

## Переработка попутного нефтяного газа в метанол: экологические последствия факельного сжигания и перспективы низкоуглеродной энергетики (обзор)

© 2026. А. М. Кузьмин<sup>1,2</sup>, к. т. н.,

начальник учебно-методического управления, ген. директор,

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30,

<sup>2</sup>ООО «ВТР»,

192029, Россия, г. Санкт-Петербург,

пр. Обуховской Обороны, д. 76 литера Р, помещ. 8н,

e-mail: kuzmin.lex@gmail.com, i@kuzminam.ru

В настоящем обзоре систематизированы данные о процессах получения синтез-газа из попутного нефтяного газа (паровой риформинг, некаталитическое парциальное окисление, углекислотная конверсия, автотермический риформинг). Особое внимание уделено малотоннажным установкам на основе некаталитического парциального окисления с использованием принципов жидкостных ракетных двигателей, позволяющих получать синтез-газ при давлениях до 8 МПа. Рассмотрены разработанные автором устройства (патенты RU 183401 U1, RU 176510 U1) для генерации синтез-газа и трёхреакторного каскада синтеза метанола. Показано, что оптимизация состава водородсодержащего газа по модулю  $M = 2,0-2,3$  повышает выход метанола на 8–12 %. Проанализированы экономические показатели малотоннажного производства и концепция «метанольной экономики» с замкнутым циклом «метанол–водород». Предложена схема энергетической интеграции с турбогенератором для утилизации тепла отходящих газов, повышающая общий коэффициент полезного действия комплекса до 68 %. Выявлены ключевые нерешённые проблемы: подавление сажеобразования, влияние серосодержащих примесей, разработка компактных систем сепарации и применение методов искусственного интеллекта для оптимизации процессов. Обзор демонстрирует высокий потенциал технологий малотоннажного производства метанола из попутного нефтяного газа для решения экологических и ресурсных проблем нефтегазовой отрасли, как в России, так и в других странах.

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, факельное сжигание, метанол, синтез-газ, парциальное окисление, малотоннажные установки, низкоуглеродная энергетика, метанольная экономика, энергоэффективность.

## Associated petroleum gas processing into methanol: environmental impacts of flaring and prospects for low-carbon energy: a review

© 2026. А. М. Кузьмин<sup>1,2</sup> ORCID: 0000-0003-0153-5683\*

<sup>1</sup>National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenina Prospect, Tomsk, Russia, 634050,

<sup>2</sup>LLC “HTR”,

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

e-mail: kuzmin.lex@gmail.com, i@kuzminam.ru

This review systematizes data on synthesis gas processing from associated petroleum gas (steam methane reforming, non-catalytic partial oxidation, dry reforming, autothermal reforming). Particular attention is paid to small-scale plants based on non-catalytic partial oxidation using principles of liquid rocket engines, which allow producing syngas at pressures up to 8 MPa. The devices developed by the author (RF patents RU 183401 U1, RU 176510 U1) for syngas generation as well as a three-reactor methanol synthesis cascade are considered. It is shown that optimizing the composition of hydrogen-containing gas to a module  $M = 2.0-2.3$  increases methanol yield by 8–12 %. The economic indicators of small-scale production and the concept of a “methanol economy” with a closed “methanol–hydrogen” cycle are analyzed. An energy integration scheme with a turbogenerator for utilizing waste gas heat, increasing the overall efficiency of the complex to 68 %, is proposed. Key unresolved problems are identified: soot suppression under high-pressure conditions,

sulfur-containing impurities effect, compact separation systems development, and the application of artificial intelligence methods for process optimization. The review demonstrates the high potential of small-scale methanol production technologies from associated petroleum gas for solving environmental and resource problems in the oil and gas industry, both in Russia and other countries.

**Keywords:** associated petroleum gas, flaring, methanol, synthesis gas, partial oxidation, small-scale plants, low-carbon energy, methanol economy, energy efficiency.

Проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на протяжении десятилетий остаётся одной из наиболее острых для мировой нефтегазовой отрасли. Исторически ПНГ рассматривался как побочный продукт, не обладающий достаточной экономической ценностью для масштабной утилизации, особенно в условиях удалённых и малодобитных месторождений. Это привело к тому, что значительные объёмы ценного углеводородного сырья сжигаются на факелах непосредственно на промыслах. Согласно ежегодному отчёту Всемирного банка «Global Gas Flaring Tracker Report», ситуация продолжает ухудшаться. В 2024 г. мировой объём факельного сжигания достиг 151 млрд м<sup>3</sup>, что является максимальным показателем с 2007 г. и примерно соответствует годовому потреблению газа всем Африканским континентом [1]. Суммарные выбросы парниковых газов от этой деятельности оцениваются в 389 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента. Критически важно, что 46 млн т приходится на несгоревший метан, который в 20-летней перспективе обладает потенциалом глобального потепления (GWP), в 80 раз превышающим таковой для углекислого газа [1, 2].

Факельное сжигание ПНГ оказывает комплексное негативное воздействие на все компоненты окружающей среды, такое как прямой выброс парниковых газов и неполное сгорание, что приводит к эмиссии сажи, оксидов азота, серы, высокотоксичных полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) [3, 4]. Исследования в районах интенсивной нефтедобычи, например в Нигерии и Западной Сибири, фиксируют повышенное содержание тяжёлых металлов (ТМ) (Pb, Cd, Ni) и ПАУ в почвенном покрове на расстоянии до нескольких километров от факельных установок, что создаёт долгосрочные риски для экосистем и здоровья населения [5, 6].

Для решения этой проблемы Всемирный банк совместно с ООН в 2015 г. инициировал программу «Нулевое рутинное факельное сжигание к 2030 году» (Zero Routine Flaring by 2030) [7]. К 2025 г. к этой инициативе присоединились 109 правительств, нефтяных компаний и институтов развития. На данный момент для достижения цели к 2030 г. про-

гресс остаётся недостаточным и требуется почти 40 % ежегодное сокращение объёмов сжигания [1]. Таким образом, это подчёркивает необходимость разработки и внедрения экономически эффективных технологий утилизации ПНГ, в частности для удалённых и малодобитных месторождений, где подключение к газотранспортной системе или строительство крупных перерабатывающих мощностей нерентабельны.

