Теоретическое исследование начинающих ученых
УДК 622.278
DOI: 10.46418/3033-7852_2026_3_3_111–116

МЕТОДЫ АНАЛИЗА ТОПЛИВА, ПОЛУЧЕННОГО ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

Ралина Ниязовна Газизова, Альфия Шарифовна Низамова

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

© Газизова Р. Н., Низамова А. Ш., 2026

Автор-корреспондент: Р. Н. Газизова, e-mail: gazizova. ralina777@mail. ru

АННОТАЦИЯ

В работе рассматриваются современные методы анализа продуктов подземной газификации угля. Описана специфика отбора проб газа из подземного газогенератора, обусловленная высокой температурой и наличием примесей. Детально проанализированы хроматографические методы как основной инструмент определения компонентного состава газа, а также методы расчета его теплотехнических характеристик. Исследованы подходы к анализу жидких и твердых продуктов процесса. Показано, что комплексный аналитический контроль является неотъемлемой частью эффективной и безопасной реализации технологии ПГУ.

Ключевые слова: подземная газификация угля, генераторный газ, газовая хроматография, анализ топлива, топливные газы, жидкие углеводороды, твердые остатки, отбор проб

Для цитирования: Газизова Р. Н., Низамова А. Ш. Методы анализа топлива, полученного при подземной газификации угля // Технология и энергетика. 2026. № 3 (3). С. 111–116. DOI: 10.46418/3033-7852_2026_3_3_111–116.

METHODS FOR ANALYSIS OF FUEL PRODUCED BY UNDERGROUND COAL GASIFICATION

Ralina Niyazovna Gazizova, Alfiya Sharifovna Nizamova

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

Corresponding author: R. N. Gazizova, e-mail: gazizova. ralina777@mail. ru

ABSTRACT

The paper reviews modern methods for the analysis of products from underground coal gasification. The paper describes the specifics of gas sampling from an underground gasifier, driven by high temperatures and the presence of impurities. Chromatographic methods as the primary means of determining the component composition of gas and methods for calculating its thermal engineering characteristics are analyzed in detail. Approaches to the analysis of liquid and solid products of the process have been studied. It has been shown that comprehensive analytical control is an indispensable element in the effective and safe realization of UCG technology.

Keywords: underground coal gasification, producer gas, gas chromatography, fuel analysis, fuel gases, liquid hydrocarbons, solid residues, sampling

For citation: Gazizova R. N., Nizamova A. Sh. (2026) 'Methods of analysis of fuel obtained from underground coal gasification', Technology and Energy, no. 3(3), pp. 111–116. DOI: 10.46418/3033-7852_2026_3_3_111–116.

ВВЕДЕНИЕ

Подземная газификация угля (ПГУ) представляет собой сложный термохимический процесс целенаправленного превращения угольного пласта в горючий газ непосредственно в недрах земли, показанный на рисунке 1. Как отмечается в современных исследованиях, в последние годы интерес к технологии подземной газификации угля резко возрос, что обусловлено истощением в ближайшем будущем мировых запасов нефти и газа, наличием значительного количества угольных месторождений в различных странах мира, а также растущим спросом на энергоресурсы [1, с. 164–178]. Практическая реализация этой идеи потребовала глубокого

понимания физико-химических механизмов, протекающих в угольном пласте под воздействием высоких температур и окислительных агентов. Сам процесс подземной газификации угля позволяет перерабатывать уголь непосредственно в месте его залегания, превращая его в горючий газ, пригодный для энергетических целей, таких как сжигание в котлах и газовых турбинах, или химического синтеза, например, производство метанола, жидких углеводородов. Однако эффективность и безопасность процесса напрямую зависят от состава получаемого топлива, который подвержен значительным колебаниям из-за изменчивости горно-геологических условий, притока подземных вод и нестационарности процессов в подземном газогенераторе [2, с. 14]. В связи с этим анализ продуктов газификации становится критически важным инструментом для оперативного контроля и управления процессом, а также для определения оптимальных направлений использования продукта.

