

Эколого-экономическая эффективность малотоннажного производства метанола на основе газогенераторов синтез-газа

© 2026. А. М. Кузьмин^{1,2}, к. т. н., начальник учебно-методического управления, генеральный директор, Е. М. Гашевский³, старший преподаватель,

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30, ²ООО «ВТР»,

192029, Россия, г. Санкт-Петербург, пр. Обуховской Обороны, д. 76 литера Р, помещ. 8 н,

³Балтийский государственный технический университет «ВОЕНМЕХ» им. Д. Ф. Устинова, 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. 1-я Красноармейская, д. 1, e-mail: kuzmin.lex@gmail.com, i@kuzminam.ru, em@gashevskiy.ru

Рассмотрена проблема обеспечения метанолом отдалённых нефтегазовых месторождений. Показано, что традиционная схема транспортировки сопряжена с высокими экологическими рисками, обусловленными возможными утечками и загрязнением окружающей среды. В качестве альтернативы предложено создание мобильных малотоннажных установок производства метанола на основе некаталитического парциального окисления метана в газогенераторе синтез-газа (ГСГ). Приведены результаты численного моделирования внутрикамерных процессов для производительности 5000 т метанола в год. Установлено, что оптимизация смесительной головки позволяет достичь полноты сгорания метана на уровне 99,2 % при отсутствии сажеобразования и минимальном остаточном содержании метана. На основе методологии оценки жизненного цикла (LCA) выполнен расчёт углеродного следа. Показано, что локальное производство метанола снижает удельные выбросы парниковых газов на 40–58 % по сравнению с централизованным производством и транспортировкой на расстояние от 2000–5000 км. Представлены результаты технико-экономической оценки для производительностей 2500–10000 т/год, включая показатели CAPEX, OPEX, себестоимости, IRR, NPV и срока окупаемости. Выполнен системный анализ экологических и технологических рисков внедрения ГСГ-установок, включая пожаро- и взрывоопасность, с обоснованием мер их минимизации. Сделан вывод о том, что внедрение ГСГ-установок существенно снижает экологическую нагрузку на труднодоступных территориях за счёт исключения дальних перевозок опасного груза и уменьшения эмиссии парниковых газов.

Ключевые слова: синтез-газ, метанол, малотоннажное производство, газогенератор, парциальное окисление, экологические риски, численное моделирование, выбросы, попутный нефтяной газ, углеродный след, масштабирование.

Environmental and economic efficiency of small-scale methanol production based on syngas generators

©2026. A. M. Kuzmin^{1,2}, ORCID: 0000-0003-0153-5683, E. M. Gashevskiy³, ORCID: 0000-0003-3919-954X^{*}

¹National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenina Ave., Tomsk, Russia, 634050, ²LLC "HTR",

76, lit. R, premises 8n, Obukhovskoy Oborony Ave., Saint Petersburg, Russia, 192029,

³Baltic State Technical University "VOENMEH" named after D. F. Ustinov, 1, 1-ya Krasnoarmeyskaya St., Saint Petersburg, Russia, 190005, e-mail: kuzmin.lex@gmail.com, i@kuzminam.ru, em@gashevskiy.ru

The paper addresses the problem of methanol supply to remote oil and gas fields. It is shown that the traditional transportation scheme involves high environmental risks due to potential spills and pollution. As an alternative, the development of mobile small-scale methanol production units based on non-catalytic partial oxidation of methane in a syngas generator (SGG) is proposed. The results of numerical simulation of in-chamber processes for methanol capacity

of 5000 t/year are presented. It is established that optimization of the mixing head allows achieving methane combustion efficiency of 99.2 % without soot formation and with minimal residual methane. Based on life cycle assessment (LCA) methodology, the carbon footprint was calculated. It is shown that on-site methanol production reduces specific green house gas emissions by 40–58 % compared with centralized production and transportation over a distance of 2000–5000 km. The results of a techno-economic assessment for capacities of 2500–10000 t/year are presented, including CAPEX, OPEX, production cost, IRR, NPV and payback period. A systematic analysis of environmental and technological risks of SGG implementation, including fire and explosion hazards, with justification of mitigation measures, has been performed. It is concluded that the implementation of SGG-based units significantly reduces the environmental pressure in remote areas by eliminating long-distance hazardous cargo transportation and decreasing green house gas emissions.

Keywords: syngas, methanol, small-scale production, gas generator, partial oxidation, environmental risks, numerical simulation, emissions, associated petroleum gas, carbon footprint, scaling.

Метанол – один из наиболее востребованных химических продуктов; широко применяется как сырьё для производства формальдегида, уксусной кислоты, метил-трет-бутилового эфира, а также в качестве растворителя и противогидратной добавки при добыче углеводородов [1, 2]. На отдалённых нефтяных и газовых месторождениях, особенно в районах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, ежегодная потребность в метаноле достигает 10–20 тыс. т. Покрытие этой потребности традиционно осуществляется двумя способами: централизованная доставка готового продукта с крупных заводов либо организация производства непосредственно на месте.

Первый способ, несмотря на кажущуюся простоту, связан с серьёзными экологическими издержками. Транспортировка метанола, особенно в условиях сурового климата и слаборазвитой инфраструктуры, увеличивает вероятность аварийных разливов, утечек и загрязнения почвы и водоёмов [3]. Кроме того, дальние перевозки повышают стоимость конечного продукта в 2–5 раз и сопровождаются значительными энергозатратами. Второй способ – локальное производство – в последние годы привлекает всё больше внимания, поскольку позволяет исключить транспортные риски и гибко реагировать на изменение спроса.

Однако существующие технологии получения метанола, основанные на паровом риформинге метана (SMR), являются крупнотоннажными (от 1 млн т/год и выше) и не поддаются масштабированию вниз без потери экономической эффективности [4]. Альтернативой служит процесс некаталитического парциального окисления (ПОХ) природного газа с получением синтез-газа (смеси CO и H₂) с последующим каталитическим синтезом метанола. Ранее авторами было показано [5], что использование газогенераторов, спроектированных по принципу камер жидкостных ракетных двигателей, позволяет достигать давления синтез-газа до 8 МПа и полностью

отказаться от кислородных станций, применяя в качестве окислителя атмосферный воздух. Такой подход даёт возможность создавать компактные модульные установки производительностью от 1000 до 10000 т в год [5].

Оценки глобального климатического эффекта метана неоднозначны. Согласно альтернативным расчётам, вклад CH₄ в общий парниковый эффект составляет лишь около 0,81 %, и даже полное прекращение всех антропогенных выбросов метана привело бы к снижению глобальной температуры менее чем на 0,04 °C [6]. Поэтому при обсуждении утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) акцент должен смещаться с глобального потепления на локальные экологические выгоды: предотвращение загрязнения воздуха сажей, снижение рисков разливов опасных грузов и сокращение потребности в катализаторах.

Цель исследования состоит в проведении количественного анализа экологической эффективности малотоннажного производства метанола на базе газогенератора синтез-газа по сравнению с традиционной схемой транспортировки для диапазона производительностей 2500–10000 т/год, включая расчёт углеродного следа, энергетического КПД и предотвращённых выбросов при утилизации ПНГ, а также технико-экономических показателей (CAPEX, OPEX, себестоимость, IRR, NPV, срок окупаемости) на основе численного моделирования внутрикамерных процессов и ранее опубликованных данных по экономической оценке.

