Оригинальная статья

Original Paper

УДК 622.278:662.747 © Т.А. Панфилова✉[1,2], В.В. Кукарцев[1,2,3], О.С. Турчанин[4], Ю.А. Лепехина[5], А.М. Караджиян[4], 2025

[1] ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», 660041, г. Красноярск, Россия
[2] ФГАОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана», 105005, г. Москва, Россия
[3] ФГБОУ ВО «Российский государственный аграрный университет – МСХА имени К.А. Тимирязева», 127550, г. Москва, Россия
[4] ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина», 350044, г. Краснодар, Россия
[5] Государственный морской университет имени адмирала Ф.Ф. Ушакова, Новороссийск, 353924, Россия
✉ e-mail: t_ pan80@mail.ru

UDC 622.278:662.747 © T.A. Panfilova✉[1,2], V.V. Kukartsev[1,2,3], O.S. Turchanin[4], Yu.A. Lepekhina[5], A.M. Karadzhiyan[4], 2025

[1] Siberian Federal University, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation
[2] Bauman Moscow State Technical University, Moscow, 105005, Russian Federation
[3] Russian State Agrarian University – Moscow Timiryazev Agricultural Academy, Moscow, 127550, Russian Federation
[4] I.T. Trubilin Kuban State Agrarian University, Krasnodar, 350044, Russian Federation
[5] Admiral F.F. Ushakov State Maritime University, Novorossiysk, 353924, Russian Federation
✉ e-mail: t_ pan80@mail.ru

Использование подземной газификации угля как инструмента устойчивого развития

Utilising underground coal gasification as a tool for sustainable development

DOI: http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2025-6-124-128

ПАНФИЛОВА Т.А.
Канд. техн. наук, доцент,
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»,
660041, г. Красноярск, Россия,
ФГАОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана»,
105005, г. Москва, Россия,
e-mail: t_ pan80@mail.ru

КУКАРЦЕВ В.В.
Канд. техн. наук, доцент,
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»,
660041, г. Красноярск, Россия,
ФГАОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана»,
105005, г. Москва, Россия,
ФГБОУ ВО «Российский государственный аграрный университет – МСХА им. К.А. Тимирязева»,
127550, г. Москва, Россия,
e-mail: vlad_saa_2000@mail.ru

Представленная статья посвящена исследованию перспектив стратегического использования подземной газификации угля (ПГУ) как экологически чистой и экономически эффективной альтернативы традиционным методам добычи и переработки угля. В работе проведен комплексный анализ технологических и экономических аспектов ПГУ на основе обобщения данных предыдущих разработок и моделирования процесса газификации с учетом различных горно-геологических условий. Особое внимание уделено влиянию состава дутья на энергетические показатели и экономической эффективности технологии. Сравнение ПГУ с наземной газификацией по методу Лурги демонстрирует конкурентоспособность подземного метода, особенно в отношении снижения затрат на добычу и транспортировку угля. Результаты исследования показывают, что оптимальная мощность предприятия ПГУ составляет 300-500 МВт, а также позволяет эффективно использовать низкокачественные угли.

Ключевые слова: *подземная газификация угля, ПГУ, уголь, газификация, энергетическая эффективность, экономика, экология, технология.*

Для цитирования: Использование подземной газификации угля как инструмента устойчивого развития / Т.А. Панфилова, В.В. Кукарцев, О.С. Турчанин и др. // Уголь. 2025;(6):124-128. DOI: 10.18796/0041-5790-2025-6-124-128.

Abstract

The presented article is devoted to the study of the prospects of strategic use of underground coal gasification (UCG) as an environmentally friendly

and cost-effective alternative to traditional methods of coal mining and processing. The paper provides a comprehensive analysis of technological and economic aspects of UCG on the basis of generalisation of data from previous developments and modelling of the gasification process taking into account various mining and geological conditions. Special attention is paid to the influence of blast composition on energy performance and economic efficiency of the technology. Comparison of UCG with surface gasification by the Lurgi method demonstrates the competitiveness of the underground method, especially in terms of reducing the cost of coal mining and transport. The results of the study show that the optimum capacity of UCG plant is 300-500 MW, and also allows efficient utilisation of low-quality coals.

Keywords

Underground coal gasification, UCG, coal, gasification, energy efficiency, economics, ecology, technology.

