 22–40. (in Russ.). https://doi.org/10.48612/agat/space_economics/2025.04.13.03.
8. Osiptsov, A., Gaida, I., Grushevenko, E., & Kapitonov, S. (2022). *Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies*, *Skoltech*, 18–28. (in Russ.) <https://back.skoltech.ru/storage/app/media/archive/2022/11/CCUS-Skolteh-2022-11-10.pdf>.
9. Liang, Z., Browne, S., Deiterding, R., & Shepherd, J. E. (2007). Detonation front structure and the competition for radicals. *Proceedings of the Combustion Institute*, 31(2), 2445–2453. <https://doi.org/10.1016/j.proci.2006.07.244>.
10. Huzayyin, A.S., Moneib, H.A., Shehatta, M.S., & Attia, A.M.A. (2008). Laminar burning velocity and explosion index of LPG–air and propane–air mixtures. *Fuel*, 87(1), 39–57. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2007.04.001>.
11. Zhang, Y., Huang, Z., Wei, L., Zhang, J., & Law, C. K. (2012). Experimental and modeling study on ignition delays of lean mixtures of methane, hydrogen, oxygen, and argon at elevated pressures. *Combustion and flame*, 159(3), 918–931. <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2011.09.010>.
12. Process Insights, Inc. (2021). *COSA 9610: Real Time Gas Analyzers*. COSA Xentaur. <https://www.process-insights.com/products-3/calorimeters-2/9610cxc/> (accessed October 28, 2025).

13. Warnatz, J., Maas, U., & Dibble, R. W. (2006). *Combustion: physical and chemical fundamentals, modeling and simulation, experiments, pollutant formation*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-45363-5>.
14. Garcia, A. M., Le Bras, S., & Polifke, W. (2023). Effect of hydrogen addition on the consumption speed of lean premixed laminar methane flames exposed to combined strain and heat loss. *Combustion Theory and Modelling*, 27(4), 584–604. https://www.researchgate.net/publication/368853817_Effect_of_hydrogen_addition_on_the_consumption_speed_of_lean_premixed_laminar_methane_flames_exposed_to_combined_strain_and_heat_loss.
15. Jeroen B.W. Kok, S. van der Wal. (1996). Mixing in T-junctions. *Applied Mathematical Modelling*, 20(3), 232–243. [https://doi.org/10.1016/0307-904X\(95\)00151-9](https://doi.org/10.1016/0307-904X(95)00151-9).
16. COSA Xentaur. (2021). *COSA 9610*. https://www.process-insights.com/wp-content/uploads/2024/07/Process-Insights_9610_DS_v24nbp.pdf (accessed October 28, 2025).
17. Global Power. (2025). GPS Taurus 60 Mobile Power Unit. <https://www.globalpwr.com/wp-content/uploads/cut-sheets/gps-taurus60-mobile-power-unit.pdf> (accessed November 13, 2025).
18. Kitaev, S. V., Farukhshina, R. R., Muratova, V. I., Darsalia, N. M. (2022). Investigation of gas turbine engine operation on methane–hydrogen mixture for natural gas trunk transport. *Transport and Storage of Petroleum Products*, 5–6. (in Russ.) <https://doi.org/10.24412/0131-4270-2022-5-6-50-53>.
19. Fedorova, E. B., & Yushin, A. O. (2022). Influence of hydrogen injected into natural gas stream on operation of gas transmission system equipment. *Vesti gazovoy nauki*, 2(51). (in Russ.) <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-vodoroda-vnesennogo-v-potok-prirodnogo-gaza-na-rabotu-oborudovaniya-gazotransportnoy-sistemy>.
20. ZTZ. (2025). *Mainline gas pipes*. <https://ztz.ru/products/useful-informations/magistralnye-gazovye-truby/> (accessed November 10, 2025). (in Russ.)
21. Lavrova, S. V., & Shestakov, R. A. (2022). Pumping of methane–hydrogen mixture: Study of pressure distribution change along the pipeline. *Neftegaz.RU*, 12(132). (in Russ.) <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/761026-perekachka-metano-vodorodnoy-smesi-issledovanie-izmeneniya-raspredeleniya-davleniya-po-dline-gazopro/>.
22. Maryin, G. E., Osipov, B. M., Akhmetshin, A. R., & Savina, M. V. (2021). Addition of hydrogen to fuel gas to increase energy characteristics of gas turbine installations. *Vestnik IrGTU*, 3(158) (in Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-3-342-355>.
23. Khakimov, R. R., & Bakirov, F. G. (2022). Energy gas turbine installations on methane–hydrogen fuel. *Vestnik UGATU*, 4(98), 84–98. (in Russ.) https://doi.org/10.54708/19926502_2022_264984.
24. Kippers, M., De Laat, J., & Hermkens, R. (2012). A small step into the hydrogen future. *Gas of Russia*, (1), 28–36. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=20370541> (in Russ.).