Наиболее перспективным направлением в этом контексте является малотоннажная газохимия – переработка ПНГ непосредственно на промыслах в жидкие продукты (GTL – Gas-to-Liquids). Ключевым продуктом здесь выступает метанол, мировой рынок которого превышает 180 млн т/год. Метанол широко используется как ингибитор гидратообразования (потребность российских нефтегазовых компаний – более 500 тыс. т/год), компонент моторного топлива, сырьё для производства формальдегида, уксусной кислоты, метилтрет-бутилового эфира (МТБЭ) и олефинов [8, 9]. Транспортировка метанола на удалённые месторождения может увеличивать его стоимость в 2–5 раз [10], что создаёт мощный экономический стимул для организации локального производства.

Ключевой и наиболее капиталоемкой стадией (до 60–70 % затрат) производства метанола является получение синтез-газа – смеси H<sub>2</sub> и CO в определённом соотношении [11, 12]. Существующие методы окислительной конверсии метана имеют свои преимущества и недостатки, и их применимость для малотоннажных установок требует тщательного анализа. Технология некаталитического парциального окисления (ПОК) с использованием воздуха в качестве окислителя рассматривается как наиболее адаптированная к жёстким условиям промыслов: она экзотермична, не требует катализаторов и дорогостоящих кислородных станций, а также позволяет создавать компактное высокопроизводительное оборудование [13, 14].

Цель настоящей работы – систематизировать современные научные данные о технологиях получения синтез-газа и каталитического синтеза метанола из ПНГ, проанализировать

экологические последствия факельного сжигания, а также оценить потенциал и перспективы развития малотоннажных установок как элемента низкоуглеродной энергетики и решения проблемы эмиссий парниковых газов, с учётом специфики российских месторождений и возможностей масштабирования технологии для применения в других странах.

### Материалы и методы исследования

Настоящая работа представляет собой научно-аналитический обзор, базирующийся на систематическом поиске и критическом анализе научной литературы, патентной документации и открытых статистических данных. Поиск источников проводился в базах данных Scopus, Web of Science, eLIBRARY.RU, Springer.com, а также в патентных базах ФИПС за период 2010–2025 гг. Использовались следующие ключевые слова и их комбинации: «associated petroleum gas flaring environmental impact», «syngas generation technologies», «methanol synthesis catalysis», «partial oxidation methane», «dry reforming CO», «small-scale GTL», «methanol economy», «matrix methanol conversion hydrogen», «energy integration turboexpander». Глубина поиска и анализа охватывает наиболее значимые и цитируемые работы, а также публикации последних лет, отражающие современное состояние исследований. Дополнительно в обзоре использованы результаты собственных экспериментальных и расчётных исследований, защищённые патентами РФ (RU 183401 U1, RU 176510 U1). Описание экспериментальных установок и методик моделирования, на которых базируются эти результаты, подробно изложено в ранее опубликованных работах [15–17]. В частности, для термодинамического моделирования процесса ПОК использовался программный комплекс TermoCom, основанный на методологии академика В.П. Глушко, верификация полученных результатов проводилась путём сопоставления с расчётами в среде Aspen Hysys. Экспериментальные исследования процесса некаталитического ПОК выполнялись на опытно-демонстрационной установке ОДУ-300, а синтез метанола – на лабораторном стенде ОИВТ РАН. Методики этих исследований подробно описаны в работах [16, 17].

Обработка найденной информации включала сравнительный анализ данных, выявление консенсусных положений и дискуссионных аспектов в исследуемой области.

Статистические данные по объёмам факельного сжигания и эмиссиям парниковых газов приведены по отчёту Всемирного банка «Global Gas Flaring Tracker Report 2025» [1]. Экономические показатели производства метанола основаны на анализе открытых технико-экономических исследований, опубликованных в 2023–2025 гг.

### Экологические последствия факельного сжигания попутного нефтяного газа. Эмиссии парниковых газов и вклад в изменение климата

Факельное сжигание ПНГ является одним из крупнейших точечных источников антропогенных выбросов в нефтегазовом секторе. Эффективность сгорания метана в факелах варьируется от 92 до 98 % в зависимости от конструкции, скорости ветра и состава газа, что означает, что от 2 до 8 % метана попадает в атмосферу несгоревшим [18]. С учётом того, что метан имеет  $GWP_{100} = 28–36$ , а в 20-летней перспективе его воздействие на климат в 80–84 раза сильнее, чем у  $CO_2$  [2], эмиссии несгоревшего метана становятся критическим фактором для достижения краткосрочных климатических целей. Интенсивность факельного сжигания (объём газа на баррель добытой нефти) остаётся практически неизменной последние 15 лет, причём пять стран-лидеров (Россия, Иран, Ирак, США, Венесуэла) обеспечивают 76 % всего мирового сжигания [1]. Это указывает на недостаточные инвестиции в инфраструктуру утилизации ПНГ и слабость регуляторных механизмов. Напротив, страны с более жёстким регулированием и экономическими стимулами (Норвегия, Саудовская Аравия, Канада) демонстрируют интенсивность факельного сжигания на порядок ниже [14].

Неполное сгорание метана и высших углеводородов в факелах приводит к образованию сажи (элементарного углерода), оксида углерода (СО), летучих органических соединений (ЛОС) и ПАУ. Концентрация сажи в выбросах факелов составляет 0,5–5 г/м<sup>3</sup> в зависимости от соотношения горючее/воздух, температуры пламени и состава ПНГ [19]. Сажа не только является переносчиком токсичных ПАУ, но и, осаждаясь на снежный и ледовый покров в арктических регионах, снижает альбедо поверхности, ускоряя таяние вечной мерзлоты [20]. Кроме того, сажа выступает переносчиком ПАУ – высокотоксичных соединений с доказанным канцерогенным, мутагенным и тератогенным действием.

Исследования приземных концентраций загрязнителей вблизи факельных установок показали превышение среднесуточных предельно допустимых концентраций (ПДК) по бенз[а]пирену в 5–10 раз на расстоянии до 2 км от источника [4]. В работе [5] изучено распространение продуктов горения от факелов на нефтяных месторождениях Нигерии: установлено, что концентрация ПАУ в почвенном покрове снижается по экспоненциальному закону с расстоянием, достигая фоновых значений на дистанции 3–5 км. Однако в зоне непосредственного воздействия (менее 500 м) содержание бенз[а]пирена в почве превышало допустимые уровни в 15–20 раз, что создаёт риски для населённых пунктов и сельскохозяйственных земель.