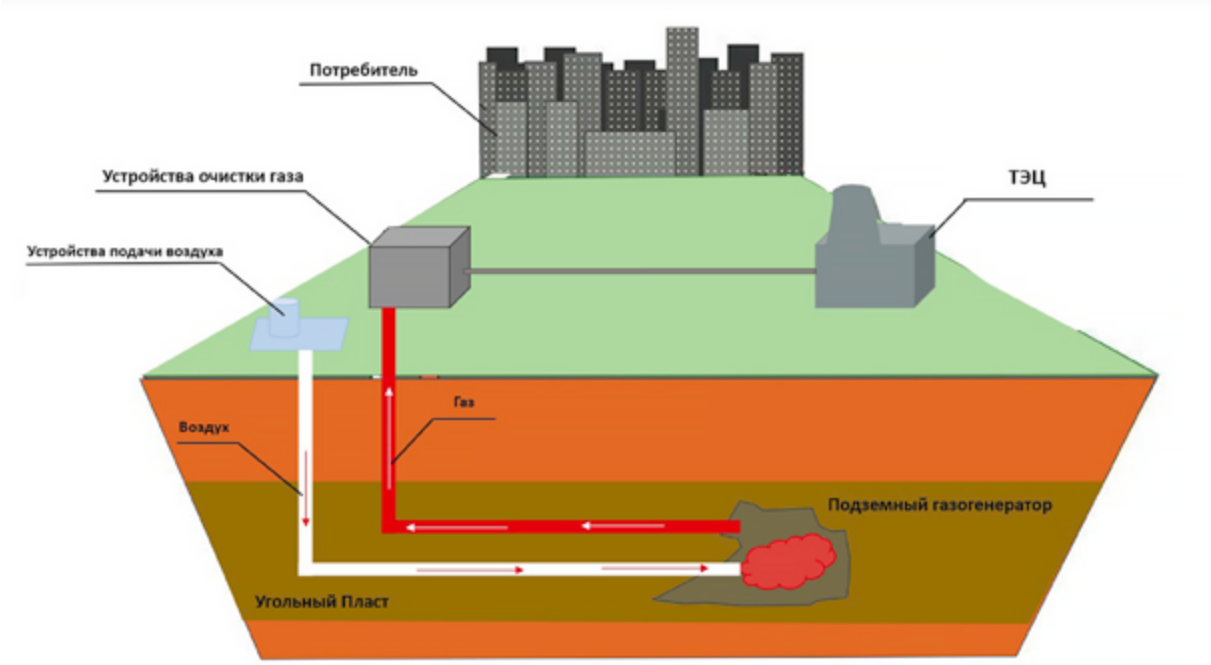


Рисунок 1. Процесс подземной газификации угля
Figure 1. The underground coal gasification process

Физико-химические основы ПГУ аналогичны наземной газификации, но протекают в специфических условиях ограниченного пространства угольного пласта, окружённого вмещающими породами. В подземном газогенераторе формируются характерные температурные зоны: окисления, восстановления и сухой перегонки. В зоне окисления, куда через нагнетательные скважины подаётся дутьевая смесь, состоящая из воздуха, кислорода, водяного пара или их комбинации, происходит экзотермическое взаимодействие углерода с кислородом с образованием углекислого газа (CO_2) и угарного газа (CO). Образующийся диоксид углерода и раскалённый углерод, перемещаясь в зону восстановления, вступают в эндотермическую реакцию Будуара:

$$CO_2 + C = 2CO\,. \qquad (1)$$

А при наличии водяного пара протекают реакции водяного газа:

