

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.192-204>

EDN ZVWBGL

УДК 622.244.442.063.2

Обзор возможности использования афронсодержащих растворов при бурении нефтегазовых скважин

Леушева Е.Л., Морозов А.О., Руссков Д.А.

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,

Санкт-Петербург, Россия

Overview of the possibilities of using aphron-containing fluids in oil and gas well drilling

E.L. Leusheva, A.O. Morozov, D.A. Russkov

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

E-mail: Leusheva_EL@pers.spmi.ru

Аннотация. Рассмотрены возможности применения афронсодержащих буровых растворов при вскрытии нефтегазовых пластов с пониженным пластовым давлением, трещиноватостью и повышенным риском поглощений. Афроны представляют собой газовые микропузырьки, стабилизированные оболочкой из поверхностно-активных веществ, полимеров и водной фазы; такая структура позволяет временно перекрывать поры и микротрещины, снижая фильтрацию и повреждение призабойной зоны. Обобщены основные преимущества технологии: уменьшение плотности промывочной жидкости, сохранение проницаемости коллектора, улучшение выноса шлама, совместимость со стандартным оборудованием и возможность экологической модификации рецептур. Отдельно проанализированы ограничения, связанные с термической деструкцией полимеров, чувствительностью к концентрации ПАВ, высокой вязкостью при малых скоростях сдвига и снижением эффективности в крупнотрещиноватых породах. Показано, что дальнейшее развитие афроновых систем связано с использованием термостойких минералов, биоразлагаемых ПАВ, нанодобавок и адаптивных рецептур.

Ключевые слова: буровые растворы, афроновые системы, коллоидный газовый афрон, низкое пластовое давление, фильтрация, поглощение, ПАВ, ксантановая камедь, аттапульгит, термостойкость, реология, вскрытие пласта

Для цитирования: Леушева Е.Л., Морозов А.О., Руссков Д.А. Обзор возможности использования афронсодержащих растворов при бурении нефтегазовых скважин // Нефтяная провинция.-2026.- №3(47).-С. 192-204. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.192-204>. - EDN ZVWBGL

Abstract. The paper reviews the potential application of aphron-containing drilling fluids for drilling oil and gas formations characterized by low formation pressure, fracturing and a high risk of lost circulation. Aphrons are gas microbubbles stabilized by a shell composed of surfactants, polymers and an aqueous phase; this structure enables temporary sealing of pores and microfractures, thereby reducing filtration losses and near-wellbore formation damage. The main advantages of the technology are summarized, including reduced drilling fluid density, preservation of reservoir permeability, improved cuttings transport, compatibility with conventional mixing equipment and the possibility of environmentally oriented formulation design. The limitations of aphron systems are also analyzed: thermal degradation of polymer stabilizers, sensitivity to surfactant concentration, high low-shear-rate viscosity and reduced efficiency in large-fracture reservoirs. Further development is associated with heat-resistant minerals, biodegradable surfactants, nanoparticles and adaptive formulations.

Key words: *drilling fluids, aphron systems, colloidal gas aphron, low formation pressure, filtration, lost circulation, surfactants, xanthan gum, attapulgit, thermal stability, rheology, reservoir drilling*

For citation: E.L. Leusheva, A.O. Morozov, D.A. Russkov Obzor vozmozhnosti ispol'zovaniya afronsoderzhashchikh rastvorov pri burenii neftegazovykh skvazhin [Overview of the possibilities of using aphron-containing fluids in oil and gas well drilling]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 192-204. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.192-204>. EDN ZVWBGL (in Russian)

Введение

Освоение истощенных и низконапорных нефтегазовых пластов требует буровых растворов, способных одновременно обеспечивать устойчивость ствола, вынос шлама, контроль фильтрации и минимальное повреждение коллектора. Для водных систем особенно важны реологические и фильтрационные свойства, поскольку именно они определяют способность раствора переносить выбуренную породу и ограничивать проникновение фильтрата в пласт [1]. При бурении в осложненных условиях, включая зоны аномально низкого пластового давления, традиционные глинистые и полимерные растворы не всегда обеспечивают достаточный контроль поглощений; поэтому в последние годы возрастает интерес к афронсодержащим промывочным жидкостям [2].