Осаждение продуктов факельного сжигания на почвенный покров вызывает накопление ТМ (Pb, Cd, Ni, V, Zn), поступающих как из сжигаемого ПНГ (микропримеси), так и из коррозии металлических элементов факельной арматуры при высоких температурах. Концентрации ТМ в верхнем горизонте почв (0–10 см) в радиусе 1 км от факелов превышают фоновые значения в 3–7 раз. Свинец и кадмий обладают высокой токсичностью и способностью аккумулироваться в пищевых цепях, создавая риски для здоровья человека и биоразнообразия [21].

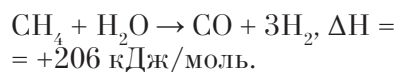
Продукты факельного сжигания попадают в водные объекты через атмосферные осадки, поверхностный сток и прямое загрязнение при авариях. Концентрации ПАУ в поверхностных водах вблизи нефтепромыслов с интенсивным факельным сжиганием в 3–5 раз превышают фоновые значения, ПАУ токсичны для гидробионтов, особенно для планктонных организмов и молоди рыб: уже при концентрациях 5–10 мкг/л наблюдаются нарушения развития эмбрионов и снижение выживаемости. Тяжёлые металлы, поступающие в водоёмы, аккумулируются в донных отложениях и гидробионтах, создавая долгосрочное загрязнение.

### Технологии получения синтез-газа из попутного нефтяного газа

Производство метанола включает две основные стадии: получение синтез-газа из углеводородного сырья и последующую каталитическую конверсию синтез-газа в метанол. Процесс получения синтез-газа является определяющим для всей технологической схемы производства метанола. От него

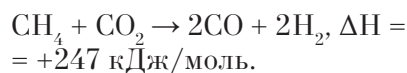
зависят состав и давление газа, поступающего на стадию синтеза, а также энергетическая эффективность и капитальные затраты всего комплекса. Качество синтез-газа оценивается стехиометрическим модулем  $M = (H_2 - CO_2) / (CO + CO_2)$ . Для оптимальной работы медь-цинк-алюминиевых катализаторов синтеза метанола значение  $M$  должно находиться в диапазоне 2,0–2,3, что соответствует соотношению  $H_2/CO = 2,2–2,8$  при концентрации  $CO_2 = 2–7$  об. % [22, 23].

Паровой риформинг (steam methane reforming, SMR) является доминирующей промышленной технологией получения синтез-газа для производства метанола, аммиака и водорода, особенно в крупнотоннажных производствах. Процесс базируется на эндотермической реакции метана с водяным паром на никелевых катализаторах при температуре 800–900 °С:



Эндотермичность реакции требует значительных энергозатрат на нагрев реакционной смеси, что обеспечивается внешним обогревом трубчатых реакторов. Образующийся синтез-газ имеет высокое соотношение  $H_2/CO \geq 4,5$  и модуль  $M \geq 2,5$ , что превышает оптимум для синтеза метанола. Несмотря на высокую степень конверсии (85–95 %), SMR характеризуется значительными капитальными затратами, большими габаритами оборудования и чувствительностью катализатора к сере, что делает его малоприменимым для мобильных малотоннажных установок в промышленных условиях [24].

Углекислотная конверсия (dry reforming of methane, DRM) привлекает внимание возможностью утилизации двух парниковых газов:



Продуктом является синтез-газ с соотношением  $H_2/CO \approx 1$ . Технология остаётся на стадии исследований и пилотных проектов из-за сильного сажеобразования (реакция Будуара:  $2CO \rightarrow C + CO_2$ ), приводящей к быстрой дезактивации катализатора, а также высокой эндотермичности процесса [25].

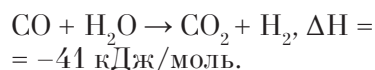
Парциальное окисление (partial oxidation, POX) представляет собой экзотермический процесс, в котором метан взаимодействует

с кислородом (или воздухом) при высоких температурах с образованием синтез-газа. В зависимости от условий процесс может протекать как с применением катализаторов, так и без них. Некаталитический РОХ (также называемый газификацией) реализуют в камерных реакторах при температурах 1200–1500 °С и давлении 2–8 МПа. Отсутствие катализатора исключает проблемы его дезактивации и отравления, что позволяет перерабатывать сырьё с переменным составом, включая ПНГ [26, 27]. Промышленные технологии некаталитического РОХ, разработанные Shell, Texaco и Lurgi, ориентированы на использование чистого кислорода в качестве окислителя. Получаемый при этом синтез-газ характеризуется соотношением  $H_2/CO \approx 1,6-1,8$  и стехиометрическим модулем  $M \approx 1,4$  [26, 27]. Каталитический РОХ (СРОХ) проводят при более низких температурах (800–1100 °С) на никелевых, родиевых или платиновых катализаторах. Такой подход обеспечивает лучшую селективность и меньшее сажеобразование, однако требует защиты катализатора от серосодержащих примесей и коксообразования [28].

Промежуточное положение занимает автотермический риформинг (ATR), представляющий собой комбинацию РОХ и SMR в одном реакторе. Экзотермическое тепло ПОК используется для поддержания эндотермической реакции парового риформинга, что повышает энергетическую эффективность и позволяет получать синтез-газ с соотношением  $H_2/CO = 2,5-3,0$  [29]. Автотермический риформинг широко применяется в крупнотоннажных установках GTL производства метанола, но для малотоннажных систем его использование ограничено высокими капитальными затратами и сложностью конструкции реакторов [29].

Для получения синтез-газа, оптимального для последующего синтеза метанола с требуемым соотношением  $H_2/CO = 2,2-2,8$  и  $M = 2,0-2,3$ , исходный газ после ПОК необходимо корректировать добавлением водяного пара, смешением с потоком газа после парового

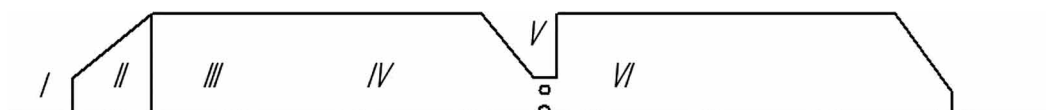
риформинга или проведением реакции водяного газа (water-gas shift):



**Малотоннажные установки на основе некаталитического парциального окисления: авторские разработки.** Для малотоннажных мобильных комплексов мощностью 2,5–10 тыс. т/год, предназначенных для работы непосредственно на удалённых месторождениях, наиболее перспективным является некаталитический РОХ с использованием в качестве окислителя воздуха или обогащённого кислородом воздуха [28, 30]. Применение воздуха исключает необходимость в дорогостоящей и энергоёмкой воздуходелительной установке, что критически важно для автономной работы. Основной недостаток – балластирование синтез-газа азотом (до 40–50 об. %), что снижает эффективное парциальное давление реагентов на стадии синтеза метанола [28].