Объекты и методы исследования

Объектом исследования является газогенератор синтез-газа (ГСГ) – центральный узел мобильной установки производства метанола (рис. 1).

В работе рассмотрены производительности 2500, 5000, 7500 и 10000 т/год. Газогенератор синтез-газа включает четыре основных узла: смесительную головку, камеру сгорания, узел

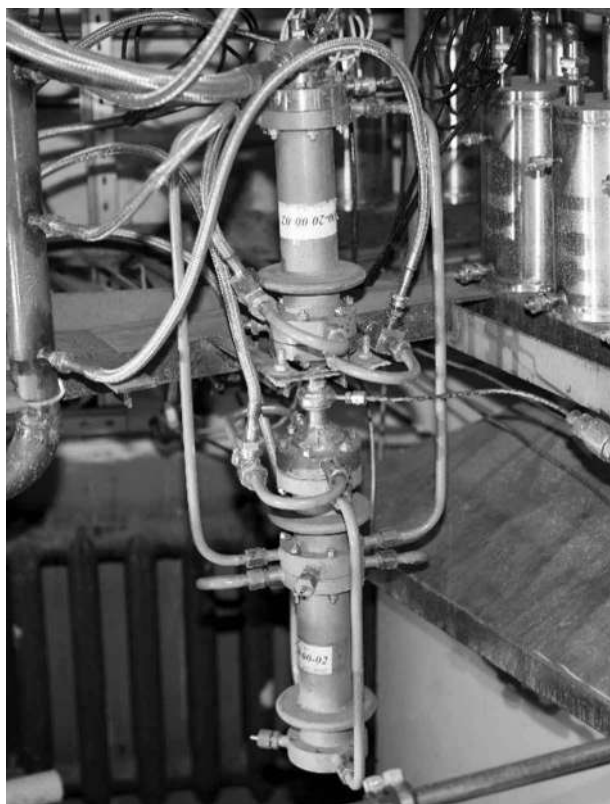
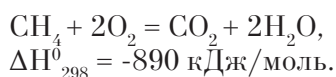
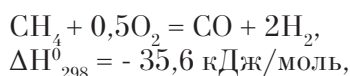


Рис. 1. Газогенератор синтез-газа (производительность 150 нм³/час)
Fig. 1. Syngas generator (capacity 150 nm³/h)

впрыска воды и испарительную камеру. Принцип работы основан на некаталитическом парциальном окислении метана воздухом по суммарным реакциям:



В качестве горючего используется природный газ (в составе 95 % CH₄, остальное – C₂H₆, C₃H₈, N₂, CO₂), в качестве окислителя – атмосферный воздух. Для регулирования температуры и состава синтез-газа в испарительную камеру подаётся вода.

Как было отмечено в работе [5], оптимизация состава синтез-газа по модулю $M = (\text{H}_2 - \text{CO}_2) / (\text{CO} + \text{CO}_2)$ в диапазоне 2,0–2,3 позволяет повысить выход метанола на 8–12 %, а предложенная схема энергетической интеграции с турбогенератором увеличивает общий КПД комплекса до 68 %. В настоящей работе для базового режима (5000 т/год метанола) приняты следующие расходные параметры: расход метана

0,20 кг/с, расход воздуха 1,159 кг/с, расход воды в узел впрыска 0,19 кг/с. Давление в камере сгорания 6 МПа, температура на выходе из камеры – около 1200 °С. Для других производительностей расходы масштабируются линейно.

На основании численных исследований выбрана оптимальная конфигурация смесительной головки: центробежная форсунка для окислителя с шестью тангенциальными входами ($D_{\text{вх}} = 37,2$ мм, $d_{\text{вх}} = 6,6$ мм) и шесть струйных форсунок для горючего ($d_c = 2,9$ мм), расположенных по окружности и направленных под углом 45° к оси внутрь полости окислителя. Геометрические параметры камеры сгорания масштабируются согласно критерию подобия: $L_{\text{кв}} = 3,33 \cdot D_{\text{кв}}$, $D_{\text{кв}}$ пропорционален корню квадратному из расхода.

Для определения состава продуктов и полноты сгорания проведено численное моделирование в программном комплексе ANSYS Fluent с использованием стандартной $k-\epsilon$ модели турбулентности [7] и модели распада вихря (EDM) для турбулентного горения [8, 9]. Для моделирования турбулентного горения выбрана модель EDM, поскольку при высоких температурах (>1200 °С) скорость химических реакций лимитируется турбулентным смешением, а не собственно кинетикой. Это допущение подтверждено валидацией модели [10]. Использование более детальной модели EDC (Eddy Dissipation Concept) с подробными механизмами (например, GRI 3.0, содержащим более 300 реакций) потребовало бы значительно больших вычислительных затрат, особенно при проведении многовариантных параметрических исследований. Для целей данной работы такое усложнение модели является нецелесообразным. Таким образом, использование EDM представляет собой оправданный компромисс между точностью и вычислительной эффективностью, позволяющий получить надёжные результаты для расчёта КПД и оценки выбросов при решении прикладной инженерной задачи. Моделирование выполнено для стационарного режима при заданных выше расходных и температурных параметрах. Результаты моделирования (поля температур, концентраций) использованы для расчёта энергетического КПД и оценки выбросов. Валидация принятой физико-математической модели проведена в работе [10], где показано удовлетворительное согласование расчётных и экспериментальных данных по составу продуктов парциального окисления метана.

Методика оценки экологических показателей. Для количественной оценки экологической эффективности использован комплекс взаимодополняющих методик: оценка углеродного следа по методологии Life Cycle Assessment (LCA), расчёт глобального потенциала потепления (GWP) по методике IPCC и определение энергетического КПД установки.

Выбор LCA в постановке «cradle-to-gate» обусловлен тем, что стадии использования и утилизации метанола являются общими для обоих сравниваемых сценариев и не влияют на сравнительную оценку. В российской практике расчёты углеродного следа регулируются Приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объёмов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов». Как показано в обзоре [11], методика, утверждённая Приказом № 371, оперирует категориями Score 1–3, аналогичными GHG Protocol, что обеспечивает совместимость нашей оценки с международными стандартами (ISO 14064, ISO 14067). В работе использован 100-летний горизонт GWP_{100} как наиболее распространённый в нормативной практике.

Энергетический КПД определён по нижней теплоте сгорания (LHV), что является стандартом для газовых и нефтехимических процессов и точнее отражает полезно используемую энергию, поскольку теплота конденсации водяного пара не утилизируется. Значение КПД процесса парциального окисления (78 %) рассчитано как отношение энтальпии продуктов (синтез-газа) к энтальпии исходных компонентов (метан + воздух). Это значение достигается за счёт: 1) экзотермичности реакций парциального окисления (не требуется внешний подогрев, в отличие от SMR); 2) рекуперации тепла отходящих газов для подогрева исходных компонентов; 3) энергетической интеграции с турбогенератором (общий КПД комплекса до 68 %). Это на 12–15 процентных пунктов выше типичного КПД парового риформинга (63–66 %) [12], где основная потеря энергии связана с необходимостью внешнего подогрева реактора и более высоким расходом топлива.

