

Научная статья

УДК 553.98

<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-2-56-61>

EDN IKLZEI

## Вертикальная трещиноватость как особенность геологического разреза левобережной части АГКМ, влияющая на обводнение эксплуатационных скважин

Роман Назифович Лутфуллин, Надежда Николаевна Гольчикова✉

Астраханский государственный технический университет,

Астрахань, Россия, [gog@astu.org](mailto:gog@astu.org)✉

**Аннотация.** Левобережная часть Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) представлена карбонатным коллектором сложного типа. Изучение геологического строения и свойств месторождения является основополагающим фактором его успешной эксплуатации. Приведены основные характеристики литологического состава и фильтрационно-емкостные свойства карбонатного продуктивного коллектора C<sub>2b</sub> левобережной части АГКМ, описаны особенности их формирования. Одной из важных черт продуктивного карбонатного коллектора левобережной части АГКМ является анизотропия фильтрационно-емкостных свойств в разных направлениях. Особое внимание уделено описанию горизонтальной и вертикальной трещиноватости, описаны постседиментационные процессы. Предложен вероятный механизм формирования трещиноватости в областях высокого залегания продуктивной толщи. Отмечена проблема обводнения скважин, имеющая важное значение для разработки АГКМ. Исследовались различные факторы геолого-технического порядка (положение пробуренных забоев и интервалов перфорации / открытого ствола относительно положения газоводяного контакта). Закономерностей выявлено не было. На основе изучения промысловых данных выделены зоны вертикальной трещиноватости, которые обусловили обводнение скважин. Зоны обводнения возможно картировать по структурным параметрам башкирских отложений по наиболее высоким отметкам кровли. Предложена вероятная модель обводнения скважин левобережной части АГКМ, связанная с тектоническим фактором и постседиментационными процессами внешнего воздействия. Приведены фактические данные, в том числе диаграмма скважин с водогазовым фактором ( $ВГФ \geq 100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) в зависимости от залегания кровли C<sub>2b</sub>, которые наглядно подтверждают преобладание трещинно-порового коллектора со значительной общаемостью в описанных зонах.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, вертикальная трещиноватость, обводнение скважин, левобережная часть АГКМ, постседиментационные преобразования, проницаемость

**Для цитирования:** Лутфуллин Р. Н., Гольчикова Н. Н. Вертикальная трещиноватость как особенность геологического разреза левобережной части АГКМ, влияющая на обводнение эксплуатационных скважин // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2023. № 2. С. 56–61. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-2-56-61>. EDN IKLZEI.

Original article

## Vertical fracture affecting production well flooding as feature of geological section of left-bank part of Astrakhan gas condensate field

Roman N. Lutfullin, Nadezhda N. Golchikova✉

Astrakhan State Technical University,

Astrakhan, Russia, [gog@astu.org](mailto:gog@astu.org)✉

**Abstract.** The left-bank part of the Astrakhan gas condensate field (AGCF) is represented by a carbonate reservoir of a complex type. The study of the geological structure and properties of the deposit is a fundamental factor for its successful operation. There are presented the main characteristics of the lithological composition and filtration-capacitance properties of the carbonate productive reservoir C<sub>2b</sub> of the left-bank part of the AGCF, described the specific features of their formation. One of the important features of the productive carbonate reservoir of the left-bank part of the AGCF is the anisotropy of filtration-capacitance properties in different directions. Special attention was

paid to the description of horizontal and vertical fracturing, and post-sedimentation processes. There is proposed a probable mechanism of fracturing in areas of high occurrence of productive strata. The problem of well flooding is of great importance for the development of AGCF. Different factors of geological and technical order were investigated (the position of drilled faces and perforation intervals/open barrel relative to the position of the gas-water contact). No regularities were revealed. Based on the study of field data, zones of vertical fracturing have been identified, which caused the flooding of wells. It is possible to map watering zones according to the structural parameters of Bashkir deposits at the highest roof marks. There has been suggested a probable model of well flooding in the left-bank part of the AGCF associated with the tectonic factor and post-sedimentation processes of external influence. The actual data are presented, including a diagram of wells with a water-gas factor  $WGF \geq 100 \text{ cm}^3/\text{m}^3$  depending on the occurrence of the roof  $C_2b$ , which clearly confirm the predominance of a crack-pore collector with significant communication in the described zones.

**Keywords:** carbonate reservoir, vertical fracture, well flooding, left-bank part of AGCF, post-sedimentation transformations, permeability

**For citation:** Lutfullin R. N., Golchikova N. N. Vertical fracture affecting production well flooding as feature of geological section of left-bank part of Astrakhan gas condensate field. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2023;2:56-61. (In Russ.) <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-2-56-61>. EDN IKLZEI.