Автором разработана линейка газогенераторов синтез-газа (ГСГ) (рис.), конструкция которых базируется на принципах жидкостных ракетных двигателей (ЖРД), адаптированных для целей газохимии [29, 30]. Ключевые особенности ГСГ:

- сверхвысокая теплонапряжённость (до 5 МВт/м<sup>3</sup>) и, как следствие, малые габариты камеры сгорания; качественное смесеобразование за счёт специальных смесительных головок с центробежными форсунками, что минимизирует образование застойных зон и сажи; охлаждение теплонапряжённых элементов (огневого днища, камеры сгорания) реагентами или деминерализованной водой, обеспечивающее длительный ресурс работы; наличие испарительной камеры, куда впрыскивается вода для «закалки» продуктов реакции, «замораживания» равновесного состава синтез-газа и подавления сажеобразования; модульная конструкция и быстроразъёмные соединения, обеспечивающие высокую ремонтопригодность в полевых условиях.



**Рис.** Принципиальная схема разработанного газогенератора синтез-газа: I – запальное устройство; II – смесительная головка; III–IV – камера сгорания; V – узел впрыска воды; VI – испарительная камера / **Fig.** Schematic diagram of the developed synthesis gas generator (SGG): I – ignition device; II – mixing head; III–IV – combustion chamber; V – water injection unit; VI – evaporation chamber

Термодинамические расчёты для типового состава природного газа (в %:  $\text{CH}_4 - 97,57$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6 - 1,0$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,37$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,15$ ,  $\text{N}_2 - 0,84$ ,  $\text{CO}_2 - 0,07$ ) и воздуха в качестве окислителя ( $\alpha = 0,38$ ) дают синтез-газ на выходе ГСГ следующего состава (об. %):  $\text{H}_2 - 24,3$ ,  $\text{CO} - 14,3$ ,  $\text{CO}_2 - 2,3$ ,  $\text{H}_2\text{O} - 10,7$ ,  $\text{N}_2 - 48,4$ , остаточный  $\text{CH}_4$  – менее 0,1. Модуль  $M$  для такого газа составляет около 1,4, что значительно ниже оптимального (2,0–2,3). Для его повышения в состав комплекса включён блок коррекции, где за счёт реакции водяного газа ( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ) и частичного удаления  $\text{CO}_2$  в адсорбере модуль доводится до значения  $M = 2,05$ . Такая оптимизация позволяет повысить выход метанола на 8–12 % независимо от используемого окислителя [17]. При этом выявлена нелинейная зависимость: при увеличении концентрации  $\text{O}_2$  в окислителе свыше 70 % прирост выхода метанола замедляется, что позволяет оптимизировать эксплуатационные затраты.

Ключевая проблема некаталитического РОХ – сажеобразование, особенно при использовании воздуха (недостаток кислорода, низкая температура в зонах гашения пламени) [31]. Для её предотвращения применяют: увлажнение исходного природного газа водяным паром (15–20 масс. %); улучшение смесеобразования за счёт применения форсунок, увеличивающих турбулизацию (перемешивание); впрыск химически очищенной воды в испарительную камеру для быстрого охлаждения продуктов горения до температур ниже порога сажеобразования ( $< 1000$  °С); поддержание коэффициента избытка окислителя в узком диапазоне ( $\alpha = 0,34-0,38$  в зависимости от концентрации  $\text{O}_2$ ) [15].

Эксперименты на опытной установке подтвердили возможность работы ГСГ без образования сажевых отложений в камере сгорания и испарительной камере при соблюдении указанных мер [14].

**Бескаталитические подходы нового поколения.** В последние годы активно исследуются бескаталитические подходы к конверсии метана, основанные на высокотемпературных плазменных, микроволновых и сверхзвуковых технологиях. Параллельно развиваются подходы, использующие ультразвуковую кавитацию и электрохимическую активацию. В работе [32] демонстрируется возможность бескаталитического ПОК метана при комнатной температуре и атмосферном давлении с применением комбинации ультразвукового поля и механического перемешивания. Про-

изводительность подобных систем остаётся на уровне микромолей в час, что далеко от промышленных масштабов. В работе [33] предложено электрохимическое окисление метана на катализаторах  $\text{IrO}_2$  с достижением высокой селективности по метанолу при комнатной температуре, однако вопросы долгосрочной стабильности и масштабирования остаются открытыми.

Таким образом, несмотря на высокий потенциал новых методов для фундаментальных исследований и перспективы создания принципиально новых технологий, их текущий уровень технологической готовности не позволяет рассматривать их как альтернативу существующим промышленным решениям для малотоннажной утилизации ПНГ в ближайшие годы.

### Метанол как низкоуглеродное сырьё и энергоноситель. Концепция «метанольной экономики»

Джордж Ола предложил концепцию, в которой метанол выступает универсальным химическим сырьём и энергоносителем, способным заменить нефть [9]. Метанол легко транспортируется и хранится при обычных условиях, может использоваться непосредственно как моторное топливо (программы М15/М85 в Китае) или сырьё для производства бензина (MTG-процесс), олефинов (МТО) и водорода [33–35]. С точки зрения углеродного следа, переработка 1000 м<sup>3</sup> ПНГ в 500 кг метанола с его последующим использованием позволяет снизить выбросы  $\text{CO}_2$ -экв. примерно на 1,3 т по сравнению с прямым факельным сжиганием [36].