Обоснование диапазонов значений коэффициентов выбросов. Диапазоны значений коэффициентов выброса для сценариев SMR и POX определены на основе анализа литературных данных и отражают естественную вариабельность технологических параметров: для SMR (0,68–1,08 т CO_2 -экв/т метанола): диапазон определён по данным работы [12],

где проведено сравнение климатического воздействия различных процессов производства метанола в Европе. Нижняя граница соответствует высокоэффективным установкам с полной рекуперацией тепла, верхняя – для установок с более низкой эффективностью и использованием электроэнергии из угольных источников. Для POX (0,35–0,45 т CO_2 -экв/т метанола): диапазон определён на основе систематического обзора [13], где показано, что некаталитическое парциальное окисление обеспечивает низкие выбросы благодаря экзотермичности процесса. Дополнительно, в работе [14] для аналогичных систем получены значения около 0,4 т CO_2 -экв/т, что подтверждает указанный интервал. Транспортная составляющая (0,156 т CO_2 /т метанола на 2000 км): рассчитана как средневзвешенное для смешанной транспортировки (70 % железнодорожный транспорт, 30 % – автомобильный) с коэффициентами $\epsilon_{жд} = 0,06$ и $\epsilon_{авто} = 0,12$ кг CO_2 /(т·км), взятыми из работы [15].

Расчётные формулы. Интегральный показатель углеродного следа CF (кг CO_2 -экв/т метанола) рассчитывается по формуле:

$$CF = \sum_{i=1}^n (EF_i \cdot M_i) + CF_{транспорт} \quad (1)$$

где EF_i – коэффициент выбросов для i -го источника (кг CO_2 -экв/ед. активности); M_i – количество i -го ресурса или объём i -го процесса; $CF_{транспорт}$ – выбросы, связанные с транспортировкой.

Транспортная составляющая:

$$CF_{транспорт} = L \cdot \epsilon_{сред}, \quad (2)$$

где $L = 2000$ км (расстояние транспортировки); $\epsilon_{сред} = 0,078$ кг CO_2 /(т·км).

Эмиссия CO_2 -эквивалента от остаточного метана оценивается как:

$$E_{CH_4, CO_2-экв} = \dot{m}_{CH_4} \cdot GWP_{100} \quad (3)$$

где $GWP_{100} = 29,8$ кг CO_2 -экв/кг CH_4 согласно IPCCAR6 [16].

Методика технико-экономической оценки. Для оценки экономической эффективности установок использован метод дисконтированных денежных потоков [20, 21], позволяющий рассчитать доходность вложений в проект с учётом затрат, выручки от реализации продукции, рыночной ставки доходности и инфляции. В модели учтены: прогнозная цена на метанол, влияние экологического законодательства (включая штрафы за сжигание ПНГ),

инженерные изыскания и проектирование, поставка аппаратов комплекса производства синтез-газа, доставка и пуско-наладка оборудования. Основными расчётными показателями проекта являются: внутренняя норма доходности (IRR), дисконтированный срок окупаемости (DPP), индекс прибыльности (PI), чистая приведённая стоимость (NPV). Валюта расчёта – доллар США (USD). Расчёты выполнены на основе общепринятых принципов экономической оценки инвестиционных проектов [20, 21].

Результаты и обсуждение

Экологические риски транспортировки метанола. Метанол относится к классу опасных грузов (класс 3 – легковоспламеняющиеся жидкости, ЛВЖ). При перевозке железнодорожными цистернами или автоцистернами на дальние расстояния (2000–5000 км) возможны аварии с разливом, возгоранием и загрязнением окружающей среды. Согласно данным Федеральной службы по надзору в сфере транспорта (Ространснадзор), в 2024 г. на сети железных дорог РФ зафиксировано 59 происшествий при перевозке опасных грузов; причины – течь из сливного прибора (46 случаев), дефект котла (7), задымление груза (2), прочие причины (4). В Сибирском федеральном округе этот показатель составил 84 происшествия (течь из сливного прибора – 55, дефект котла – 11, через аппаратуру котла – 1, прочие – 17). За три квартала 2024 г. на полигонах Октябрьской и Северной железных дорог допущено 33 события, связанных с нарушением правил безопасности при перевозке опасных грузов (в 2023 г. – 21). Для отдалённых месторождений, где дороги часто грунтовые, а климатические условия экстремальны, риски возрастают.

Экономические потери от аварий с разливом метанола могут составлять от нескольких миллионов до десятков миллионов рублей. Так, при разливе 13 т метанола в Ямало-Ненецком автономном округе ущерб окружающей среде был оценён в 1,257 млн руб., а на компанию была возложена обязанность по проведению полной рекультивации загрязнённого участка площадью 873 м². Экологический ущерб (восстановление почв, очистка воды) может многократно превышать прямые потери, особенно в условиях отдалённых и труднодоступных районов, где проведение рекультивационных работ осложнено. Метанол токсичен для человека

и водных организмов: Высокая токсичность метанола и его способность накапливаться в организме обуславливают необходимость тщательного контроля, как при транспортировке, так и при производстве. Как показано в работе [17], нефтесодержащие отходы на территории месторождений создают комплексное загрязнение почв, поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, поэтому внедрение любых новых производств должно сопровождаться организацией многокомпонентного мониторинга, включающего не только контроль выбросов самой установки, но и оценку состояния прилегающих экосистем методами биотестирования и химического анализа. Особенно остро экологические риски стоят при транспортировке вблизи особо охраняемых природных территорий, рыбохозяйственных объектов или в хрупких северных экосистемах.

При сопоставлении двух альтернатив, транспортировки метанола на дальние расстояния и его производства непосредственно на месторождении, локальное производство позволяет существенно снизить экологические риски, связанные с транспортными авариями и разливами. Однако при этом необходимо учитывать, что само производство метанола требует строгого соблюдения природоохранных требований, включая организацию многокомпонентного мониторинга [17], контроль выбросов и утилизацию отходов. С учётом этих мер локальное производство представляет собой экологически более безопасную альтернативу по сравнению с транспортировкой на расстояние 2000–5000 км.

Оценка экологических и технологических рисков при внедрении ГСГ-установок. Внедрение ГСГ-установок, как и любого промышленного объекта, сопряжено с определёнными рисками, которые были систематизированы по трём категориям.

Экологические риски связаны с возможными аварийными выбросами в атмосферу, разливами жидких продуктов (метанол, вода) и загрязнением почв. В предлагаемой схеме эти риски минимизируются за счёт: полного исключения транспортировки метанола как опасного груза класса 3 – основного источника экологических аварий в традиционной схеме; герметичности всех технологических коммуникаций, выполненных по классу взрывозащиты; наличия систем аварийного сброса и локализации разливов.

Технологические риски включают отказы оборудования (форсунок, насосов, арматуры), нарушение режимов работы (отклонение

температуры, давления, соотношения компонентов) и образование сажи. Для их минимизации: смесительная головка спроектирована с обеспечением устойчивого вихревого течения, предотвращающего образование застойных зон и локальных обеднённых участков, что подтверждено численным моделированием (отсутствие сажеобразования); все критичные параметры контролируются автоматической системой управления в реальном времени; предусмотрено резервирование ключевых узлов. Пожаро- и взрывоопасность – ключевой риск при работе с углеводородными газами и кислородом/воздухом под давлением. Малотоннажный комплекс метанола и все обеспечивающие системы выполнены в пожаровзрывобезопасном исполнении. Ключевая особенность – быстрое, менее 30 с, аварийное отключение системы за счёт работы быстродействующих отсечных клапанов и автоматической системы защиты. Время выхода на режим или полной остановки процесса не превышает десятков секунд, что кардинально снижает риски развития аварийной ситуации. Все узлы, работающие под давлением, снабжены предохранительными клапанами и системами сброса давления. Кроме того, использование воздуха вместо чистого кислорода в качестве окислителя существенно снижает пожаро- и взрывоопасность по сравнению с альтернативными схемами, применяющими кислородное дутьё.