Коллоидные газовые афроны (Colloidal Gas Aphrons, CGA) представляют собой микропузырьки газа диаметром преимущественно от десятков до сотен микрометров, окруженные стабилизирующей оболочкой из поверхностно-активных веществ, полимеров и водной фазы. Экспериментальные исследования показывают, что такие системы способны сохранять структуру при повышенном давлении и формировать временный барьер в поровом пространстве [3]. Возможность генерации афронов с использованием природных или менее токсичных ПАВ делает технологию перспективной для экологически ориентированного бурения [4].

Принцип действия афронных растворов заключается в сочетании пониженной плотности, высокой вязкости при низких скоростях сдвига и способности микропузырьков закупоривать поры и микротрещины. В отличие от обычных пен, афроны не требуют постоянной подачи газа в скважину и могут образовываться в процессе перемешивания раствора на поверхности. Дополнительное преимущество связано с возможностью применения биоразлагаемых пенообразующих добавок, в том числе на основе *n*-алкилированного глицина, предназначенных для работы при повышенных температурах [5].

В то же время афронные растворы нельзя рассматривать как универсальное средство для любых геолого-технических условий. Их эффективность зависит от устойчивости оболочки микропузырьков, минерализации водной фазы, температуры, давления, типа ПАВ, концентрации полимеров и соответствия размеров афронов структуре порового пространства. Для корректного проектирования рецептуры необходимо учитывать устойчивость и реологическую модель CGA-систем [6], а также возможность усиления барьерных свойств за счет наночастиц и биосурфактантов [7, 8]. Цель настоящей статьи — обобщить преимущества, ограничения и перспективные рецептурные решения для применения афронсодержащих буровых растворов при бурении нефтегазовых скважин.

Актуальность применения афроновых систем

Актуальность афронсодержащих растворов определяется ростом доли трудноосваиваемых запасов и необходимостью вскрытия пластов с малым градиентом пластового давления. В таких условиях превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением приводит к поглощениям, ухудшению фильтрационных свойств призабойной зоны и увеличению затрат на ликвидацию осложнений. Афронные системы позволяют снизить эффективную плотность промывочной жидкости и уменьшить глубину проникновения фильтрата в коллектор.

Особое значение имеет способность афронов образовывать временный саморегулирующийся экран. При входе в поры или микротрещины афроны деформируются, частично уплотняются и совместно с полимерной структурой раствора ограничивают дальнейшее движение жидкости. После завершения бурения или изменения депрессии этот барьер должен разрушаться без образования трудноудаляемой корки, что принципиально важно при вскрытии продуктивных горизонтов.

Практический интерес к технологии усиливается и из-за того, что устойчивость афронов может изменяться при контакте с углеводородами. Экспериментальные данные показывают, что нефтяная фаза и растворенные углеводороды влияют на время жизни афронов, межфазные свойства и способность системы сохранять дисперсную структуру [9]. Поэтому для каждого объекта необходимо подбирать не только базовый полимер и ПАВ, но и состав стабилизирующих добавок с учетом минерализации, температуры и состава пластового флюида.

Отдельным аргументом в пользу дальнейшего изучения технологии является наличие промыслового опыта применения афронсодержащих растворов при первичном вскрытии газоносных горизонтов. Такие данные показывают, что при правильно выбранной рецептуре афроны могут снижать

интенсивность поглощений и одновременно сохранять проницаемость коллектора [10].

Преимущества афронсодержащих буровых растворов

Первым преимуществом афроновых систем является снижение плотности промывочной жидкости без применения сложной схемы аэрирования. Это особенно важно при бурении истощенных пластов, где даже небольшое превышение забойного давления может вызвать поглощение. За счет газовой фазы афроны уменьшают среднюю плотность раствора, а полимерная структура поддерживает необходимые технологические свойства при циркуляции.

Второе преимущество связано с контролем фильтрации. Афроны имеют размеры, сопоставимые с микропорами и малораскрытыми трещинами, поэтому способны образовывать в них деформируемые пробки. В отличие от традиционных твердых кольматантов, такие пробки являются временными и потенциально менее опасными для продуктивности пласта. При этом эффективность закупоривания возрастает при узком распределении пузырьков по размерам и достаточной прочности межфазной оболочки.