### Введение

Исследование сложных типов коллекторов, широко развитых в карбонатных толщах, должно учитывать важные факторы, присущие порово-трещинному коллектору, а именно: зоны распространения трещиноватости; раскрытость естественных трещин; относительную емкость трещин; соотношение фильтрационных характеристик матрицы горных пород и вертикальных трещин, а также изменение коэффициентов продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений.

Проблемой изучения трещиноватости при разработке нефтегазовых месторождений занимались многие исследователи, которые обосновали геологическое строение, структурные особенности и фильтрацию флюида в условиях порово-трещинного и трещинно-порового коллектора. Среди них отметим Е. М. Смехова, К. И. Багринцеву, Г. Е. Белозерову, В. Н. Кирикинскую, А. Н. Дмитриевского, Г. Арчи, Т. Сандер, Г. В. Чилингара, Т. Голф-Рахта и др.

### Материалы исследования

Емкостное пространство карбонатных пород левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) представлено порами, трещинами и кавернами. Трещинная и каверновая емкости имеют подчиненное значение. Основную долю в продуктивном разрезе составляет поровый (гранулярный) тип коллектора. Согласно данным анализа керна и исследований скважин установлены относительно невысокие фильтрационные свойства матрицы карбонатных пород. Средневзвешенная по эффективной газонасыщенной толщине пористость на АГКМ изменяется от 3,0–6,0 до 14 % и выше. Около 80 % разреза представлено коллекторами средней емкости – с пористостью от 8 до 12 %. Однако наличие достаточно высоких дебитов эксплуатационных скважин при сравнительно низкопористом разрезе

и разница в средних значениях проницаемости, определенная по керну и газодинамическим исследованиям, свидетельствует о существенной роли трещиноватости в обеспечении проницаемости разреза [1].

По минералогическому составу продуктивная толща левобережной части АГКМ сложена в основном чистыми известняками. В составе пород: кальцит (96–98 %), доломит (1–4 %), нерастворимый остаток (0,2–0,8 %), ангидрит (менее 0,1 %), кварц (до 2 %). Значения открытой пористости карбонатных пород изменяется от 3–6 до 15–18 %, составляя в среднем около 10,5 %. Значения абсолютной проницаемости пород от 0,2 до  $3,7 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Трещиноватость в продуктивном разрезе, установленная по керну, характеризуется по типу трещин: седиментационные – горизонтальные (субгоризонтальные), тектонические – вертикальные и диагональные [1].

Горизонтальные трещины обуславливают развитие плитчатости. Вертикальные и диагональные трещины представлены межблоковыми протяженными микротрещинами. Значение густоты тектонических трещин колеблется от 20 до 48,1/м. Емкость трещинного пространства невелика, согласно данным измерений в шлифах и пропитанных люминофором образцах составляет 0,2–0,3 %, проницаемость – от 0,5–10 до 100 мД. Однако с учетом вторичных пустот емкость трещин участками возрастает до 0,8–1,4 %. В карбонатном разрезе в зонах наложенной цементации кальцитом наблюдаются залеченные им трещины шириной от 20–30 до 0,2–0,5 мкм, реже 1–1,5 мм [1, 2].

Сложная морфология кровли продуктивных отложений, их значительная литофациальная изменчивость обуславливают изменение толщин с локальными минимумами и максимумами и резкой неоднородностью коллекторских свойств.

Фильтрационно-емкостные свойства пород АГКМ формировались под влиянием процессов постсе-

диментационных преобразований органогенных осадков (эпигенетической перекристаллизации и вторичной минерализации). Вследствие этого в одних зонах резко ухудшились фильтрационные свойства пород, а в некоторых зонах шли процессы восстановления высоких емкостных свойств пород, чему способствовали процессы разуплотнения, растворения вещества матрицы.

Одной из серьезных проблем разработки АГКМ является наличие в добываемом газе попутной воды. При этом под термином «обводнение» понимается появление пластовой воды в скважинной продукции. На протяжении разработки АГКМ процессы обводнения скважин изучались и исследовались, предлагались модели обводнения. На основании фактического материала по динамике и характеру обводнения продукции скважин специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» рассматривалась модель обводнения залежи [3–5] с учетом проявления цикличности в поведении геосреды, взаимосвязи между глубинным геологическим строением, сейсмоструктурной и современными движениями земной коры и количественным выражением регистрируемых параметров работы скважин (пластовое давление, водогазовый фактор (ВГФ), дебит и т. д.). Производилась оценка учета виброгеодинамики при моделировании процесса обводнения продукции скважин. Однако эта модель не получила полного одобрения.