$$C + H_2O = CO + H_2\,, \qquad (2)$$

$$C + 2H_2O = CO_2 + 2H_2\,. \qquad (3)$$

В зоне пиролиза из угля выделяются смолы, влага и летучие углеводороды, включая метан [1, с. 374–376]. Состав образующегося генераторного газа зависит от многих факторов: марки угля (выход летучих веществ, реакционная способность), состава дутьевой смеси (воздушное, кислородное, парокислородное дутьё), гидрогеологических условий (приток воды охлаждает зону и увеличивает содержание водяного пара и CO_2), а также от газопроницаемости угольного массива, определяющей равномерность фильтрации реагентов [2, с. 114–115]. Так, при воздушном дутье получается низкокалорийный газ с высоким содержанием азота до 50 %, тогда как использование парокислородного дутья позволяет достичь содержания водорода до 40 %, что делает газ пригодным для химического синтеза [3, с. 34–35].

Достоверность результатов анализа газообразных продуктов ПГУ в решающей степени зависит от правильности отбора проб. Газ на устье газоотводящей скважины имеет высокую температуру, содержит пары смол, влагу и твёрдые частицы угольной пыли. Стандартные методы отбора проб, предназначенные для очищенного природного газа, здесь неприменимы. Для получения представительной пробы необходимо использовать специализированные пробоотборные комплексы, конструкция которых должна обеспечить охлаждение газа, очистку от механических примесей и конденсирующихся компонентов, а также предотвращение протекания вторичных химических реакций.

В мировой и отечественной практике для этих целей применяются методы, аналогичные описанным в стандартах для определения концентраций органических соединений в газовых выбросах. Обобщенная схема такого пробоотборного устройства представлена на рисунке 2. Ключевым элементом системы является охлаждаемый пробоотборный зонд, пример конструкции которого приведен на рисунке 3. Такой зонд, изготавливаемый из химически стойких материалов (титан, кварц, стекло), имеет внутренний диаметр от 5 до 16 мм и оснащен рубашкой для циркуляции охлаждающей жидкости. Это позволяет резко снизить температуру отбираемого газа непосредственно в точке отбора, «замораживая» его состав и предотвращая догорание или пиролиз компонентов.

После зонда газ поступает в систему подготовки пробы. Схема на рисунке 2 показывает типовую конфигурацию такого комплекса. Горячий газ проходит через охлаждаемую пробоотборную трубку (4), где конденсируется основная масса паров воды и смол, стекающих в колбу для сбора конденсата (6). Далее поток последовательно очищается: сначала на фильтре из кварцевого волокна (7) для улавливания твердых частиц, а затем в картридже с твердым сорбентом (8), например, с пористым полимером XAD-2 или пенополиуретаном (PUF), которые предназначены для глубокого улавливания смолистых веществ и полициклических ароматических углеводородов [4, с. 15–20].

Важно отметить, что подготовка сорбентов является критическим этапом, обеспечивающим чистоту анализа. Так, стандарты предписывают многоступенчатую очистку XAD-2 путем последовательной экстракции водой, метанолом, метиленхлоридом и последующей обработки в экстракторе Сокслета толуолом в течение не менее 48 часов. Аналогичные процедуры очистки с использованием метанола, метиленхлорида, толуола и ацетона предусмотрены и для пенополиуретановых вставок. После прохождения сорбционных картриджей газ осушается в осушительной колонне с силикагелем

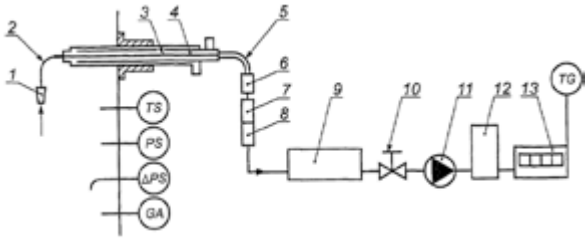


Рисунок 2. Обобщенная схема такого пробоотборного устройства, применяемого для отбора проб в сложных условиях

Figure 2. Generalized diagram of the sampling device applied for sampling in difficult conditions