**Сравнительная оценка экологической эффективности.** В таблице 1 представлены результаты расчёта удельных выбросов парниковых газов для различных сценариев утилизации 1000 м<sup>3</sup> ПНГ. Данные для факельного сжигания рассчитаны на основе отчёта Всемирного банка [2]. Для генерации электроэнергии принят коэффициент полезного действия (КПД) газопоршневой установки 35 %; оценка выполнена по методике [37]. Показатели для производства метанола рассчитаны автором на основе материальных балансов установки [14, 17]. Сценарий с улавливанием  $\text{CO}_2$  оценивался исходя из гипотетической степени улавливания 70 % и данных о потенциале снижения выбросов, представленных в работе [38]. Предлагаемая схема производства метанола с энергетической интеграцией по-

Таблица 1 / Table 1

Сравнение удельных выбросов парниковых газов при различных способах утилизации ПНГ (в расчёте на 1000 м<sup>3</sup> газа) / Comparison of specific greenhouse gas emissions for different APG utilization methods (per 1000 m<sup>3</sup> of gas)

Способ утилизации Disposal method	Выбросы CO <sub>2</sub> -экв., т CO <sub>2</sub> -eq emissions, t	Снижение относительно факела, % / Reduction relative to flaring, %
Факельное сжигание / Flaring	2,70	0
Генерация электроэнергии (ГПУ) Electricity generation (GPU)	1,65	39
Производство метанола (базовое) Methanol production (baseline)	0,80	70
Производство метанола (с утилизацией) Methanol production (with utilization)	0,45	83
То же + улавливание CO <sub>2</sub> Same + CO <sub>2</sub> capture	0,15	94

Примечание: пояснения по расчётам см. в тексте.  
Note: For calculation explanations, see the text.

Таблица 2 / Table 2

Технико-экономические показатели малотоннажного комплекса производства метанола  
Technical and economic indicators of a small-scale methanol production complex

Показатель / Indicator	Производительность, т/год Production capacity, t/year	
	5000	10000
Капитальные затраты (CAPEX), млн руб. Capital expenditures (CAPEX), million RUB	320	540
Операционные затраты (ОРЕХ), млн руб./год Operating expenditures (ОРЕХ), million RUB/year	135,9	208,8
Срок окупаемости (PP), лет / Payback period (PP), years	1,04	0,80
Чистая приведённая стоимость (NPV) за 10 лет при ставке 12 %, млн руб. / Net present value (NPV) over 10 years at 12 % discount rate, million RUB	1650	3550
Внутренняя норма доходности (IRR), % Internal rate of return (IRR), %	118	142

Примечание: расчёты выполнены автором для условий удалённого месторождения с использованием ПНГ в качестве сырья. Капитальные затраты включают стоимость оборудования (блоки синтез-газа, синтеза метанола, компрессорное оборудование, теплообменники, системы автоматизации), проектирование и пусконаладочные работы. Операционные затраты учитывают расход электроэнергии, фонд оплаты труда, амортизацию, ремонт и обслуживание, прочие расходы.

Note: The author's calculations are based on conditions at a remote field using associated petroleum gas as feedstock. Capital expenditures include equipment costs (syngas units, methanol synthesis units, compressor equipment, heat exchangers, automation systems), design, and commissioning. Operating costs include electricity consumption, labor costs, depreciation, repairs and maintenance, and other expenses.

зволяет сократить выбросы CO<sub>2</sub>-экв. на 83 % по сравнению с факельным сжиганием. Потенциальное улавливание CO<sub>2</sub> из продуктов дожигания (гипотетический сценарий) может повысить этот показатель до 94 %.

**Технико-экономические показатели и перспективы внедрения.** Расчёт экономической эффективности для условий удалённого месторождения (где ПНГ является побочным продуктом) демонстрирует исключительную привлекательность проекта (табл. 2). Основной вклад в экономику вносит не столько высокая эффективность конверсии, сколько

исключение колоссальных логистических издержек на доставку метанола.

### Перспективные направления и нерешённые проблемы

Проведённый анализ позволяет выделить несколько ключевых направлений для дальнейших исследований и разработок.

**Подавление сажеобразования в условиях высоких давлений.** Некаталитическое ПОК при давлениях 6–8 МПа, необходимых для исключения стадии компримирования

синтез-газа, протекает в условиях повышенной склонности к сажеобразованию по сравнению с атмосферным давлением [31]. Повышение давления сдвигает равновесие реакции Будуара ( $2\text{CO} \rightarrow \text{C} + \text{CO}_2$ ) в сторону образования углерода, а также замедляет диффузию кислорода в зоны, богатые метаном, создавая локальные области с недостатком окислителя [31, 39]. Увлажнение сырья водяным паром снижает сажеобразование благодаря реакции газификации углерода ( $\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$ ), однако избыточное увлажнение снижает температуру в камере сгорания и ухудшает качество синтез-газа [31]. Оптимизация конструкции смесительных головок ГСГ для обеспечения быстрого и однородного смешения метана и воздуха является ключевой задачей. Применение центробежно-струйных форсунок, вихревых камер предварительного смешения и многосопловых инжекторов обеспечивает время смешения  $< 1$  мс и снижает вероятность образования богатых метаном зон [15, 39]. Дальнейшие исследования требуют CFD-моделирования процессов горения и турбулентного смешения в камере сгорания ГСГ для выявления оптимальной геометрии форсунок и камеры [39].

**Защита катализаторов от серосодержащих примесей.** Попутный нефтяной газ, в отличие от магистрального природного газа, часто содержит повышенные концентрации сероводорода ( $\text{H}_2\text{S}$ ), меркаптанов ( $\text{RSH}$ ) и карбонилсульфида ( $\text{COS}$ ) – от десятков ppm до нескольких процентов в зависимости от месторождения [40]. Серосодержащие соединения являются ядами для медь-цинковых катализаторов синтеза метанола: адсорбируясь на активных центрах меди, они блокируют доступ реагирующих молекул и снижают активность катализатора [41, 42]. Уже при концентрации  $\text{H}_2\text{S} > 1$  ppm наблюдается заметное падение активности, а при  $> 10$  ppm катализатор необратимо отравляется в течение нескольких недель [41]. Традиционная очистка синтез-газа от серы включает гидрирование сероорганических соединений на кобальт-молибденовых катализаторах при  $300\text{--}400$  °C с последующей адсорбцией  $\text{H}_2\text{S}$  на ZnO-сорбентах [42, 43]. Однако для малотоннажных установок эта схема избыточно сложна. Перспективными являются адсорбенты на основе оксидов железа, цинка и меди, способные эффективно удалять  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{COS}$  при температурах синтез-газа  $200\text{--}300$  °C без необходимости в отдельной стадии гидрирования [43, 44]. Срок службы таких адсорбентов со-

ставляет 1–2 года при концентрации серы в ПНГ  $< 100$  ppm [43].