Риски загрязнения почв и водоёмов при длительной эксплуатации: модульная конструкция установки на раме исключает необходимость в капитальных сооружениях (фундаменты, заглублённые коммуникации). После отработки запасов оборудование может быть демонтировано в течение нескольких недель без нанесения долговременного ущерба окружающей среде. В соответствии с рекомендациями [17], для площадок размещения малотоннажных производств разрабатывается программа комплексного экологического мониторинга, включающая контроль состояния почв, водных объектов и атмосферного воздуха на всех этапах жизненного цикла установки.

Определение состава продуктов и полноты сгорания газогенератора. Результаты численного моделирования представлены на рисунках 2 и 3. Зона максимальных температур ($\approx 2000^\circ\text{C}$) локализована вблизи смесительной головки. К выходу из камеры температура выравнивается до $\sim 1210^\circ\text{C}$, что согласуется с данными термодинамических расчётов. Отсутствуют локальные перегревы стенок

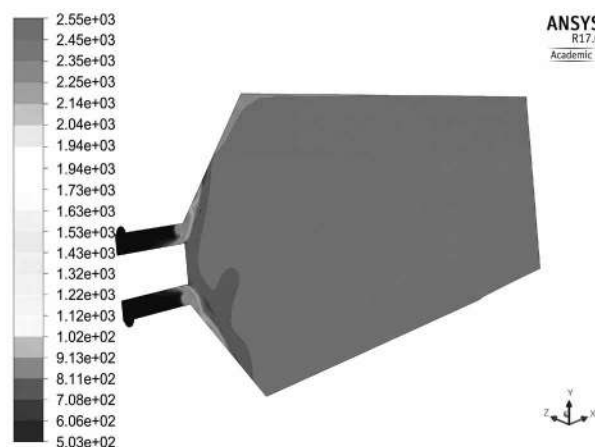


Рис. 2. Распределение температуры по сечению камеры сгорания газогенератора

Fig. 2. Temperature distribution across the combustion chamber cross-section of the gas generator

(максимум 1820°C), что снижает тепловое напряжение и продлевает ресурс оборудования.

Метан практически полностью выгорает на длине ≈ 30 мм от входа в камеру сгорания (рис. 3). Полнота сгорания достигает 99,2 %, массовая доля CO на выходе – 17,7 % (в пересчёте на сухой газ), содержание CO_2 – 3,2 %. По результатам численного моделирования, сажеобразование не обнаружено (концентрация твёрдых частиц углерода во всех расчётных областях находится ниже предела обнаружения модели, составляющего 10^{-6} по массовой доле), что подтверждает корректность выбранной конструкции смесительной головки, предотвращающей образование застойных зон и локальных обеднённых участков.

Отсутствие сажеобразования согласуется с результатами работы [19] и позволяет исключить эмиссию чёрного углерода – одного из наиболее опасных короткоживущих климатических загрязнителей [16]. Также в дальнейшем эти результаты были подтверждены на практике при проведении экспериментальных исследований на стендах и при отработке технологии на опытно-демонстрационной установке.

В таблице 1 приведён состав синтез-газа на выходе из ГСГ после испарительной камеры. Отношение $\text{H}_2/\text{CO} = 1,70$, что после корректировки в испарительной камере повышается до 1,81 и соответствует оптимальному для синтеза метанола диапазону 1,8–2,1. Состав не зависит от производительности, поскольку масштабирование сохраняет гидродинамическое подобие.

Регулирование состава синтез-газа и материальный баланс. Механизм регулирования состава синтез-газа: основным интегральным

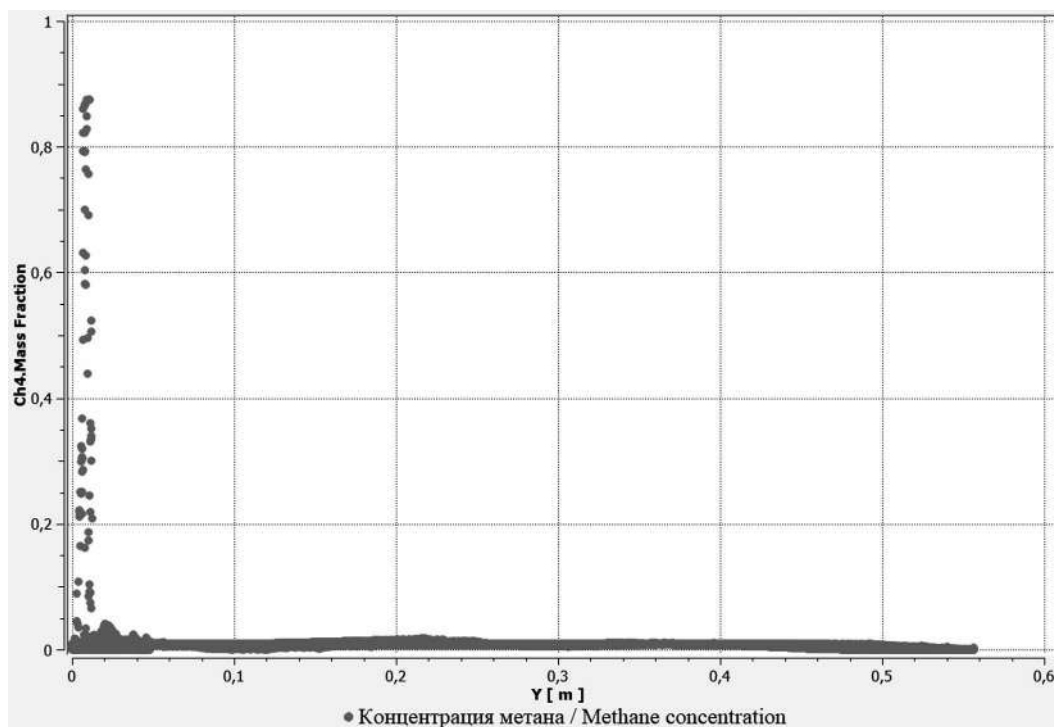


Рис. 3. Концентрация метана по длине камеры сгорания
Fig. 3. Methane concentration along the length of the combustion chamber

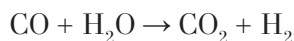
Таблица 1 / Table 1

Состав синтез-газа на выходе из ГСГ / Synthesis gas composition at the gas generator outlet

Компонент / Component	Мольная доля / Molar fraction	Массовая доля / Mass fraction
N ₂	0,4848	0,6466
H ₂	0,2424	0,0233
CO	0,1426	0,1902
H ₂ O	0,1071	0,0918
CO ₂	0,0228	0,0479
CH ₄	0,0002	0,0002

показателем качества синтез-газа при синтезе метанола является стехиометрическое соотношение компонентов – так называемый модуль синтез-газа: $M = (H_2 - CO_2) / (CO + CO_2)$. Оптимальное значение модуля лежит в диапазоне 2,0–2,3 [18, 22, 23]. Одновременно должны выполняться и другие важные условия: отношение H_2/CO должно быть больше 2,1, а концентрация CO_2 – не менее 0,5 % об. [22].