For citation

Panfilova T.A., Kukartsev V.V., Turchanin O.S., Lepekhina Yu.A., Karadzhiyan A.M. Utilising underground coal gasification as a tool for sustainable development. *Ugol'*. 2025;(6):124-128. (In Russ.). DOI: 10.18796/0041-5790-2025-6-124-128.

ТУРЧАНИН О.С.
Старший преподаватель,
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина»,
350044, г. Краснодар, Россия,
e-mail: alexkgau@rambler.ru

ЛЕПЕХИНА Ю.А.
Канд. техн. наук, доцент,
Государственный морской университет имени адмирала Ф.Ф. Ушакова,
353924, г. Новороссийск, Россия,
e-mail: rew777@yandex.ru

КАРАДЖИЯН А.М.
Студент, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина»,
350044, г. Краснодар, Россия,
e-mail: lay912@yandex.ru

ВВЕДЕНИЕ

Безусловно, проблема обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития является одной из наиболее актуальных проблем в современном мире. Ископаемые виды топлива, такие как уголь, нефть и газ, доминируют в мировом топливно-энергетическом балансе, однако их добыча и использование сопряжены с серьезными экологическими проблемами, включая выбросы парниковых газов, загрязнение воздуха и воды, а также нарушение земельных ресурсов [1, 2, 3]. В связи с этим поиск альтернативных и более экологически чистых способов использования ископаемого топлива является задачей первостепенной важности [4, 5, 6, 7]. В настоящее время существует несколько основных направлений решения этой проблемы. Во-первых, это повышение эффективности традиционных технологий сжигания угля, например путем внедрения систем улавливания и хранения углекислого газа (CCS). Однако внедрение CCS требует значительных капиталовложений и приводит к удорожанию электроэнергии [8, 9]. Во-вторых, это развитие технологий газификации угля, позволяющих получать более чистые газообразные энергоносители. Наземная газификация угля требует значительных затрат на добычу, транспортировку и переработку угля [10, 11, 12, 13]. В связи с этим подземная газификация угля (ПГУ) представляет собой перспективное направление, позволяющее превращать уголь в газообразное топливо непосредственно в недрах, избегая экологических издержек, связанных с добычей, хранением и транспортировкой угля, и может существенно уменьшить выбросы загрязняющих веществ при сжигании угольных пластов, являясь эффективным вариантом экологически чистой угольной технологии в топливной энергетике.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В представленной работе проводился комплексный анализ перспективности технологии подземной газификации угля (ПГУ) как экологически чистого и экономически эффективного способа использования угольных ресурсов (*рис. 1, 2*). Для оценки перспективности технологии ПГУ авторы использовали данные, полученные на различных станциях подземной газодобычи, где ранее проводились опытно-промышленные работы по газификации угольных пластов.

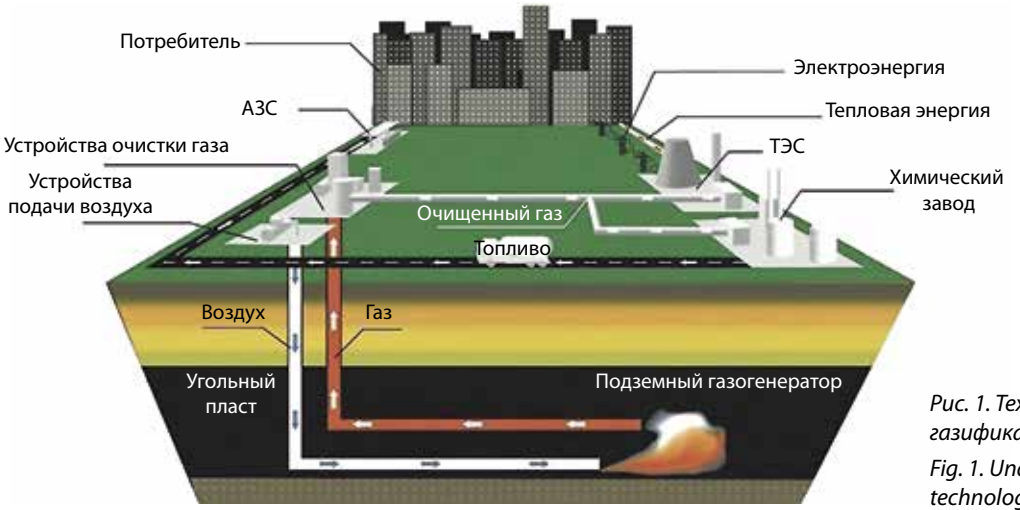

Рис. 1. Технология подземной газификации угля

Fig. 1. Underground coal gasification technology

В частности, использовались данные Лисичанской станции подземной газодобычи, где были получены данные о составе газа ПГУ при различных гидрогеологических условиях и мощности угольных пластов [14, 15, 16].