**Интеграция сверхзвуковых сепараторов для предварительной очистки ПНГ.** Попутный нефтяной газ содержит не только серу, но и высшие углеводороды ( $\text{C}_{5+}$ ), водяной пар,  $\text{CO}_2$  и механические примеси, которые желательно удалить перед подачей в ГСГ для предотвращения сажеобразования и коррозии оборудования [45]. Традиционные методы сепарации (гравитационные сепараторы, абсорбционная осушка, адсорбционные фильтры) громоздки и требуют периодической регенерации [45]. Сверхзвуковые сепараторы, разработанные компанией Twister BV (Нидерланды), осуществляют охлаждение газа при адиабатическом расширении в сверхзвуковом сопле Лавалья до температур ниже точки росы воды и углеводородов ( $-20\text{...}-40$  °C) с последующим улавливанием сконденсированных капель в циклонном сепараторе и нагревом газа в диффузоре [46, 47]. Процесс занимает доли секунды и не требует внешнего подвода энергии (используется энергия давления газа), движущихся частей и химических реагентов [46]. Сверхзвуковые сепараторы компактны (длина 2–3 м, диаметр 0,3–0,5 м), обеспечивают очистку газа от воды на 90–95 %, от  $\text{C}_{5+}$  на 80–90 % и практически не требуют обслуживания [46, 47]. Внедрение сверхзвуковых сепараторов в малотоннажные установки производства метанола из ПНГ позволит повысить надёжность работы ГСГ и катализаторов, снизить риск сажеобразования и отравления [46].

**Применение методов искусственного интеллекта (ИИ) для оптимизации процессов.** Процессы конверсии метана в синтез-газ и синтеза метанола характеризуются множеством взаимосвязанных параметров (температура, давление, состав сырья, расход окислителя, активность катализатора), влияющих на выход и качество продукта [48]. Традиционные системы управления на основе ПИД-регуляторов не способны учитывать динамику многофакторных взаимодействий и обеспечивать глобальную оптимизацию [48]. Применение методов машинного обучения (нейронные сети, генетические алгоритмы, нечёткая логика) позволяет создавать адаптивные системы управления, предсказывающие оптимальные режимы работы в реальном времени на основе текущих данных с датчиков [48, 49]. Китайская компания Sinopec внедрила на нескольких установках производства метанола систему интеллектуального управления, основанную на нейронных сетях,

обученных на данных 5-летней эксплуатации [50]. Система обеспечила повышение выхода метанола на 2–3 % и снижение расхода энергии на 5–7 % [50]. Для малотоннажных установок с ограниченным штатом операторов применение ИИ особенно перспективно, поскольку позволяет автоматизировать принятие решений и минимизировать отклонения от оптимального режима [48].

**Энергетическая интеграция и утилизация хвостовых газов.** Эффективное использование тепловых потоков является ключевым фактором повышения общей энергоэффективности малотоннажных комплексов. Автором предложена схема энергетической интеграции, включающая высокотемпературный теплообменник (котёл-утилизатор) для охлаждения синтез-газа с выхода ГСГ (900 °С – 400 °С) и генерации перегретого водяного пара (400–450 °С, 4–5 МПа); турбодетандер для расширения перегретого пара с выработкой электроэнергии (генератор 100–300 кВт в зависимости от производительности установки); дожигание хвостовых газов (содержащих  $H_2$ , CO,  $CH_4$ ) в камере сгорания с выработкой дополнительного перегретого пара для турбодетандера; использование выхлопа турбодетандера (пар 120–150 °С) для подогрева сырья и химически очищенной воды, подаваемых в ГСГ [16, 51]. Расчёты показали, что такая схема обеспечивает выработку 150–250 кВт электроэнергии для установки мощностью 5000 т метанола/год, что покрывает 60–80 % собственных нужд установки (компрессоры, насосы, системы управления) и снижает потребность во внешнем электроснабжении. Дожигание хвостовых газов также решает проблему их утилизации и снижает общие эмиссии  $CO_2$  на 10–15 % по сравнению с факельным сжиганием [51].

### Заключение

Факельное сжигание ПНГ остаётся серьёзной экологической и ресурсной проблемой мировой нефтегазовой отрасли, приводя к ежегодному выбросу сотен миллионов тонн парниковых газов, загрязнению атмосферы, почв и водных экосистем продуктами неполного сгорания, а также безвозвратной потере ценного углеводородного сырья. Инициатива Всемирного банка «Нулевое рутинное факельное сжигание к 2030 году» определяет стратегическое направление для нефтяных компаний и правительств, однако её реализация требует внедрения экономически эф-

фективных технологий утилизации ПНГ, в первую очередь на малодобитных и удалённых месторождениях. Среди существующих методов наиболее перспективным для таких условий является малотоннажное производство метанола на основе некаталитического парциального окисления. Разработанные автором газогенераторы синтез-газа (патенты RU 183401 U1, RU 176510 U1), использующие принципы жидкостных ракетных двигателей, обеспечивают компактность оборудования, высокую производительность, возможность работы на воздухе в качестве окислителя без кислородных станций, отсутствие катализаторов на стадии получения синтез-газа и высокое давление процесса (6–8 МПа), исключающее необходимость в мощных компрессорах. Оптимизация состава синтез-газа по модулю  $M = 2,0–2,3$ , достигаемая в блоке коррекции, повышает выход метанола на 8–12 % и является ключевым фактором экономической эффективности малотоннажного производства. Предложенная схема повышения энергетической эффективности и интеграции с турбогенератором и дожиганием хвостовых газов позволяет повысить общий КПД комплекса до 70 %, сократить потребление внешней электроэнергии и практически полностью исключить выбросы горючих компонентов, дополнительно снижая углеродный след до 15 % (более чем 80 % относительно факельного сжигания). Техничко-экономический анализ подтверждает высокую инвестиционную привлекательность таких проектов в условиях удалённых месторождений со сроком окупаемости менее 1,5 лет, что делает их реалистичной альтернативой доставке метанола. Метанол, полученный из ПНГ, является не только высоколиквидным химическим продуктом, но и перспективным низкоуглеродным энергоносителем, обеспечивающим основу для «метанольной экономики» и замкнутых циклов «метанол–водород–электроэнергия». Ключевые нерешённые проблемы включают подавление сажеобразования в условиях высоких давлений и недостатка кислорода, защиту катализаторов синтеза метанола от отравления серосодержащими примесями ПНГ, разработку компактных и эффективных систем предварительной очистки газа (сверхзвуковые сепараторы), а также применение методов искусственного интеллекта для адаптивного управления процессами конверсии и синтеза. Решение этих проблем откроет путь к масштабному внедрению малотоннажных установок производства метанола на нефте-

промыслах и существенному сокращению объёмов факельного сжигания ПНГ, что внесёт значимый вклад в достижение глобальных климатических целей и формирование низкоуглеродной энергетики. Представленные решения могут быть адаптированы для применения не только в России, но и в других странах, сталкивающихся с проблемой утилизации ПНГ.