Регулирование состава синтез-газа до целевых значений осуществляется за счёт изменения расхода воды, впрыскиваемой в испарительную камеру. Вода испаряется и вступает в реакцию паровой конверсии CO :



Эта реакция позволяет увеличить содержание водорода и скорректировать модуль

синтез-газа до целевого диапазона 2,0–2,3. Для базового режима (5000 т/год метанола) материальный баланс имеет следующие параметры (табл. 2).

При указанных расходах достигается модуль $M = 2,1$, что соответствует оптимальному для синтеза метанола диапазону. Отклонение модуля от оптимальных значений (в частности, выход за пределы диапазона 2,0–2,3) приводит к снижению выхода метанола, как показано в работе [23].

Оценка углеродного следа и масштабирование. На основании полученных данных проведена количественная оценка углеродного следа (табл. 3). Удельные выбросы не зависят от масштаба, поэтому абсолютные выбросы масштабируются линейно.

Таким образом, снижение углеродного следа при переходе на ГСГ составляет 40–58 %

Таблица 2 / Table2

Материальный баланс базового режима (5000 т метанола/год)
Material balance of the base line mode (methanol 5000 t/year)

Поток Stream	Расход, кг/с Flow rate, kg/s	Компоненты Components
Метан (горючее) / Methane (fuel)	0,20	CH ₄ – 95 %, C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , N ₂ , CO ₂ – 5 %
Воздух (окислитель) / Air (oxidizer)	1,159	O ₂ – 23,2 %, N ₂ – 76,8 %
Вода (впрыск) / Water (injection)	0,19	H ₂ O
Синтез-газ на выходе / Syngas outlet	1,549	см. табл. 1 / see table 1 for composition

Таблица 3 / Table 3

Удельный углеродный след, т CO₂-экв/т метанола (для всех производительностей)
Specific carbon footprint, t CO₂-eq/t of methanol (for all production rates)

Сценарий / Scenario	Scope 1	Scope 2	Scope 3	Транспорт Transport	Итого Total
SMR(базовый) / SMR (baseline)	0,45–0,65	0,15–0,25	0,08–0,18	–	0,68–1,08
SMR + транспорт (2000 км, смешанный) SMR + transport (2000 km, mixed)	0,45–0,65	0,15–0,25	0,08–0,18	0,156	0,84–1,24
POX(ГЦГ) / POX (SGG)	0,20–0,25	0,08–0,12	0,07–0,08	0	0,35–0,45

Примечание: сценарий SMR (базовый) не учитывает транспортную составляющую, поскольку рассматривается только производство метанола без доставки к месту потребления.
Note: the SMR (baseline) scenario does not include the transport component, as it considers methanol production only, without delivery to the point of consumption.

Таблица 4 / Table 4

Абсолютные выбросы парниковых газов для разных производительностей
с указанием диапазонов снижения при переходе на ГЦГ / Absolute green house gas emissions
for different production capacities with the reduction ranges indicated for the transition to the SGG

Производи- тельность, т/год Capacity, t/year	SMR + транспорт (0,84– 1,24 т/т) / SMR + transport (0.84–1.24 t/t)	POX (ГЦГ) (0,35–0,45 т/т) POX (SGG) (0.35–0.45 t/t)	Снижение / Reduction	
			т/год t/year	%
2500	2100–3100	875–1125	1225–1975	40–58
5000	4200–6200	1750–2250	2450–3950	40–58
7500	6300–9300	2625–3375	3675–5925	40–58
10000	8400–12400	3500–4500	4900–7900	40–58

для всех производительностей. Для установки 10000 т/год экономия достигает 4900–7900 т CO₂-экв/год, что эквивалентно выбросам ~800–1300 легковых автомобилей в год.

Эти результаты согласуются с выводами [14], где показано, что использование альтернативных методов производства метанола позволяет существенно снизить парниковые выбросы по сравнению с традиционным производством из природного газа, главным образом за счёт предотвращённых выбросов при переработке отходов. В работе [14] также показано, что комбинирование сухого риформинга и парциального окисления метана позволяет достичь снижения выбросов CO₂.

Предотвращённые выбросы от утилизации ПНГ. Для производства метанола используется ПНГ, который в противном случае сжигается на факелах. При сжигании 1 м³ ПНГ (содержание CH₄ ~85 %) образуется около

1,85 кг CO₂ [15]. Расход ПНГ пропорционален производительности (табл. 5).

Технико-экономическая оценка малотоннажных установок. На основе ранее опубликованных данных [20, 21] выполнена оценка для установок производительностью 5000, 10000 и 20000 т/год (табл. 6). Удельные инвестиционные затраты составляют 691–792 USD/т годовой производительности; себестоимость метанола оценивается в диапазоне 220–320 USD/т. Основной вклад в конкурентоспособность вносит исключение логистических издержек, которые, по оценкам экспертов [21], увеличивают стоимость завозного метанола на 150–200 % по сравнению с ценой на условиях франко-склад производителя по состоянию на 2024 г. Таким образом, локальное производство остаётся экономически предпочтительным по сравнению с транспортировкой готового продукта на расстояние 2000–5000 км.

Таблица 5 / Table 5

Предотвращённые выбросы от утилизации ПНГ
Avoided emissions from the utilization of associated petroleum gas (APG)

Производительность метанола, т/год Methanol production capacity, t/year	Потребление ПНГ, млн. м³/год APG consumption, million m³/year	Предотвращённые выбросы, тыс. т CO ₂ /год Avoided emissions, ·10³ t CO ₂ /year
2500	2,25	4,2
5000	4,50	8,3
7500	6,75	12,5
10000	9,00	16,7

Таблица 6 / Table 6

Сравнительная оценка экологических показателей для различных производительностей
Comparative assessment of environmental indicators for different production rates

Показатель / Indicator	Производительность, т/год / Capacity, t/year			
	2500	5000	7500	10000
Углеродный след (удельный), т CO ₂ -экв/т / Carbon footprint (specific), t CO ₂ -eq/t				
SMR + транспорт SMR + transport	0,84–1,24	0,84–1,24	0,84–1,24	0,84–1,24
POX (ГСГ) / POX (SGG)	0,35–0,45	0,35–0,45	0,35–0,45	0,35–0,45
Углеродный след (абсолютный), т CO ₂ -экв/год / Carbon footprint (absolute), t CO ₂ -eq/year				
SMR + транспорт SMR + transport.	2100–3100	4200–6200	6300–9300	8400–12400
POX (ГСГ) / POX (SGG)	875–1125	1750–2250	2625–3375	3500–4500
Предотвращённые выбросы от утилизации ПНГ, тыс. т CO ₂ /год Avoided emissions from APG utilization, thousand t CO ₂ /year	4,2	8,3	12,5	16,7
Энергетический КПД, % / Energy efficiency, %				
SMR	63–66	63–66	63–66	63–66
POX (ГСГ) / POX (SGG)	78	78	78	78
Время запуска / остановка SMR POX / Start-up/shutdown time	часы / 30 с hours / 30 s	часы / 30 с hours / 30 s	часы / 30 с hours / 30 s	часы / 30 с hours / 30 s
Удельные инвестиции (CAPEX), USD/т Specific investments, USD/t	~800	~792	~740	~700
Себестоимость продукта (средняя), USD/т / Product cost (average), USD/t	280–320	260–300	240–280	220–260

Сопоставление результатов с технологией парового риформинга выявляет несколько существенных экологических преимуществ парциального окисления: отсутствие внешнего подогрева снижает косвенные выбросы, высокое давление (6 МПа) исключает энергоёмкое компримирование синтез-газа, а модульная архитектура позволяет избежать долговременного загрязнения почвы после выработки месторождения.