Третье преимущество — возможность повышения термостойкости за счет минеральных добавок. Введение аттапульгита позволяет сформировать дополнительную пространственную сетку и стабилизировать размеры микропузырьков. В исследованиях высокотемпературных CGA-растворов показано, что аттапульгит улучшает реологические и фильтрационные характеристики системы и уменьшает средний размер микропузырьков [11].

Четвертое преимущество заключается в управлении динамической устойчивостью афронов. Формирование и разрушение пузырьков зависят от динамических поверхностных свойств ПАВ, поэтому выбор ПАВ должен проводиться не только по пенообразующей способности, но и по ско-

рости адсорбции на межфазной границе, устойчивости к солям и совместимости с полимером [12].

Пятое преимущество связано с экологической направленностью технологии. При замене токсичных синтетических ПАВ на биоразлагаемые или менее опасные компоненты можно снизить воздействие на окружающую среду. Для бурения это особенно важно, поскольку промывочная жидкость контактирует с выбуренной породой, пластовой водой и технологическим оборудованием, а отработанный раствор требует последующей очистки и утилизации [13].

Ограничения и технологические риски

Несмотря на значительный потенциал, афроновые растворы имеют ряд ограничений. Наиболее существенная проблема — термическая деструкция полимерных стабилизаторов. Ксантановая камедь и модифицированные крахмалы при повышенной температуре постепенно теряют вязкость, что приводит к укрупнению пузырьков, коалесценции и снижению способности системы образовывать плотный фильтрационный барьер. Поэтому для глубоких и высокотемпературных скважин необходимы термостойкие полимеры или минерально-полимерные композиции.

Второе ограничение связано с несоответствием размеров афронов раскрытию трещин. Если раскрытие трещин существенно превышает характерный размер микропузырьков, афроны могут мигрировать вглубь пласта, не создавая устойчивой пробки. В таких случаях афроновый раствор целесообразно комбинировать с волокнистыми, гранулированными или нанодисперсными закупоривающими материалами, однако это усложняет рецептуру и повышает риск необратимого повреждения коллектора.

Третья группа рисков обусловлена высокой чувствительностью к типу и концентрации ПАВ. Недостаток ПАВ приводит к слабой стабилизации межфазной оболочки, а избыток может увеличить пенообразование,

изменить реологию и усложнить очистку раствора на поверхности. Кроме того, некоторые ПАВ могут взаимодействовать с глинистыми минералами, солями жесткости и углеводородами, изменяя устойчивость афрону и смачиваемость породы.

Четвертое ограничение — высокая вязкость при малых скоростях сдвига. Эта особенность полезна для удержания шлама и стабилизации микропузырьков, но при чрезмерных значениях она увеличивает гидравлические сопротивления, затрудняет прокачку через долото и ухудшает работу оборудования очистки бурового раствора. Поэтому рецептура должна обеспечивать баланс между транспортной способностью, фильтрационным контролем и приемлемыми энергетическими затратами.

Пятое ограничение связано с долговременной стабильностью. При длительной циркуляции, хранении или многократном прохождении через насосно-циркуляционную систему афроны могут разрушаться, а полимерная сетка — деградировать. Для поддержания стабильности требуются контроль pH, минерализации, температуры, интенсивности перемешивания и периодическая корректировка концентраций компонентов.

Рецептурные решения и направления оптимизации

Базовая рецептура CGA-раствора обычно включает воду, полимерный структурообразователь, ПАВ и регулятор pH. Ксантановая камедь формирует вязкоупругую сетку, повышает вязкость при низких скоростях сдвига и снижает скорость всплытия или коалесценции микропузырьков. Додecilсульфат натрия и близкие к нему анионные ПАВ обеспечивают интенсивное образование газовой дисперсии, однако требуют точного контроля концентрации и совместимости с минерализацией водной фазы.

Для высокотемпературных условий перспективны составы с аттапульгитом. Игольчатая структура частиц способствует образованию устойчивого пространственного каркаса, который поддерживает дисперс-

ность афронов и снижает фильтрацию. Оптимальная концентрация аттапульгита должна определяться лабораторными испытаниями, поскольку избыток твердой фазы может чрезмерно увеличить вязкость и затруднить прокачку раствора.