### References

1. 2025 Global gas flaring tracker report [Internet resource] <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/2025-global-gas-flaring-tracker-report> (Accessed: 06.05.2026).
2. 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.
3. Strosher M.T. Characterization of emissions from diffusion flare systems // *J. Air Waste Manag. Assoc.* 2000. V. 50. No. 10. P. 1723–1733. doi: 10.1080/10473289.2000.10464218
4. Jindamanee K., Keawboonchu J., Pinthong N., Meeyai A., Inchai P., Thepanondh S. Environmental impacts and emission profiles of volatile organic compounds from petroleum refineries // *Sci. Rep.* 2025. V. 15. No. 1. Article 15509. doi: 10.1038/s41598-025-99932-7
5. Johansen B.E. Nigeria's hell on earth: oil, life, and death in the Niger delta // *Human Environmental Tragedies* / Ed. B.E. Johansen. Cham: Springer, 2025. P. 6–25. doi: 10.1007/978-3-031-96981-2\_6
6. Nezhivikh D.A. The effect of associated petroleum gas combustion on the state of the environment // *Naukosfera.* 2022. No. 6-1. P. 1–10 (in Russian). doi: 10.5281/zenodo.6592132
7. Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) Initiative [Internet resource] <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/about> (Accessed: 28.03.2026).
8. Grunvald A.V. Usage methanol in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation and forecast of its consumption in the period until 2030 // *Oil & Gas Business.* 2007. No. 2 [Internet resource] [https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald\\_1.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf) (Accessed: 06.05.2026) (in Russian).
9. Olah G.A., Goepfert A., Prakash G.K.S. Beyond oil and gas: the methanol economy. Weinheim: Wiley-VCH, 2018. 496 p.
10. Kuzmin A.M., Ulmanis A.A., Tceneva 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 & Gas Business.* 2022. No. 1. P. 144–169 (in Russian). doi: 10.17122/ogbus-2022-1-144-169

11. Gimaeva A.R., Khasanov I.I. Methods of obtaining synthesis gas for methanol production // *Oil & Gas Chemistry.* 2018. No. 1. P. 14–19 (in Russian).
12. Rozovskii A.Ya. Theoretical foundations of the methanol synthesis process. Moskva: Khimiya, 1990. 267 p. (in Russian).
13. Arutyunov V.S., Savchenko V.I., Sedov I.V., Makaryan I.A., Shmelev V.M., Aldoshin S.M. New conceptions for development of small-scale gas chemistry // *Oil & Gas Chemistry.* 2014. No. 4. P. 19–23 (in Russian).
14. Kuzmin A.M. Synthesis gas production units based on hydrocarbon feedstock for low-tonnage methanol production complexes at remote oil and gas fields // *Oil & Gas Business.* 2025. No. 6. P. 331–352 (in Russian). doi: 10.17122/ogbus-2025-6-331-352
15. Kuzmin A.M., Kulakov K.V., Kulakov S.V., Tseneva S.N. Design features of syngas gas generators for low-tonnage methanol production // *Oil & Gas Business.* 2021. No. 3. P. 124–146 (in Russian). doi: 10.17122/ogbus-2021-3-124-146
16. Zagashvili Yu.V., Levikhin A.A., Kuzmin A.M. Foundations of design of three-component gas generator of synthesis gas // *Oil & Gas Chemistry.* 2017. No. 4. P. 9–16 (in Russian).
17. 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
18. Leahey D.M., Preston K., Strosher M. Theoretical and observational assessments of flare efficiencies // *J. Air Waste Manag. Assoc.* 2001. V. 51. No. 12. P. 1610–1616. doi: 10.1080/10473289.2001.10464390
19. McEwen J.D.N., Johnson M.R. Black carbon particulate matter emission factors for buoyancy-driven associated gas flares // *J. Air Waste Manag. Assoc.* 2012. V. 62. No. 3. P. 307–321. doi: 10.1080/10473289.2011.650040
20. Bond T.C., Doherty S.J., Fahey D.W., Forster P.M., Berntsen T., DeAngelo B.J., Flanner M.G., Ghan S., Kärcher B., Koch D., Kinne S., Kondo Y., Quinn P.K., Sarofim M.C., Schultz M.G., Schulz M., Venkataraman C., Zhang H., Zhang S., Bellouin N., Guttikunda S.K., Hopke P.K., Jacobson M.Z., Kaiser J.W., Klimont Z., Lohmann U., Schwarz J.P., Shindell D., Storelvmo T., Warren S.G., Zender C.S. Bounding the role of black carbon in the climate system: a scientific assessment // *J. Geophys. Res. D: Atmos.* 2013. V. 118. No. 11. P. 5380–5552. doi: 10.1002/jgrd.50171
21. Tchounwou P.B., Yedjou C.G., Patlolla A.K., Sutton D.J. Heavy metal toxicity and the environment // *Exp. Suppl.* 2012. V. 101. P. 133–164. doi: 10.1007/978-3-7643-8340-4\_6
22. Karavaev M.M., Leonov V.E., Popov I.G., Shepelev E.T. Technology of synthetic methanol. Moskva: Khimiya, 1984. 240 p. (in Russian).
23. Dybkjaer I., Christensen T.S. Syngas for large scale conversion of natural gas to liquid fuels // *Stud. Surf. Sci. Catal.* 2001. V. 136. P. 435–440. doi: 10.1016/S0167-2991(01)80333-7
24. Rostrup-Nielsen J., Sehested J., Noerskov J.K. Hydrogen and synthesis gas by steam- and CO<sub>2</sub> refor-