Обсуждение неопределённостей. Основной вклад в разброс значений вносит вариабельность эмиссионных коэффициентов, обусловленная региональными особенностями структуры энергоснабжения и конкретными технологическими решениями. Для парового

риформинга ключевыми факторами изменчивости служат эффективность теплообменного оборудования, тип используемого топлива для нагрева реактора и доля угольной или возобновляемой генерации в местной энергосистеме. Для парциального окисления, в условиях принятого допущения о постоянстве состава исходного газа, основной вклад в неопределённость вносят вариации коэффициентов выбросов для Scope 2 (электроэнергия) и эффективность утилизации тепла.

В реальных условиях ПНГ требует предварительной подготовки – осушки, очистки от сернистых соединений и, при необходимости, фракционирования для разделения на лёгкие (C₁–C₂) и тяжёлые (C₃⁺) фракции. Вопросы

комплексной переработки ПНГ, включая вовлечение тяжёлых углеводородов в получение ароматических углеводородов и компонентов моторных топлив, рассматриваются в работах [24, 25]. Неопределённости, связанные с составом реального ПНГ (содержание тяжёлых углеводородов, сернистых соединений и влаги) и режимами его подготовки, требуют отдельного исследования и не учитывались в настоящей работе. Тем не менее, даже при учёте этих факторов, полученное снижение углеродного следа не опускается ниже 40 % во всём исследованном диапазоне производительностей, что свидетельствует о безусловной экологической целесообразности рассматриваемого подхода.

Перспективным направлением развития технологии является переход к производству «голубого» метанола – с дополнительным улавливанием и утилизацией CO_2 , что позволит ещё более значительно сократить углеродный след. Следует подчеркнуть, что экологическая ценность предложенной технологии не ограничивается каким-либо одним аспектом, а проявляется на двух уровнях. На глобальном уровне предлагаемая технология обеспечивает снижение удельных выбросов парниковых газов на 40–58 % по сравнению с традиционной схемой централизованного производства метанола и его транспортиров-

ки на расстояние 2000–5000 км. Основной вклад в это снижение вносят исключение транспортной составляющей, более высокий энергетический КПД процесса парциального окисления (78 % против 63–66 % у парового риформинга) и утилизация ПНГ, который в противном случае сжигается на факелах. На локальном уровне достигается существенное улучшение качества окружающей среды в районах нефтегазодобычи: ликвидируется факельное сжигание ПНГ с выбросами сажи, оксидов азота и серы; исключаются риски транспортных аварий с разливами метанола; сокращается объём образования твёрдых отходов благодаря использованию некаталитического процесса на стадии получения синтез-газа (катализаторы применяются только на последующей стадии каталитического синтеза метанола из CO и H_2 , однако их общий расход и объём утилизируемых отходов ниже, чем в традиционной схеме парового риформинга, где катализатор используется также на стадии конверсии). Таким образом, рассматриваемая технология представляет собой комплексное решение, сочетающее вклад в смягчение антропогенного воздействия на климат с непосредственным улучшением экологической обстановки в регионах добычи углеводородов.

Разработанная технология ГСГ (рис. 4) может служить основой для создания распре-

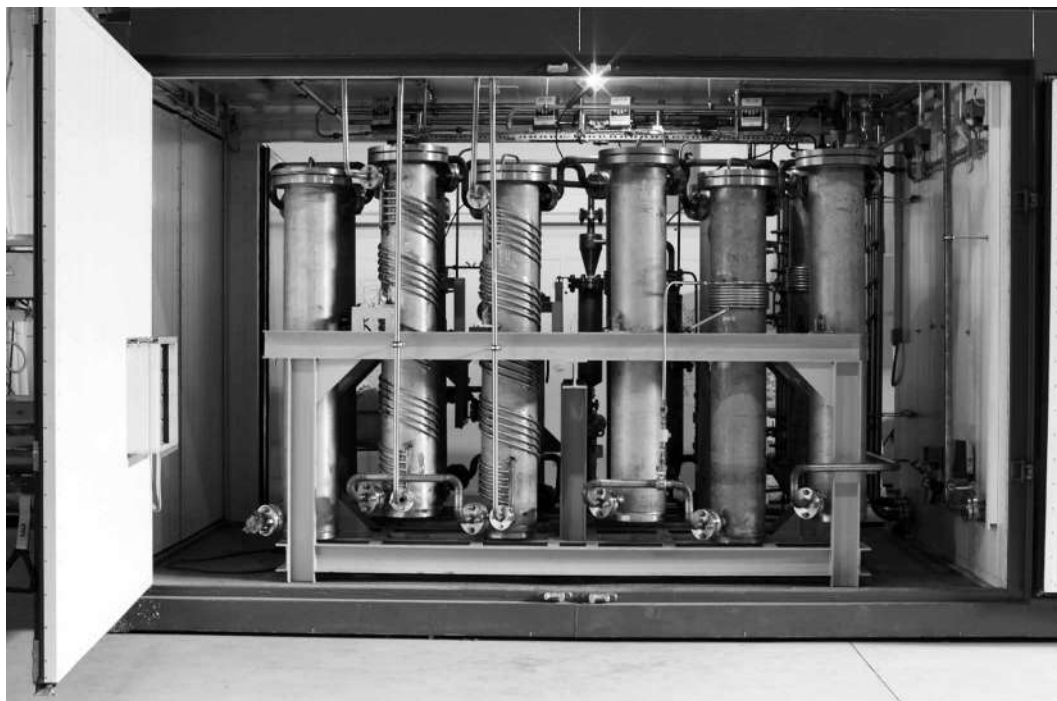


Рис. 4. Блок генерации и подготовки синтез-газа 300 $\text{nm}^3/\text{час}$ заданного состава (ОДУ-300) / **Fig. 4.** Synthesis gas generation and conditioning unit (SGU-300) with a capacity of 300 nm^3/h of specified composition

делённых производств «голубого» метанола с низким углеродным следом, что особенно актуально в контексте перехода к низкоуглеродной экономике и утилизации ПНГ.

Ранее аналогичный подход был предложен авторами для производства «голубого» водорода на базе того же типа газогенераторов синтез-газа; настоящая работа расширяет этот подход на метанол, который является более удобным для хранения и транспортировки жидким энергоносителем.

Заключение

Выполненное исследование подтверждает высокую экологическую эффективность малотоннажного производства метанола с использованием газогенератора на основе некаталитического парциального окисления метана. Установлено, что замена традиционной схемы централизованного производства с транспортировкой на локальное производство позволяет достичь полноты сгорания метана 99,2 % при содержании остаточного CH_4 в продуктах не более 0,02 мол. %, что практически исключает эмиссию несгоревшего метана и сажи. Энергетический КПД ГСГ составляет 78 %, что на 12–15 процентных пунктов выше, чем у парового риформинга. Удельный углеродный след метанола, произведённого на ГСГ, составляет 0,35–0,45 т CO_2 -экв/т, что на 40–58 % ниже, чем при традиционной схеме с транспортировкой на расстояние 2000 км. Предотвращённые выбросы от утилизации ПНГ достигают 16,7 тыс. т CO_2 в год для установки производительностью 10000 т/год.