В работе также анализируются данные, полученные американской Лоренс-Ливерморской лабораторией (ЛЛЛ), по технико-экономическим исследованиям производства заменителя природного газа (ЗПГ) методом ПГУ. Сравнение проводилось с результатами аналогичных расчетов наземной газификации по методу Лурги, базирующейся на угле открытой добычи. Помимо анализа данных в работе проводилось моделирование процесса ПГУ с использованием экономико-математической модели. Данная модель позволяла оценивать эффективность технологии ПГУ при варьировании различных горно-геологических условий, тепловой мощности предприятия, состава применяемого дутья (воздух, кислород, парокислородная смесь) и других факторов. Модель не опирается на конкретное оборудование, а является математическим описанием процесса. Она же использовалась в качестве основного инструмента экономической оценки. В расчетах приняты следующие горно-геологические параметры: мощность пласта – 4 м, глубина залегания – 300 м, объемный вес угля – 1,3 т/м^3. Уголь марки ГЖ. Теплота сгорания (низшая) на рабочую массу – 28,5 МДж/кг (6800 ккал/кг), теплота сгорания получаемого газа (низшая) – 4,2 МДж/ м^3 (1000 ккал/м^3).

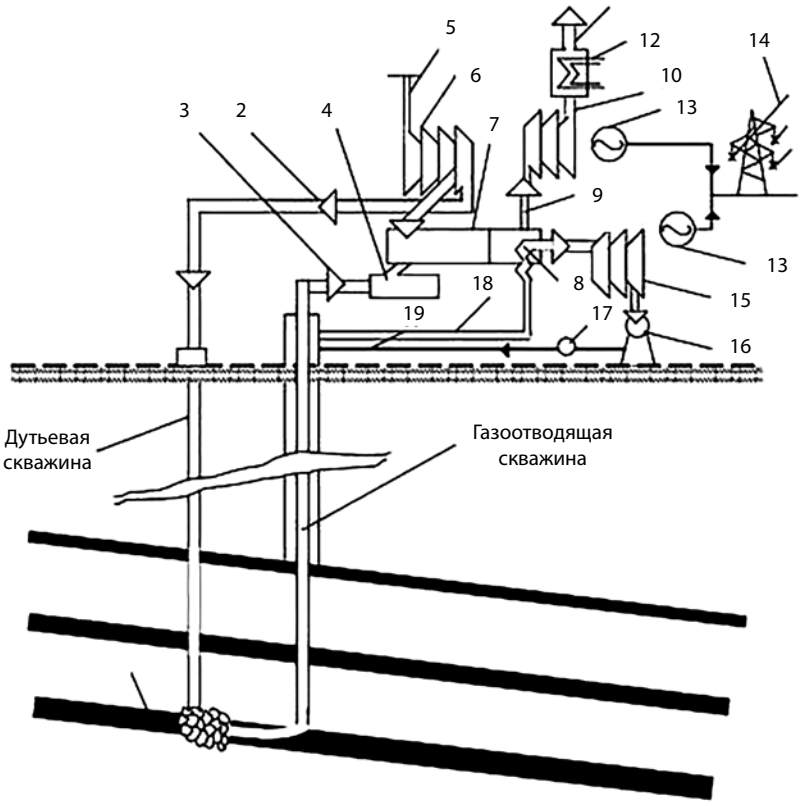

Рис. 2. Принципиальная схема автономного горно-энергетического комплекса на базе подземной газификации угля: 1 – подземный газогенератор; 2 – сжатый воздух; 3 – низкокалорийный газ; 4 – установка очистки газа; 5 – воздух; 6 – компрессор; 7 – камера сгорания; 8 – пароперегреватель; 9 – дымовые газы с температурой 800-850°С; 10 – газовая турбина; 11 – вытяжная труба; 12 – экономайзер; 13 – генератор переменного тока; 14 – электросеть; 15 – паровая турбина; 16 – конденсатор; 17 – насос; 18 – пар с температурой 250°С; 19 – вода