Для осложненных объектов могут применяться комбинированные системы с наночастицами и биосурфактантами. Наночастицы повышают плотность и прочность временного барьера, а биосурфактанты позволяют снизить токсичность и повысить совместимость с водной фазой. Отдельное направление связано с наноафоновыми растворами, в которых рецептура нацелена на получение более мелкой и устойчивой газовой дисперсии [14].

При проектировании рецептур необходимо учитывать режим перемешивания. Слишком низкая интенсивность не обеспечивает достаточного диспергирования газа, а чрезмерная может вызывать разрушение уже сформированных микропузырьков. На практике целесообразно подбирать скорость и продолжительность перемешивания экспериментально, контролируя средний размер афронов, распределение по размерам, вязкость при низких скоростях сдвига, статическое напряжение сдвига и фильтрацию.

Реологическое описание афоновых растворов следует выполнять с учетом их псевдопластичного и тиксотропного поведения. Для инженерных расчетов могут использоваться модели Бингама — Шведова, Оствальда — де Ваале и Гершеля — Балкли, однако выбор модели должен подтверждаться реометрическими данными в диапазоне скоростей сдвига, соответствующем реальным участкам циркуляционной системы [15].

Перспективы развития технологии

Дальнейшее развитие афоновых растворов связано с переходом от универсальных рецептур к адаптивным системам, подбираемым под конкретные геолого-технические условия. Для низконапорных пластов ключевым параметром является плотность и устойчивость временного барьера;

для глубоких высокотемпературных скважин — термостойкость стабилизаторов; для трещиноватых коллекторов — сочетание афронов с закупоривающими материалами заданной дисперсности.

Перспективным направлением является применение биоразлагаемых ПАВ и полимеров, позволяющих снизить экологические риски без потери технологической эффективности. Также целесообразно развивать методы оперативного контроля размера афронов, плотности раствора и реологических параметров непосредственно в процессе приготовления и циркуляции. Это позволит поддерживать стабильность системы и своевременно корректировать рецептуру.

Для широкого внедрения технологии необходимы дополнительные лабораторные и промысловые исследования. Особенно важны данные о долговременном влиянии остаточных ПАВ и полимеров на смачиваемость породы, проницаемость призабойной зоны и последующее освоение скважины. Без такой оценки применение афронных растворов в продуктивных пластах с высокой чувствительностью к химическому воздействию остается ограниченным.

Заключение

Афронсодержащие буровые растворы являются перспективным направлением для бурения нефтегазовых скважин в осложненных условиях, прежде всего при вскрытии истощенных и низконапорных пластов. Их эффективность определяется сочетанием пониженной плотности, способности к временному закупориванию пор и микротрещин, высокой вязкости при низких скоростях сдвига и возможности экологической модификации рецептур.

Основные ограничения технологии связаны с термической устойчивостью полимерных компонентов, чувствительностью к концентрации ПАВ, снижением эффективности в крупнотрещиноватых коллекторах, вы-

сокой стоимостью специализированных добавок и необходимостью точного контроля параметров приготовления. Наиболее перспективными путями совершенствования являются использование аттапульгита и других термостойких минералов, внедрение биоразлагаемых ПАВ, применение нанодобавок и разработка адаптивных рецептур для конкретных условий бурения.

Таким образом, афронные системы могут рассматриваться как эффективный инструмент снижения поглощений и защиты продуктивного пласта, однако их применение требует предварительных лабораторных испытаний, оценки совместимости компонентов и контроля реологических, фильтрационных и экологических характеристик.