Вместе с тем, объективная оценка экологической эффективности требует учёта потенциальных рисков, связанных с эксплуатацией ГСГ-установок в удалённых и труднодоступных районах. Основные из них – пожароопасность процесса, обусловленная использованием метана и высокотемпературным режимом работы реактора (до 1200 °C), а также возможность аварийных ситуаций с выбросом опасных веществ. Ликвидация последствий таких аварий в условиях отсутствия развитой инфраструктуры и удалённости от специализированных подразделений МЧС значительно усложнена по сравнению с промышленно развитыми регионами. Поэтому при внедрении малотоннажных производств необходима разработка и реализация комплекса организационно-технических мероприятий, включающих системы автоматического контроля и противоаварийной защиты,

резервирование систем безопасности, а также создание локальных аварийно-спасательных формирований и планов ликвидации аварий, адаптированных к условиям конкретных месторождений. Как рекомендовано в работе [17], требуется организация многокомпонентного экологического мониторинга площадок размещения установок, включающего контроль состояния почв, водных объектов и атмосферного воздуха.

Предложенная технология представляет собой экологически и энергетически обоснованную альтернативу традиционной схеме транспортировки метанола, однако её внедрение должно сопровождаться системным подходом к управлению экологическими рисками. Результаты масштабирования подтверждают сохранение экологических преимуществ во всём рассмотренном диапазоне производительностей (2500–10000 т/год), что открывает перспективы для промышленного внедрения на малых и средних месторождениях при условии реализации необходимых мер по обеспечению промышленной и экологической безопасности.

Литература

1. Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. Технологии получения и применения метанола. Казань: Казан. ун-т, 2016. 167 с.
2. Арутюнов В.С., Голубева И.А., Елисеев О.Л., Жагфаров Ф.Г. Технология переработки углеводородных газов. М.: Юрайт, 2020. 723 с.
3. Арутюнов В.С. Окислительная конверсия природного газа. М.: Красанд, 2011. 590 с.
4. Magson J., Lee Chan T.G., Mohammed A., Ward K. Towards flexible large-scale, environmentally sustainable methanol and ammonia co-production using industrial symbiosis // RSC Sustainability. 2025. V. 3. No. 3. P. 1157–1169. doi: 10.1039/d4su00647j
5. Кузьмин А.М. Попутный нефтяной газ в метанол: экологические последствия факельного сжигания и перспективы низкоуглеродной энергетики (обзор) // Теоретическая и прикладная экология. 2026. № 2. С. 29–39. doi: 10.25750/1995-4301-2026-2-029-039
6. Кантор Г.Я., Сырчина Н.В. Альтернативная оценка вклада метана в парниковый эффект // Теоретическая и прикладная экология. 2023. № 3. С. 197–207. doi: 10.25750/1995-4301-2023-3-197-207
7. Launder B.E., Spalding D.B. The numerical computation of turbulent flows // Comput. Methods Appl. Mech. Eng. 1974. V. 3. No. 2. P. 269–289. doi: 10.1016/0045-7825(74)90029-2
8. Magnussen B.F., Hjertager B.H. On mathematical modeling of turbulent combustion with special emphasis on soot formation and combustion // Symp. Combust.

Proc. 1977. V. 16. No. 1. P. 719–729. doi:10.1016/S0082-0784(77)80366-4

9. Bouziane A., Alami A., Zaitri M., Bouchame B., Bouchetara M. Investigation of swirl stabilized CH₄ air flame with varied hydrogen content by using computational fluid dynamics (CFD) to study the temperature field and flame shape // Eng. Technol. Appl. Sci. Res. 2021. V. 11. No. 2. P. 6943–6948. doi: 10.48084/etasr.4034

10. Кузьмин А.М., Гашевский Е.М. Исследование термодинамических процессов парциального окисления в газогенераторе синтез-газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 1. С. 106–112. doi: 10.55557/2412-6497-2023-1-106-112

11. Кочуров Б.И., Глуховская М.Ю., Гарицкая М.Ю., Евстифеева Т.А. О методических подходах к определению углеродного следа // Теоретическая и прикладная экология. 2023. № 4. С. 216–224. doi: 10.25750/1995-4301-2023-4-216-224

12. Prifti K., Lechtenberg F., Manenti F., Espuña A., Graells M. Comparing the climate impact of methanol production in Europe: Steam methane reforming vs. Plastic waste gasification processes // Resour. Conserv. Recycl. 2024. V. 208. Article No. 107653. doi: 10.1016/j.resconrec.2024.107653

13. Makaryan I.A., Salgansky E.A., Arutyunov V.S., Sedov I.V. Non-catalytic partial oxidation of hydrocarbon gases to syngas and hydrogen: a systematic review // Energies. 2023. V. 16. No. 6. Article No. 2916. doi: 10.3390/en16062916

14. Masum F.H., Tan E.C.D., Kolodziej C.P., Hawkins T.R. Life cycle assessment of methanol from fossil, biomass, and waste sources, and its use as a marine fuel in dual-fuel engines // Environ. Sci. Technol. 2025. V. 59. No. 43. P. 23239–23250. doi: 10.1021/acs.est.5c08873

15. Al-Yafei H., Aseel S., AlNouss A., AlJarrah M., Abdussamie N., Al-Kuwari A., Kerret A., Ghafoor N.A., Winarno M.R., Al-Bader A., Al Tamimi T., Sabbah S. Driving Green: a comprehensive sustainability analysis of natural gas-to-methanol and methanol-to-gasoline supply chains // Sustainability. 2026. V. 18. No. 1. Article No. 527. doi: 10.3390/su18010527

16. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / Eds. V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, J.B.R. Matthews, S. Berger, M. Huang, O. Yelekçi, R. Yu, B. Zhou, E. Lonnay, T.K. Maycock, T. Waterfield, K. Leitzell, N. Caud. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021. 40 p.

17. Vasilyev A.V. Complex ecological monitoring of negative impact of oil-containing waste in areas of oilfields as an object of ecological risk // Theoretical and Applied Ecology. 2023. No. 4. P. 78–84. doi: 10.25750/1995-4301-2023-4-078-084

18. Загашвили Ю.В., Ефремов В.Н., Кузьмин А.М., Лицинер И.И. Комплекс получения синтез-газа для

малотоннажного производства метанола // НефтеГазо-Химия. 2017. № 1.С. 19–26.

19. Кузьмин А.М., Гашевский Е.М., Кузьмина Ю.В. Обоснование геометрических характеристик газогенератора синтез-газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3. С. 104–117.

20. Кузьмин А.М., Улманис А.А., Ценева С.Н., Буслаев Г.В., Морин А.А. Техничко-экономическая оценка технологии малотоннажного производства метанола при парциальном окислении природного газа воздухом // Нефтегазовое дело. 2022. № 1. С. 144–169. doi: 10.17122/ogbus-2022-1-144-169

21. Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов. М.: Олимп-Бизнес, 2016. 1008 с.