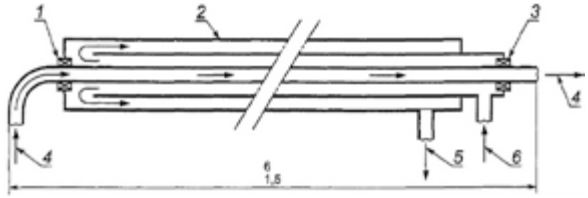


Рисунок 3. Схема охлаждаемого зонда: 1 — прокладка; 2 — титановый корпус; 3 — прокладка; 4 — отбираемый газ; 5 — линия выпуска охлаждающей жидкости; 6 — линия ввода охлаждающей жидкости

Figure 3. Diagram of the cooled probe: 1 — seal; 2 — titanium body; 3 — seal; 4 — sampled gas; 5 — cooling fluid outlet line; 6 — cooling fluid inlet line

(12) и поступает в побудитель расхода, который включает насос (11), регулирующий клапан (10) для поддержания изокинетических условий отбора и газовый счетчик (13) с манометром и термометром для точного измерения объема отобранной пробы, приведенного к стандартным условиям. Только такая многоступенчатая система обеспечивает представительность пробы для последующего анализа [4, с. 15–20].

Основным методом определения компонентного состава газов ПГУ является газовая хроматография, типовая схема которого представлена на рисунке 4 [5, с. 20–38]. Её высокая разделяющая способность, чувствительность и экспрессность сделали этот метод незаменимым для оперативного контроля. Принцип метода основан на разделении сложной многокомпонентной смеси при движении потока газа-носителя через слой неподвижной фазы в колонке с последующей регистрацией сигнала детектором. Для анализа основных компонентов, таких как H_2, O_2, N_2, CO, CO_2, CH_4, традиционно используют насадочные колонки длиной 2–4 м, заполненные пористыми полимерными сорбентами или молекулярными ситами. Для разделения CO и CO_2 часто применяют две колонны с переключением потоков, чтобы избежать необратимой адсорбции диоксида углерода на молекулярных ситах [6, с. 455–489]. В качестве детекторов используют детектор

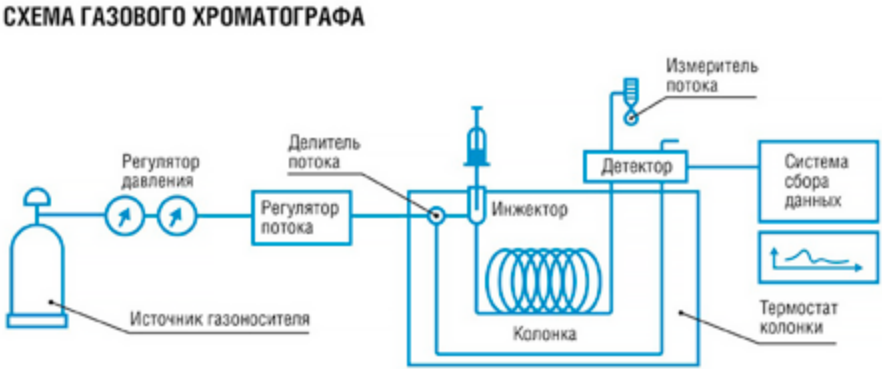


Рисунок 4. Схема газового хроматографа
Figure 4. Schematic of a gas chromatograph

по теплопроводности, который является универсальным и особенно чувствителен к водороду, что важно для контроля процесса ПГУ, и пламенно-ионизационный детектор (ПИД), обладающий высокой чувствительностью к органическим соединениям и применяемый для определения микропримесей углеводородов C_2 — C_5, а также ароматических соединений (бензол, толуол, ксилолы). В сложных аналитических комплексах детекторы могут соединяться последовательно или параллельно. Методологические принципы количественного хроматографического анализа природного газа и аналогичных ему газовых смесей детально регламентированы межгосударственным стандартом ГОСТ 31371.1–2020 [5, с. 20–38]. Данный стандарт устанавливает требования к аппаратуре, процедуре градуировки, проведению анализа и обработке результатов. Особое внимание уделяется контролю стабильности градуировочных характеристик, что обеспечивает достоверность результатов в условиях длительной эксплуатации хроматографов на промышленных объектах. Хотя стандарт разработан для природного газа, его положения применимы к анализу генераторных газов ПГУ при соответствующей адаптации градуировочных характеристик с учетом специфических компонентов.