Fig. 2. A basic diagram of an autonomous mining and energy complex b ased on the underground coal gasification

РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате проведенного исследования авторами были получены важные данные, характеризующие потенциал и экономическую эффективность технологии подземной газификации угля. Анализ состава газа, получаемого на различных объектах, показал, что использование обогащенного кислородом дутья позволяет значительно повысить теплоту сгорания газа ПГУ, достигая значений 9-11 МДж/м^3, что существенно расширяет область его применения. После отмывки кислых газов теплота сгорания газа может быть увеличена до 11,5-12,5 МДж/м^3, а после

метанизации – до 34-35 МДж/м^3, что делает его сопоставимым с природным газом.

Технико-экономическое сравнение ПГУ с наземной газификацией угля по методу Лурги, проведенное на основе данных Лоренс-Ливерморской лаборатории (ЛЛЛ), выявило экономическую целесообразность применения ПГУ, особенно при использовании оптимальной схемы размещения скважин. В частности, цена ЗПГ, получаемого методом ПГУ, варьировалась от 40,6 до 48,7 дол. США за 1000 м^3 при различной степени извлечения запасов угля, что значительно ниже стоимости ЗПГ, получаемого при наземной газификации (64,2 дол./1000 м^3). Анализ, проведенный американской фирмой «Галф Ресерч энд Девелопмент», также подтвердил экономические преимущества ПГУ по сравнению с наземной газификацией. Продажные цены на ЗПГ, получаемые при подземной газификации, оказались на 31-37% ниже, чем при наземной газификации, что является существенным фактором, определяющим конкурентоспособность технологии ПГУ. Кроме того, использование западных углей обеспечивает на 30-50% меньше затрат, чем восточных углей. Оценка влияния различных факторов на экономические показатели процесса ПГУ показала, что мощность газифицируемого угольного пласта оказывает существенное влияние на себестоимость получаемого газа только при ее увеличении до 10 м. Уменьшение степени отработки запасов угля со 100 до 90% увеличивает себестоимость газа всего на 2%, а увеличение потерь дутья от 0 до 10% вызывает рост себестоимости на 6-13%.

Согласно результатам расчетов, проведенных в рамках исследования, наиболее экономически выгодной мощностью предприятия ПГУ является мощность 300-500 МВт, что соответствует ежегодному выгазовыванию примерно 0,5-0,8 млн т условного топлива. Было отмечено, что характерной особенностью ПГУ является незначительное влияние качества угля на основные технико-экономические показатели предприятий, что позволяет газифицировать низкокачественные угли с достаточно высокими экономическими показателями. В то же время переход с воздушного на кислородное дутье приводит к росту теплоты сгорания газа, но требует больших капитальных затрат. Результаты исследования также показали, что энергия, получаемая на предприятиях ПГУ, почти в два раза меньше по себестоимости, чем на шахте и в три раза выше, чем на разрезе. Производительность труда на предприятиях ПГУ в 2,5 раза выше, чем в шахте. Удельные капитальные вложения на предприятии ПГУ близки к капитальным затратам на разрезе и многократно ниже, чем на шахте. В Кузбассе для предприятия тепловой мощностью 116 МВт требуются инвестиции в сумме 506,68 млн руб., или 16,89 млн дол. США. Удельные капитальные затраты составят соответственно 57,79 руб., или 1,926 дол. на 1000 м^3 газа ПГУ (на 1 Гкал).

В ходе исследования было установлено, что доля затрат на подземный газогенератор составляет лишь 8-11% от общей суммы на строительство ПГУ, что обусловлено необходимостью возведения сложного поверхностного комплекса, включающего цеха выработки дутья, трубопроводы и устройства для охлаждения и очистки газа. Также доля удельных капзатрат на строительство поверхностного комплекса снижается при росте мощности предприятия: при увеличении объемов производимого газа с 350 до 17520 млн м^3 – с 92 до 51%.

ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты проведенного анализа позволяют сделать ряд важных выводов о перспективах и ограничениях технологии подземной газификации угля. Одним из ключевых наблюдений является значительное влияние состава дутья на энергетические и экономические показатели процесса. Использование обогащенного кислородом или чистого кислорода позволяет существенно повысить теплоту сгорания получаемого газа, что, безусловно, расширяет сферу его применения и снижает затраты на транспортировку. Однако, как отмечается в исследовании, переход на кислородное дутье требует значительных капитальных вложений, связанных с сооружением установок по производству кислорода. Это, в свою очередь, увеличивает срок окупаемости проектов ПГУ и может снижать их экономическую привлекательность, особенно на начальном этапе внедрения.