22. Загашвили Ю.В., Кузьмин А.М. Оптимизация состава синтез-газа для малотоннажного производства метанола // НефтеГазоХимия. 2018. № 3. С. 39–43. doi: 10.24411/2310-8266-2018-10303

23. Загашвили Ю.В., Кузьмин А.М. Влияние состава водородсодержащего газа на выход метанола // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 10. С. 187–195. doi: 10.18799/24131830/2020/10/2871

24. Lishchiner I.I., Malova O.V., Tarasov A.L. Conversion of associated petroleum gas into aromatic hydrocarbons // Catal. Ind. 2019. V. 11. No. 2. P. 138–146. doi: 10.1134/S2070050419020077

25. Лицинер И.И., Малова О.В., Толчинский Л.С. Модульные энерготехнологические установки Энергосинтоп // Газохимия: состояние и пути развития в XXI веке: труды Московского семинара по газохимии 2012–2013 гг. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. С. 140–160.

References

1. Kemalov R.A., Kemalov A.F. Technologies for methanol production and application. Kazan: Kazan University Publ., 2016. 167 p. (in Russian).

2. Arutyunov V.S., Golubeva I.A., Eliseev O.L., Zhagfarov F.G. Technology of hydrocarbon gas processing. Moskva: Yurayt Publ., 2020. 723 p. (in Russian).

3. Arutyunov V.S. Oxidative conversion of natural gas. Moskva: Krasand Publ., 2011. 590 p. (in Russian).

4. Magson J., Lee Chan T.G., Mohammed A., Ward K. Towards flexible large-scale, environmentally sustainable methanol and ammonia co production using industrial symbiosis // RSC Sustainability. 2025. V. 3. No. 3. P. 1157–1169. doi: 10.1039/d4su00647j

5. Kuzmin A.M. Associated petroleum gas processing into methanol: environmental impacts of flaring and prospects for low-carbon energy: a review // Theoretical and Applied Ecology. 2026. No. 2. P. 29–39 (in Russian). doi: 10.25750/1995-4301-2026-2-029-039

6. Kantor G.Ya., Syrchina N.V. Alternative assessment of methane's contribution to the greenhouse effect //

Theoretical and Applied Ecology. 2023. No. 3. P. 197–207 (in Russian). doi: 10.25750/1995-4301-2023-3-197-207

7. Launder B.E., Spalding D.B. The numerical computation of turbulent flows // *Comput. Methods Appl. Mech. Eng.* 1974. V. 3. No. 2. P. 269–289. doi: 10.1016/0045-7825(74)90029-2

8. Magnussen B.F., Hjertager B.H. On mathematical modeling of turbulent combustion with special emphasis on soot formation and combustion // *Symp. Combust. Proc.* 1977. V. 16. No. 1. P. 719–729. doi: 10.1016/S0082-0784(77)80366-4

9. Bouziane A., Alami A., Zaitri M., Bouchame B., Bouchetara M. Investigation of swirl stabilized CH₄ air flame with varied hydrogen content by using computational fluid dynamics (CFD) to study the temperature field and flame shape // *Eng. Technol. Appl. Sci. Res.* 2021. V. 11. No. 2. P. 6943–6948. doi: 10.48084/etasr.4034

10. Kuzmin A.M., Gashevskiy E.M. Investigation of thermodynamic processes of partial oxidation in a synthesis gas generator // *Scientific journal of Russian Gas Society.* 2023. No. 1. P. 106–112 (in Russian). doi: 10.55557/2412-6497-2023-1-106-112

11. Kochurov B.I., Glukhovskaya M.Yu., Garitskaya M.Yu., Evstifeeva T.A. On methodological approaches to determining the carbon footprint // *Theoretical and Applied Ecology.* 2023. No. 4. P. 216–224 (in Russian). doi: 10.25750/1995-4301-2023-4-216-224

12. Prifti K., Lechtenberg F., Manenti F., Espuña A., Graells M. Comparing the climate impact of methanol production in Europe: Steam methane reforming vs. Plastic waste gasification processes // *Resour. Conserv. Recycl.* 2024. V. 208. Article No. 107653. doi: 10.1016/j.resconrec.2024.107653

13. Makaryan I.A., Salgansky E.A., Arutyunov V.S., Sedov I.V. Non-catalytic partial oxidation of hydrocarbon gases to syngas and hydrogen: a systematic review // *Energies.* 2023. V. 16. No. 6. Article No. 2916. doi: 10.3390/en16062916

14. Masum F.H., Tan E.C.D., Kolodziej C.P., Hawkins T.R. Life cycle assessment of methanol from fossil, biomass, and waste sources, and its use as a marine fuel in dual-fuel engines // *Environ. Sci. Technol.* 2025. V. 59. No. 43. P. 23239–23250. doi: 10.1021/acs.est.5c08873

15. Al-Yafei H., Aseel S., AlNouss A., AlJarrah M., Abdussamie N., Al-Kuwari A., Kerret A., Ghafoor N.A., Winarno M.R., Al-Bader A., AlTamimi T., Sabbah S. Driving Green: a comprehensive sustainability analysis of natural gas-to-methanol and methanol-to-gasoline supply chains // *Sustainability.* 2026. V. 18. No. 1. Article No. 527. doi: 10.3390/su18010527

16. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / Eds. V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, J.B.R. Matthews, S. Berger, M. Huang, O. Yelekçi, R. Yu, B. Zhou, E. Lonnoy, T.K. Maycock, T. Waterfield, K. Leitzell, N. Caud. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021. 40 p.

17. Vasilyev A.V. Complex ecological monitoring of negative impact of oil-containing waste in areas of oil fields as an object of ecological risk // *Theoretical and Applied Ecology.* 2023. No. 4. P. 78–84. doi: 10.25750/1995-4301-2023-4-078-084

18. Zagashvili Yu.V., Efremov V.N., Kuzmin A.M., Lishchiner I.I. Complex for obtaining synthesis-gas for small-tonnage production of methanol // *NefteGazoKhimiya.* 2017. No. 1. P. 19–26 (in Russian).

19. Kuzmin A.M., Gashevskiy E.M., Kuzmina Yu.V. Substantiation of the geometric characteristics of a synthesis gas generator // *Scientific journal of Russian Gas Society.* 2023. No. 3. P. 104–117 (in Russian).

20. Kuzmin A.M., Ulmanis A.A., Tseneva S.N., Buslaev G.V., Morin A.A. Technical and economic assessment of low-tonnage methanol production technology under partial oxidation of natural gas by air // *Oil and Gas Business.* 2022. No. 1. P. 144–169 (in Russian). doi: 10.17122/ogbus-2022-1-144-169

21. Brealey R.A., Myers S.C. Principles of corporate finance. Moskva: Olimp-Biznes, 2016. 1008 p. (in Russian).

22. Zagashvili Yu.V., Kuzmin A.M. Optimization of syngas composition for small-scale methanol production // *NefteGazoKhimiya.* 2018. No. 3. P. 39–43 (in Russian). doi: 10.24411/2310-8266-2018-10303

23. Zagashvili Yu.V., Kuzmin A.M. Influence of hydrogen-containing gas composition on methanol yield // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering.* 2020. V. 331. No. 10. P. 187–195 (in Russian). doi: 10.18799/24131830/2020/10/2871

24. Lishchiner I.I., Malova O.V., Tarasov A.L. Conversion of associated petroleum gas into aromatic hydrocarbons // *Catal. Ind.* 2019. V. 11. No. 2. P. 138–146. doi: 10.1134/S2070050419020077

25. Lishchiner I.I., Malova O.V., Tolchinsky L.S. Modular energy-technology units Energosintop // *Gas chemistry: state and ways of development in the 21st century: trudy Moskovskogo seminar po gazokhimii 2012–2013.* Moskva: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. P. 140–160 (in Russian).