Список литературы

1. Hadadi M., Kamali F., Mirhosseini J. et al. Experimental investigation of biopolymers influences on rheology and filtration properties of water-based drilling fluids // *Heliyon*. — 2024. — Vol. 10, Iss. 23. — e40780. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e40780.
2. Рабаев Р. У. К вопросу применения афронсодержащих буровых растворов для бурения скважин в осложненных условиях на месторождениях черноморского шельфа // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. — 2021. — № 5. — С. 9–23. DOI: 10.17122/ntj-oil-2021-5-9-23.
3. Pasdar M., Kazemzadeh E., Kamari E. et al. Insight into the behavior of colloidal gas aphron (CGA) fluids at elevated pressures: An experimental study // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. — 2018. — Vol. 537. — P. 250–258. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2017.10.001.
4. Ahmadi M. A., Galedarzadeh M., Shadizadeh S. R. Colloidal gas aphron drilling fluid properties generated by natural surfactants: Experimental investigation // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. — 2015. — Vol. 27, Part 2. — P. 1109–1117. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.09.056.
5. Zhu W., Zheng X. Поверхностно-активное вещество на основе n-алкилированного глицина: эффективная высокотемпературная биоразлагаемая пенообразующая добавка для буровых растворов с использованием коллоидного газового афрона // *Нефтехимия*. — 2021. — Т. 61, № 6. — С. 909–925. DOI: 10.31857/S0028242121060162.
6. Arabloo M., Pordel Shahri M. Experimental studies on stability and viscoplastic modeling of colloidal gas aphron (CGA) based drilling fluids // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2014. — Vol. 113. — P. 8–22. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.12.002.
7. Tabzar A., Wood D. A. Gas-aphron drilling fluids enhanced with silica nanoparticles and biosurfactant // *Sustainable Natural Gas Drilling*. — 2024. — Vol. 4. — P. 325–354. DOI: 10.1016/B978-0-443-13422-7.00004-0.
8. Hassani A. H., Ghazanfari M. H. Improvement of non-aqueous colloidal gas aphron-based drilling fluids properties: Role of hydrophobic nanoparticles // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. — 2017. — Vol. 42. — P. 1–12. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.03.005.

9. Sakhaei Z., Ghorbani-Saadatabadi N., Escrochi M. Mechanistic insight into the colloidal gas aphrons stability in the presence of petroleum hydrocarbons // *Fuel*. — 2024. — Vol. 368. — 131576. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.131576.
10. Рабаев Р. У. Опыт первичного вскрытия газоносного горизонта с афронсодержащим буровым раствором при строительстве скважины на шельфе // *Нефтяная провинция*. — 2021. — № 4(28), ч. 2. — С. 435–453. DOI: 10.25689/NP.2021.4.435-453.
11. Zhu W., Zheng X., Li G. Micro-bubbles size, rheological and filtration characteristics of Colloidal Gas Aphron (CGA) drilling fluids for high temperature well: Role of attapulgitite // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2020. — Vol. 186. — 106683. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106683.
12. Keshavarzi B., Javadi A., Bahramian A., Miller R. Formation and stability of colloidal gas aphron based drilling fluid considering dynamic surface properties // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2019. — Vol. 174. — P. 468–475. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.057.
13. Малышкин М. М. Экологизация технологии бурения скважин // *Записки Горного института*. — 2013. — Т. 203. — С. 63–66.
14. Патент RU 2839514 C1, МПК C09K 8/24, B82B 3/00. Способ приготовления нано-афронного бурового раствора: № 2024123938: заявл. 19.08.2024: опубл. 05.05.2025 / Иванова Т. Н.; заявитель ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет». — 21 с.
15. Agwu O. E., Akpabio J. U., Ekpenyong M. E., Inyang U. G. et al. A critical review of drilling mud rheological models // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2021. — Vol. 203. — 108659. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108659.

References

1. Hadadi M., Kamali F., Mirhosseininia J. et al. Experimental investigation of biopolymers influences on rheology and filtration properties of water-based drilling fluids. *Heliyon*, 2024, vol. 10, iss. 23, e40780. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e40780.
2. Rabaev R.U. K voprosu primeneniya afronsoderzhashchikh burovyykh rastvorov dlya bureniya skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh na mestorozhdeniyakh chernomorskogo shel'fa [On the application of aphron-containing drilling fluids for drilling wells under complicated conditions in the Black Sea shelf fields]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov* [Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products], 2021, no. 5, pp. 9–23. DOI: 10.17122/ntj-oil-2021-5-9-23. (in Russian)
3. Pasadar M., Kazemzadeh E., Kamari E. et al. Insight into the behavior of colloidal gas aphron (CGA) fluids at elevated pressures: An experimental study. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2018, vol. 537, pp. 250–258. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2017.10.001.
4. Ahmadi M.A., Galedarzadeh M., Shadizadeh S.R. Colloidal gas aphron drilling fluid properties generated by natural surfactants: Experimental investigation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol. 27, part 2, pp. 1109–1117. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.09.056.
5. Zhu W., Zheng X. Poverkhnostno-aktivnoe veshchestvo na osnove n-alkilirovannogo glitsina: effektivnaya vysokotemperaturnaya biorazлагаemaya penoobrazuyushchaya dobavka dlya burovyykh rastvorov s ispol'zovaniem kolloidnogo gazovogo afrona [N-alkylated glycine based surfactant: an effective high-temperature biodegradable foaming agent for colloidal gas aphron drilling fluids]. *Neftekhimiya* [Petroleum Chemistry], 2021, vol. 61, no. 6, pp. 909–925. DOI: 10.31857/S0028242121060162. (in Russian)