На основе данных хроматографического анализа о молярных долях компонентов в соответствии с ГОСТ 31369–2021 с высокой точностью рассчитываются теплотехнические характеристики газа [7, с. 36–42]. Сущность метода заключается в применении правила аддитивности: теплота сгорания газовой смеси вычисляется как сумма произведений молярных долей компонентов на их стандартные теплоты сгорания; аналогично рассчитывается плотность. Стандарт содержит подробные таблицы стандартных значений физико-химических характеристик индивидуальных компонентов, а также процедуры пересчёта к стандартным условиям, например, при температуре 20 °C или 25 °C и давлении 101,325 кПа. Это позволяет отказаться от трудоёмких прямых калориметрических измерений в рутинной практике.

Помимо основных горючих компонентов, газ ПГУ содержит микрокомпоненты, которые могут оказывать негативное влияние на дальнейшее использование: вызывать коррозию оборудования, отравление катализаторов или создавать экологическую опасность. К числу наиболее значимых примесей относятся сероводород (H_2S), аммиак (NH_3), цианистый водород (HCN), а также смолы и пыль. Определение сероводорода может выполняться химическими методами, например, йодометрическое титрование, или физико-химическими методами, например, спектрофотометрия, электрохимические сенсоры.

Аммиак и цианиды, хорошо растворимые в воде, улавливаются при охлаждении газа в пироконденсате и анализируются фотометрическими или потенциометрическими методами. Содержание смол и пыли определяют гравиметрическим методом, пропуская пробу газа через фильтр и абсорбер с органическим растворителем.

Жидкие продукты подземной газификации угля — смолы и пироконденсат — представляют собой сложные многокомпонентные смеси, состав которых варьируется в зависимости от типа угля и температурного режима. Смолы содержат ценные химические соединения: фенолы, нафталин, бензольные углеводороды, пиридиновые основания, однако их присутствие в газе осложняет транспорт и вызывает забивание скважин. Анализ жидких продуктов начинается с определения физико-химических показателей. Содержание воды определяют по методу, основанном на азеотропной перегонке пробы с нерастворимым растворителем (толуолом или ксилолом) и измерении объёма сконденсировавшейся воды в градуированной ловушке [8,

с. 22–29]. Определение фракционного состава проводят по ГОСТ 2177–99, который устанавливает два метода перегонки; для тёмных нефтепродуктов, к которым относятся смолы ПГУ, применяют метод Б [8, с. 25–29]. Перегонку ведут в стандартных условиях, фиксируя температуры выкипания определённых объёмов. Для смол ПГУ характерно широкое распределение фракций: легкое масло, фенольная фракция и тяжёлая смола [9, с. 18–20]. Данные фракционного состава позволяют оценить потенциальные направления переработки смолы.

Для детального компонентного состава смол подземной газификации угля применяется хромато-масс-спектрометрия (ХМС), сочетающая высокую разделяющую способность газовой хроматографии с идентификационной мощью масс-спектрометрии [6, с. 602–610]. Этот метод позволяет надёжно идентифицировать индивидуальные соединения в сложных смесях, определять количественное содержание фенолов, нафталина, антрацена и других ароматических соединений. Данные ХМС-анализа необходимы для обоснованной оценки возможности использования смол в качестве сырья для производства фенолформальдегидных смол, нафталина и других продуктов органического синтеза.