Сравнение ПГУ с наземной газификацией по методу Лурги, подтверждает экономическую целесообразность подземного варианта. Более низкая стоимость ЗПГ, получаемого методом ПГУ, обусловлена, прежде всего, отсутствием затрат на добычу и транспортировку угля. Это делает ПГУ особенно привлекательной для разработки труднодоступных и нерентабельных залежей угля. Выбор месторождений с достаточно мощными угольными пластами позволяет снизить затраты на бурение и поддержание процесса газификации. Увеличение потерь дутья негативно сказывается на себестоимости газа, что подчеркивает необходимость тщательного контроля и герметизации системы подземного газогенератора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное исследование позволило всесторонне оценить перспективы технологии подземной газификации угля (ПГУ) как альтернативного способа использования угольных ресурсов. В результате анализа как предыдущих разработок, так и выполненных технико-экономических расчетов и моделирования, были получены конкретные данные о потенциале и эффективности данного метода. Важным выводом является то, что использование обогащенного кислородом дутья значительно повышает теплоту сгорания газа ПГУ, что расширяет возможности его применения в энергетике и химической промышленности. Сравнение с традиционной наземной газификацией по методу Лурги демонстрирует экономическую привлекательность ПГУ, особенно в контексте разработки труднодоступных угольных месторождений, исключая затраты на добычу и транспортировку угля.

В ходе исследования было установлено, что экономически наиболее целесообразной является мощность предприятия ПГУ в диапазоне 300-500 МВт, что соответствует ежегодному выгазовыванию 0,5-0,8 млн т условного топлива. При этом характерной особенностью технологии является относительно небольшое влияние качества угля на экономические показатели, что делает возможным

использование низкокачественных углей, в результате чего энергия, произведенная на предприятиях ПГУ, имеет более низкую себестоимость, чем при подземном способе добычи угля, и более высокую производительность труда. Удельные капитальные вложения на предприятии ПГУ также конкурентоспособны по сравнению с открытым способом добычи угля.