- ming // Adv. Catal. 2002. V. 47. P. 65–139. doi: 10.1016/S0360-0564(02)47006-X
25. Pakhare D., Spivey J. A review of dry (CO<sub>2</sub>) reforming of methane over noble metal catalysts // Chem. Soc. Rev. 2014. V. 43. No. 22. P. 7813–7837. doi: 10.1039/c3cs60395d
26. Arutyunov V.S. Promising technologies based on partial oxidation of hydrocarbon gases // Gazokhimiya. 2009. No. 6. P. 50–61 (in Russian).
27. Lutz A.E., Bradshaw R.W., Bromberg L., Rabinovich A. Thermodynamic analysis of hydrogen production by partial oxidation reforming // Int. J. Hydrogen Energy. 2004. V. 29. No. 8. P. 809–816. doi: 10.1016/j.ijhydene.2003.09.015
28. York A.P.E., Xiao T., Green M.L.H. Brief overview of the partial oxidation of methane to synthesis gas // Top. Catal. 2003. V. 22. P. 345–358. doi: 10.1023/A:1023552709642
29. Hydrogen and syngas production and purification technologies / Eds. K. Liu, C. Song, V. Subramani. Hoboken: John Wiley & Sons, 2010. 560 p.
30. Arutyunov V.S., Savchenko V.I., Sedov I.V. Prospects of field gas chemical technologies using nitrogen-diluted syngas // Oil & Gas Chemistry. 2016. No. 4. P. 14–23 (in Russian).
31. Stolyarevskiy A.Ya. Process of production of synthesis gas for hydrogen energy // Alternative Energy and Ecology. 2005. No. 2 (22). P. 26–32 (in Russian).
32. Guo X., Fang G., Li G., Ma H., Fan H., Yu L., Ma C., Wu X., Deng D., Wei M., Tan D., Si R., Zhang S., Li J., Sun L., Tang Z., Pan X., Bao X. Direct, nonoxidative conversion of methane to ethylene, aromatics, and hydrogen // Science. 2014. V. 344. No. 6184. P. 616–619. doi: 10.1126/science.1253150
33. Kim C., Lee J., Lee S., Jung W., Min H., Choi J., Kim S., Kim Y.T., Lee J., Yoo J.S., Moon J.H. High-selectivity room-temperature partial oxidation of methane to methanol enabled by electrochemical oxygen promotion on IrO<sub>2</sub> catalysts // Nat. Catal. 2025. V. 8. P. 688–696. doi: 10.1038/s41929-025-01363-0
34. Bouhental B., Navid A., Eckart S. The role and potential of alternative fuels in driving the energy transition // J. Therm. Anal. Calorim. 2025. V. 150. P. 18007–18042. doi: 10.1007/s10973-025-14790-9
35. Liu C., Li Z., Pei Y., An Y. Methanol as a fuel for internal combustion engines // Engines and fuels for future transport. Energy, environment, and sustainability / Eds. G. Kalghatgi, A.K. Agarwal, F. Leach, K. Senecal. Singapore: Springer, 2022. P. 281–324. doi: 10.1007/978-981-16-8717-4\_12
36. Riaz A., Zahedi G., Klemeš J.J. A review of cleaner production methods for the manufacture of methanol // J. Cleaner Prod. 2013. V. 57. P. 19–37. doi: 10.1016/j.jclepro.2013.06.017
37. Onyeabor E. Strategies for atmospheric pollution abatement and control // Environmental law. Cham: Springer, 2024. P. 255–374. doi: 10.1007/978-3-031-68956-7\_6
38. Arutyunov V.S., Nikitin A.V., Savchenko V.I., Sedov I.V. Combined production of hydrogen and methanol without CO<sub>2</sub> emission based on matrix conversion of natural gas // Dokl. Chem. 2023. V. 513. P. 361–366. doi: 10.1134/S0012500823601018
39. Lefebvre A.H., Ballal D.R. Gas turbine combustion: alternative fuels and emissions. Boca Raton: CRC Press, 2010. 557 p. doi: 10.1201/9781420086058
40. Kim K.-H., Jahan S.A., Kabir E., Brown R.J.C. A review of airborne polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) and their human health effects // Environ. Int. 2013. V. 60. P. 71–80. doi: 10.1016/j.envint.2013.07.019
41. Elvidge C.D., Zhizhin M., Baugh K., Hsu F.C., Ghosh T. Methods for global survey of natural gas flaring from visible infrared imaging radiometer suite data // Energies. 2016. V. 9. No. 1. Article No. 14. doi: 10.3390/en9010014
42. Kavet R., Nauss K.M. The toxicity of inhaled methanol vapors // Crit. Rev. Toxicol. 1990. V. 21. No. 1. P. 21–50. doi: 10.3109/10408449009089872
43. Varol M. Assessment of heavy metal contamination in sediments of the Tigris River (Turkey) using pollution indices and multivariate statistical techniques // J. Hazard. Mater. 2011. V. 195. P. 355–364. doi: 10.1016/j.jhazmat.2011.08.051
44. Trakarnpruk W., Seentrakoon B., Porntangjitlikit S. Hydrodesulfurization of diesel oils by MoS<sub>2</sub> catalyst prepared by *in situ* decomposition of ammonium thiomolybdate // Science, Engineering and Health Studies. 2013. V. 2. No. 1. P. 7–13. doi: 10.14456/sustj.2008.1
45. Zulkefli N.N., Masdar M.S., Wan Isahak W.N.R., Md Jahim J., Md Rejab S.A., Chien Lye C. Removal of hydrogen sulfide from a biogas mimic by using impregnated activated carbon adsorbent // PLoS One. 2019. V. 14. No. 2. P. e0211713. doi: 10.1371/journal.pone.0211713
46. Mokhatab S., Poe W.A., Mak J.Y. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 4th ed. Waltham: Gulf Professional Publishing, 2018. 1056 p.
47. Cao X., Bian J. Supersonic separation technology for natural gas processing: A review // Chemical Engineering and Processing – Process Intensification. 2019. V. 136. P. 138–151. doi: 10.1016/j.cep.2019.01.007
48. Esmaeili A. Supersonic separation of natural gas liquids by twister technology // Chemical Engineering Transactions. 2016. V. 52. P. 7–12. doi: 10.3303/CET1652002
49. Kokkinos N.C., Emmanouilidou E., Zachopoulos F., Mittas N. Application of artificial intelligence in modeling of methanol production from renewable sources // Comprehensive Methanol Science: Production, Applications, and Emerging Technologies / Ed. M.R. Rahimpour. V. 2. Elsevier, 2025. P. 983–999. doi: 10.1016/B978-0-443-15740-0.00001-X
50. Nuchitprasitchai S., Cremaschi S. An algorithm to determine sample sizes for optimization with artificial neural networks // AIChE J. 2013. V. 59. No. 3. P. 805–812. doi: 10.1002/aic.13871
51. Kuzmin A.M., Buslaev G.V., Morenov V.A., Tse-neva S.N., Gavrilo N.A. Improving the energy efficiency of small-scale methanol production through the use of microturboexpander units // Journal of Mining Institute. 2022. V. 258. P. 1038–1049 (in Russian). doi: 10.31897/PMI.2022.104