25. Nastich, S. Yu. (2022). Assessment of the impact of hydrogen-containing gas on metal properties and SCC defects of main pipelines. In *VI International Scientific and Practical Seminar “Improving the Reliability of Trunk Gas Pipelines Subject to Stress Corrosion Cracking”*. Gazprom VNIIGAZ LLC. (in Russ.). <https://vniigaz.gazprom.ru/events/2022/krn-2022/>.
26. Grant, B. M., Francis, E. M., Da Fonseca, J. Q., Daymond, M. R., & Preuss, M. (2012). Deformation behaviour of an advanced nickel-based superalloy studied by neutron diffraction and electron microscopy. *Acta materialia*, 60(19), 6829–6841. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2012.09.005>.
27. Lynch, Stan. “Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms” *Corrosion Reviews*, 30(3-4), 2012, 105–123. <https://doi.org/10.1515/corrrev-2012-0502>.
28. Ohaeri, E., Eduok, U., & Szpunar, J. (2018). Hydrogen related degradation in pipeline steel: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(31), 14584–14617. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918318767>.

29. Yu, H., Díaz, A., Lu, X., Sun, B., Ding, Y., Koyama, M., ... & Zhang, Z. (2024). Hydrogen embrittlement as a conspicuous material challenge – comprehensive review and future directions. *Chemical Reviews*, 124(10), 6271–6392.
<https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.3c00624>
30. Morteza Dadfarnia, Petros Sofronis, Ian M. Robertson, Brian P. Somerday, Govindarajan Muralidharan, Douglas Stalheim (2006). Micromechanics of hydrogen transport and embrittlement in pipeline steels. *Proceedings of the ASME 2006 International Mechanical Engineering Congress and Exposition (IMECE2006)*, Paper No. IMECE2006-13657, 73–79.
<https://doi.org/10.1115/IMECE2006-13657>.
31. Mats Bäckman., & Henrik Iskov. (2010). Transport of hydrogen with polyethylene natural gas pipes. In *Proceedings of the 15th Plastic Pipes Conference (PPXV)*.
<https://plasticpipesconference.com/content/235/272/5c866611afe7f.pdf>.
32. Abramchuk, F. I., Kabanov, A. N., & Maistrenko, G. V. (2009). Influence of hydrogen addition to natural gas on properties of the mixed fuel. *Avtomobilny transport*, (24). (in Russ.)
<https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-dobavki-vodoroda-k-prirodnomu-gazu-na-svoystva-smesevogo-topliva>.
33. Wang, K., Li, F., Zhou, T., & Ao, Y. (2023). Numerical study of combustion and emission characteristics for hydrogen mixed fuel in the methane-fueled gas turbine combustor. *Aerospace*, 10(1), 72. <https://doi.org/10.3390/aerospace10010072>.
34. GOST 31369-2008. (2008). Natural gas: Calculation of heat of combustion, density, relative density and Wobbe index based on component composition. (in Russ.)
35. GOST 5542-2022. (2022). Natural gas for industrial and domestic use: Technical conditions. (in Russ.).
36. EN 483:1999. (1999). Gas-fired central heating boilers: Type “C” boilers with a rated thermal output not exceeding 70 kW.
37. GOST R 54826-2011. (2011). Gas-fired central heating boilers: Type “C” boilers with a rated thermal output of no more than 70 kW. (in Russ.).
38. ISO 9969:2016. (2016). Thermoplastics pipes: Determination of ring stiffness.
39. GOST ISO 9969-2025. (2025). Thermoplastics pipes: Determination of ring stiffness. (in Russ.).
40. EN 1254:2021. (2021). Copper and copper alloys – Sanitary fittings.
41. GOST R 52922-2008. (2008). Fittings made of copper and copper alloys for connecting copper pipes by capillary soldering: Technical conditions. (in Russ.).
42. ISO 8256. (n.d.). Plastics – Determination of impact strength under load.
43. GOST 34250-2017. (2017). Plastics – Method for determining impact tensile strength. (in Russ.).
44. GOST R 8.974-2019. (2019). State system for ensuring the uniformity of measurements: Gas analysis – Recalculation of gas mixture composition data. (in Russ.).
45. Ministry of Economic Development of Russia. (2025). Scenario conditions of economic functioning and forecast parameters for 2025–2027. (in Russ.).
46. RKS Energo. (2025). Prices and tariffs for legal entities. https://www.rks-energo.ru/price_tariff_entitie (accessed 21.02 2025). (in Russ.).
47. Lenobl Tariffs Portal. (2025). Tariffs for cold water supply for 2025. <https://tarif.lenobl.ru/> (accessed 21.02. 2025). (in Russ.).
48. PeterburgRegionGaz. (2025). Whole sale gas prices effective from July 1, 2025. <https://www.peterburgregiongaz.ru/org/gas-prices/> (accessed 21.02 2025). (in Russ.).