Список литературы • References

1. Kravtsov K., Tynchenko V., Semenova E., Shalaeva D., Pinchuk I. Workflow automation and performance improvement based on PostgreSQL. *E3S Web of Conferences*. 2023;(458):09022. DOI: 10.1051/e3sconf/202345809022.
2. Podoprigora D.G., Sabukevich V.S., Korobov G.Y., Nguen V.T. Justification of Developed System Measures to Increase Productivity of Wells in Eastern Part of Pechora Sea Oil Field. *International Journal of Engineering*. 2024;37(11):2303-2313. DOI: 10.5829/ije.2024.37.11b.15.
3. Kukartsev V., Saidov N., Stupin A., Shagaeva O., Antamoshkina O., Korpacheva L. Prototype Technology Decision Support System for the EBW Process. *Lecture Notes in Networks and Systems*. 2023;(596 LNNS):456-466. DOI: 10.1007/978-3-031-21435-6_39.
4. Dash L., Pattanayak B.K., Laha S.R., Pattnaik S., Mohanty B., Habboush A.K., Al Smadi T. Energy Efficient Localization Technique Using Multilateration for Reduction of Spatially and Temporally Correlated Data in RFID System. *Tikrit Journal of Engineering Sciences*. 2024;31(1):101-112 DOI: 10.25130/tjes.31.1.9.
5. Tynchenko Ya.A., Kukartsev V.V., Gladkov A.A., Panfilova T.A. Assessment of technical water quality in mining based on machine learning methods. *Sustainable Development of Mountain Territories*. 2024;16(1):56-69. DOI: 10.21177/1998-4502-2024-16-1-56-69.
6. Kolenchukov O.A., Mikhaulov A.Y., Bashmur K.A., Tynchenko V.S., Sergienko R.B., Kukartsev V.V., Tynchenko V.V. Forecasting the technical condition of thermochemical reactor systems. *SOCAR Proceedings*. 2023;2023(1):123-130. DOI: 10.5510/OGP20230100814.
7. Kukartsev V.A., Trunova A.I., Kukartsev V.V., Tynchenko V.S., Kurashkin S.O., Bashmur K.A., Tynchenko Y.A., Sergienko R.B., Tynchenko S.V. Increasing the Efficiency of Synthetic Iron Production by the Use of New Kit Lining. *Metals*. 2023;13(7):1184. DOI: 10.3390/met13071184.
8. Yelemessov K.K., Isametova M.E., Saidinbayeva N.D., Kukartsev V.V. Mathematical and computer modeling of gantry crane load-beam system oscillation. *Sustainable Development of Mountain Territories*. 2023;15(2):450-461. DOI: 10.21177/1998-4502-2023-15-2-450-461.
9. Trrad I., Smadi T.A.L., Al-Wahshat H. Application of fuzzy logic to cognitive wireless communications. *International Journal of Recent Technology and Engineering*. 2019;8(3):2228-2234. DOI: 10.35940/ijrte.B2065.098319.
10. Adigamov R.R., Baraboshkin K.A., Mishnev P.A., Karlina A.I. Development of rolling procedures for pipes of K55 strength class at the laboratorial mill. *CIS Iron and Steel Review*. 2022;(24):60-66. DOI 10.17580/cisisr.2022.02.09.
11. Malozyomov B.V., Golik V.I., Brigida V., Kukartsev V.V., Tynchenko Y.A., Boyko A.A., Tynchenko S.V. Substantiation of Drilling Parameters for Undermined Drainage Boreholes for Increasing Methane Production from Unconventional Coal-Gas Collectors. *Energies*. 2023;16(11):4276. DOI: 10.3390/en16114276.
12. Rogova D., Kurashkin S., Tynchenko V., Seregin Y., Privalov A., Kukartsev V. Comprehensive review of state-of-the-art intelligent methods for videosequences analysis. *AIP Conference Proceedings*. 2023;(2700):040046. DOI: 10.1063/5.0124865.
13. Gutarevich V.O., Mikhalev A.S., Tynchenko Y.A., Kukartsev V.V., Gozbenko V.E. Reducing oscillations in suspension of mine monorail track. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2023;(11):72-87. DOI: 10.25018/0236_1493_2023_111_0_72.
14. Al-Sharo Y.M., Al Smadi K., Al Smadi T., Yasameen Kamil N. Optimization of Stable Energy PV Systems Using the Internet of Things (IoT). *Tikrit Journal of Engineering Sciences*. 2024;31(1):127-137. DOI: 10.25130/tjes.31.1.11.
15. Podoprigora D.G., Byazrov R.R., Lagutina M.A., Arabov D.V., Galimov V.V., Ermolin D.S. A novel integrated methodology for screening, assessment and ranking of promising oilfields for polymer floods. *Advances in Geo-Energy Research*. 2024;12(1):8-21. DOI: 10.46690/ager.2024.04.02.
16. Yelemessov K., Sabirova L.B., Martyushev N.V., Malozyomov B.V., Bakhmagambetova G.B., Atanova O.V. Modeling and Model Verification of the Stress-Strain State of Reinforced Polymer Concrete. *Materials*. 2023;(16):3494. DOI: 10.3390/ma16093494.

Authors Information

Panfilova T.A. – PhD (Engineering), Associate Professor, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation, Bauman Moscow State Technical University, Moscow, 105005, Russian Federation, e-mail: t_pan80@mail.ru

Kukartsev V.V. – PhD (Engineering), Associate Professor, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation, Bauman Moscow State Technical University, Moscow, 105005, Russian Federation, Russian State Agrarian University – Moscow Timiryazev Agricultural Academy, Moscow, 127550, Russian Federation, e-mail: vlad_saa_2000@mail.ru

Turchanin O.S. – Senior Lecturer, I.T. Trubilin Kuban State Agrarian University, Krasnodar, 350044, Russian Federation, e-mail: alexkgau@rambler.ru

Lepekhina Yu.A. – PhD (Engineering), Associate Professor, Admiral F.F. Ushakov State Maritime University, Novorossiysk, 353924, Russian Federation, e-mail: rew777@yandex.ru

Karadzhiyan A.M. – Student, I.T. Trubilin Kuban State Agrarian University, Krasnodar, 350044, Russian Federation, e-mail: lay912@yandex.ru

Информация о статье

Поступила в редакцию: 15.04.2025
Поступила после рецензирования: 16.05.2025
Принята к публикации: 26.05.2025

Paper info

Received April 15, 2025
Reviewed May 16, 2025
Accepted May 26, 2025