Твёрдый остаток, остающийся в подземном газогенераторе после завершения процесса, представлен золой и полукоксом — углистым остатком, не полностью прореагировавшим с окислителем. Его анализ важен для оценки полноты выгазовывания угля, прогнозирования поведения массива и экологической оценки нарушенных земель. Первым этапом является технический анализ: определение зольности влажности. Высокое содержание углерода в золе (недожог) свидетельствует о неполноте процесса газификации и позволяет оценить его эффективность. Особое значение имеет исследование газопроницаемости твёрдого остатка, так как этот параметр определяет фильтрационные характеристики подземного газогенератора — равномерность распределения дутья и отвода продуктов газификации. Лабораторные методы определения газопроницаемости включают пропускание воздуха или инертного газа через слой дробленого материала при заданном перепаде давления и расчёт коэффициента проницаемости по закону Дарси. Данные о газопроницаемости учитываются при математическом моделировании процесса ПГУ, которое является необходимым инструментом для прогнозирования динамики распределения температуры и состава продуктов газификации, а также для оптимизации режимных параметров [10, с. 70–76].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексное исследование продуктов ПГУ, сочетающее методы газовой хроматографии, стандартные методы анализа жидких и твёрдых топлив, а также современные физико-химические методы (хромато-масс-спектрометрия), является ключевым инструментом для решения широкого круга задач: оперативного контроля и управления процессом газификации путём своевременной корректировки состава дутьевой смеси и режимных параметров; оценки технико-экономической эффективности переработки угольного сырья на основе данных о полноте выгазовывания и потерях углерода с твёрдым остатком; определения оптимальных направлений использования получаемого газа — для энергетических целей или в качестве сырья для химического синтеза; оценки потенциала извлечения ценных компонентов из жидких продуктов и решения экологических задач, связанных с утилизацией пироконденсата и рекультивацией земель после завершения процесса ПГУ. Применение стандартизированных методик, регламентированных ГОСТом, обеспечивает достоверность и сопоставимость результатов анализов, что является основой для принятия обоснованных технологических решений и гарантирует безопасность и экономическую целесообразность применения технологии подземной газификации угля.

Список литературы

1. Крейнин Е. В. Подземная газификация углей основы теории и практики, инновации / Е. В. Крейнин. Москва: Корина-офсет, 2010. 396 с.
2. Антамошкин О. А., Цыганко Е. Н., Астанакулов К. Д., Ахмадалиев Ш. Ш., Муратов А. Х. Перспективы подземной газификации для доработки угольных запасов шахт // Уголь. 2025. № 6. С. 114–118.
3. Тюрина Э. А., Медников А. С., Елсуков П. Ю., Жарков П. В., Зубова Е. В. Использование газа подземной газификации угля для совместного производства электроэнергии и синтетического жидкого топлива // Вестник Ивановского государственного энергетического университета, 2022. № 1. 22–37 с.
4. ГОСТ Р ИСО 11338-1-2008. Национальный стандарт Российской Федерации. Выбросы стационарных источников. Определение содержания полициклических ароматических углеводородов в газообразном состоянии и в виде твердых взвешенных частиц. Часть 1. Отбор проб: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 ноября 2008 г. № 306-ст: дата введения 2010-01-01. Москва: Стандартинформ, 2009. 20 с.
5. ГОСТ 31371.1–2020. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Руководство по проведению анализа. Москва: Стандартинформ, 2020. 40 с.
6. Столяров Б. В., Савинов И. М., Витенберг А. Г., Карцова Л. А., Зенкевич И. Г., Калмановский В. И.,

Каламбет Ю. А. Практическая газовая и жидкостная хроматография: учебное пособие. Санкт-Петербург: Изд-во С.-Петербургского ун-та, 2002. 616 с.
7. ГОСТ 31369–2021. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава. Москва: Стандартинформ, 2021. 44 с.
8. ГОСТ 2177–99 (ИСО 3405–88). Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. Москва: Российский институт стандартизации, 2021. 29 с.
9. Белов А. В., Зоря А. Ю., Крейнин Е. В. Перспективы химической переработки газа подземной газификации угля с получением синтетического жидкого топлива // Газохимия. 2009. С. 18–20.
10. Ермагамбет Б. Т., Мартемьянов С. М., Касенова Ж. М., Бухаркин А. А. Физическое моделирование внутрипластового нагрева угольного пласта // Проблемы современной науки и образования. 2019. 70–76 с.