6. Arabloo M., Pordel Shahri M. Experimental studies on stability and viscoplastic modeling of colloidal gas aphron (CGA) based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 113, pp. 8–22. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.12.002.
7. Tabzar A., Wood D.A. Gas-aphron drilling fluids enhanced with silica nanoparticles and biosurfactant. *Sustainable Natural Gas Drilling*, 2024, vol. 4, pp. 325–354. DOI: 10.1016/B978-0-443-13422-7.00004-0.
8. Hassani A.H., Ghazanfari M.H. Improvement of non-aqueous colloidal gas aphron-based drilling fluids properties: Role of hydrophobic nanoparticles. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 42, pp. 1–12. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.03.005.
9. Sakhaei Z., Ghorbani-Saadatabadi N., Escrochi M. Mechanistic insight into the colloidal gas aphrons stability in the presence of petroleum hydrocarbons. *Fuel*, 2024, vol. 368, 131576. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.131576.
10. Rabaev R.U. Opyt pervichnogo vskrytiya gazonosnogo gorizonta s afronsoderzhashchim burovym rastvorom pri stroitel'stve skvazhiny na shel'fe [Experience of primary opening of a gas-bearing horizon using aphron-containing drilling fluid during offshore well construction]. *Neftyanaya Provintsiya*, 2021, no. 4(28), part 2, pp. 435–453. DOI: 10.25689/NP.2021.4.435-453. (in Russian)
11. Zhu W., Zheng X., Li G. Micro-bubbles size, rheological and filtration characteristics of Colloidal Gas Aphron (CGA) drilling fluids for high temperature well: Role of attapulgite. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 186, 106683. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106683.
12. Keshavarzi B., Javadi A., Bahramian A., Miller R. Formation and stability of colloidal gas aphron based drilling fluid considering dynamic surface properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 468–475. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.057.
13. Malyshkin M.M. Ekologizatsiya tekhnologii bureniya skvazhin [Environmentalization of well drilling technology]. *Zapiski Gornogo instituta [Journal of Mining Institute]*, 2013, vol. 203, pp. 63–66. (in Russian)
14. Patent RU 2839514 C1. Ivanova T.N. Sposob prigotovleniya nanoafronnogo burovogo rastvora [Method for preparing a nanoaphron drilling fluid]. Applicant: Udmurt State University. Published 05.05.2025. 21 p. (in Russian)
15. Agwu O.E., Akpabio J.U., Ekpenyong M.E., Inyang U.G. et al. A critical review of drilling mud rheological models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 203, 108659. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108659.

Сведения об авторах

Леушева Екатерина Леонидовна, кандидат технических наук, доцент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Россия, 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., д. 2
E-mail: Leusheva_EL@pers.spmi.ru

Морозов Александр Олегович, студент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Россия, 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., д. 2
E-mail: alexandr.05_07@mail.ru

Руссков Дмитрий Андреевич, студент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Россия, 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., д. 2
E-mail: Russkovdmitriy123@gmail.com

Authors

E.L. Leusheva, PhD (Engineering), Associate Professor, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
2, 21st Line, St. Petersburg, 199106, Russian Federation
E-mail: Leusheva_EL@pers.spmi.ru

A.O. Morozov, Student, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
2, 21st Line, St. Petersburg, 199106, Russian Federation
E-mail: alexandr.05_07@mail.ru

D.A. Russkov, Student, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
2, 21st Line, St. Petersburg, 199106, Russian Federation
E-mail: Russkovdmitriy123@gmail.com

Статья поступила в редакцию 09.06.2026
Принята к публикации 21.09.2026
Опубликована 30.09.2026