References

1. Kreynin E. V. (2010) Underground Coal Gasification: Fundamentals of Theory and Practice, Innovations. Moscow: Korina-ofset. 396 pp. ISBN 978-5-904188-11-5.
2. Antamoshkin O. A., Tsyganko E. N., Astanakulov K. D., Akhmadaliev Sh. Sh. and Muratov A. Kh. (2025) 'Prospects of underground coal gasification for additional development of mine coal reserves', Coal, (6), pp. 114–118.
3. Tyurina E. A., Mednikov A. S., Elsukov P. Yu., Zharkov P. V. and Zubova E. V. (2022) 'Use of underground coal gasification gas for combined production of electricity and synthetic liquid fuel', Bulletin of Ivanovo State Power Engineering University, (1), pp. 22–37.
4. GOST R ISO 11338-1-2008 (2009) National Standard of the Russian Federation. Stationary Source Emissions. Determination of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in Gaseous and Solid Particulate Phases. Part 1: Sampling. Moscow: Standartinform. 20 pp.
5. GOST 31371.1–2020 (2020) Natural Gas. Determination of Composition by Gas Chromatography with Uncertainty Evaluation. Part 1: Guidelines for Analysis. Moscow: Standartinform. 40 pp.
6. Stolyarov B. V., Savinov I. M., Vitenberg A. G., Kartsova L. A., Zenkevich I. G., Kalmanovskii V. I. and Kalambet Yu. A. (2002) Practical Gas and Liquid Chromatography: A Textbook. Saint Petersburg: Saint Petersburg University Press. 616 pp.
7. GOST 31369–2021 (2021) Natural Gas. Calculation of Calorific Value, Density, Relative Density and Wobbe Index from Composition. Moscow: Standartinform. 44 pp.
8. GOST 2177–99 (ISO 3405–88) (2021) Petroleum Products. Methods for Determination of Distillation Characteristics. Moscow: Russian Institute of Standardization. 29 pp.
9. Belov A. V., Zorya A. Yu. and Kreynin E. V. (2009) 'Prospects for chemical processing of underground coal gasification gas to produce synthetic liquid fuel', Gas Chemistry, pp. 18–20.
10. Ermagambet B. T., Martemyanov S. M., Kasenova Zh. M. and Bukharkin A. A. (2019) 'Physical modeling of in-situ heating of a coal seam', Problems of Modern Science and Education, pp. 70–76.

Информация об авторах

Газизова Ралина Ниязовна, *магистрант, Институт теплоэнергетики, кафедра тепловых электрических станций, Казанский государственный энергетический университет; 420066, Россия, г. Казань, Красносельская ул., д. 51; e-mail: gazizova.ralina777@mail.ru.*

Низамова Альфия Шарифовна, *кандидат технических наук, доцент кафедры атомных и тепловых электрических станций, Казанский государственный энергетический университет; 420066, Россия, г. Казань, Красносельская ул., д. 51; e-mail: nizamova_tes@mail.ru.*

Information about the authors

Gazizova Ralina Niyazovna, *Master's Student, Institute of Thermal Power Engineering, Department of Thermal Power Plants, Kazan State Power Engineering University; 51 Krasnoselskaya St., Kazan, 420066, Russia; e-mail: gazizova.ralina777@mail.ru.*

Nizamova Alfiya Sharifovna, *PhD in Engineering, Associate Professor of the Department of Nuclear and Thermal Power Plants, Kazan State Power Engineering University; 51 Krasnoselskaya St., Kazan, 420066, Russia; e-mail: nizamova_tes@mail.ru.*