Специалисты, занимающиеся разработкой АГКМ, исследовали различные причины обводнения в зависимости от положения их пробуренных забоев и интервалов перфорации / открытого ствола относительно положения газоводяного контакта (ГВК) (в среднем принимается на отметке 4 070 м), различные факторы геолого-технического порядка. Продолжительность периода «безводной» эксплуатации скважин не зависит от положения их пробуренных забоев и интервалов перфорации / открытого ствола относительно положения ГВК [6]. Обводненность эксплуатационных скважин объяснялась литологическими и петрофизическими характеристиками коллекторов, а также наличием зон вертикальной трещиноватости, которые не поддаются картированию. То есть зоны обводнения невозможно соотнести со структурными параметрами башкирских отложений, хотя и отмечалось, что пластовая вода внедряется избирательно по локальным зонам повышенной проводимости. Локальные зоны обводнения продукции развиты в пределах блоков, и их распределение прогнозированию не поддается. Проводимость этих зон изменяется в широких пределах. В пределах блока прогнозировать закономерности обводнения скважин не представляется возможным, т. к. это практически случайный процесс.

В статьях [7–9] на основе корреляционной зависимости ВГФ от структурной поверхности продуктивного пласта  $C_2b$ , истории обводнения скважин в процессе разработки, данных по исследованиям керна были выделены зоны вертикальной трещиноватости левобережной части АГКМ. Зоны обводнения возможно соотнести со структурными параметрами башкирских отложений. Локальные зоны обводнения продукции развиты на участках высоких отметок вскрытия продуктивного горизонта в интервале глубин от –3 718 до –3 850 м, что возможно объяснить преобладанием в этих зонах вертикальной трещиноватости. Пластовая вода внедряется избирательно по локальным зонам повышенной проводимости.

Возможная модель обводнения скважин: трещиноватость может быть обусловлена тектоническим фактором и относиться к постседиментационным процессам внешнего воздействия [10]. На рис. 1 представлен один из возможных вариантов образования трещиноватости карбонатных пород в зоне высокого залегания структурной поверхности продуктивного пласта  $C_2b$ . В процессе деформационных движений, связанных с глубинными процессами Земли, кровельные и подошвенные участки продуктивной толщи испытывают различные напряжения: в зоне растяжения (кровельной части) образуются системы трещин различной раскрытости, особенно в середине блока. Подошвенная зона находится под воздействием сил сжатия и в результате этого уплотняется. При этом вертикальная трещиноватость обеспечивает сообщаемость с подошвенными водами.

В пользу этого варианта можно привести следующие факты:

– согласно анализу данных на рис. 2 скважины с обводнением ( $ВГФ \geq 100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) составляют в зонах с высоким залеганием кровли  $C_2b$  – 48 %, в зонах со средним залеганием кровли  $C_2b$  – 6 %, в зонах с низким залеганием кровли  $C_2b$  – 14 %;

– в зоне с высоким залеганием кровли  $C_2b$  скважины до начала обводнения работают долгое время с хорошими дебитами;

– процесс обводнения ряда скважин с высоким залеганием кровли  $C_2b$  идет очень быстро и не поддается регулированию притока подошвенных вод с помощью ограничения по дебиту или периодической остановки скважин в отличие от скважин с низким или средним залеганием кровли  $C_2b$ ;

– в зоне с высоким залеганием кровли  $C_2b$  скважины в верхней части разреза имеют пористость до 17 %, в нижней части разреза пористость до 8–10 % и разрез более плотный (меньше эффективных толщин).

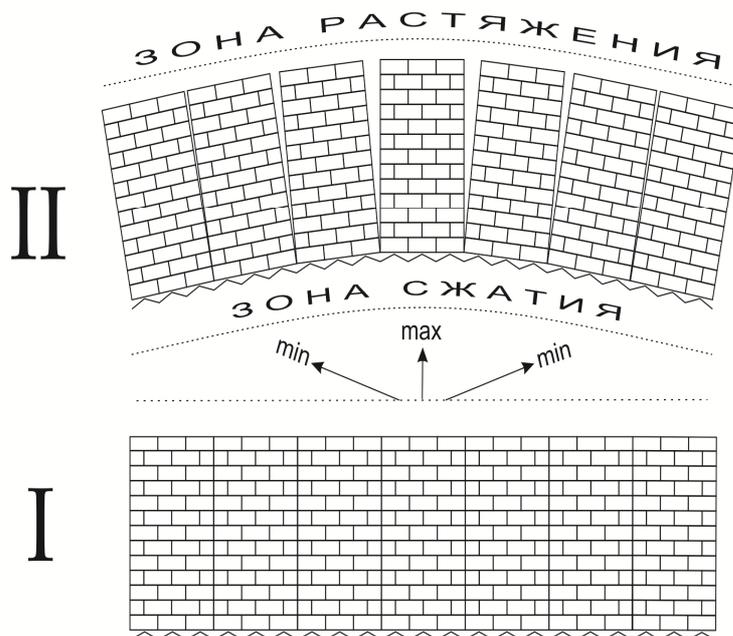


Рис. 1. Образование трещиноватости карбонатных пород в зоне высокого залегания структурной поверхности продуктивного пласта  $C_{2b}$

Fig. 1. Fracturing carbonate rocks in the zone of high occurrence of the structural surface of the productive formation  $C_{2b}$

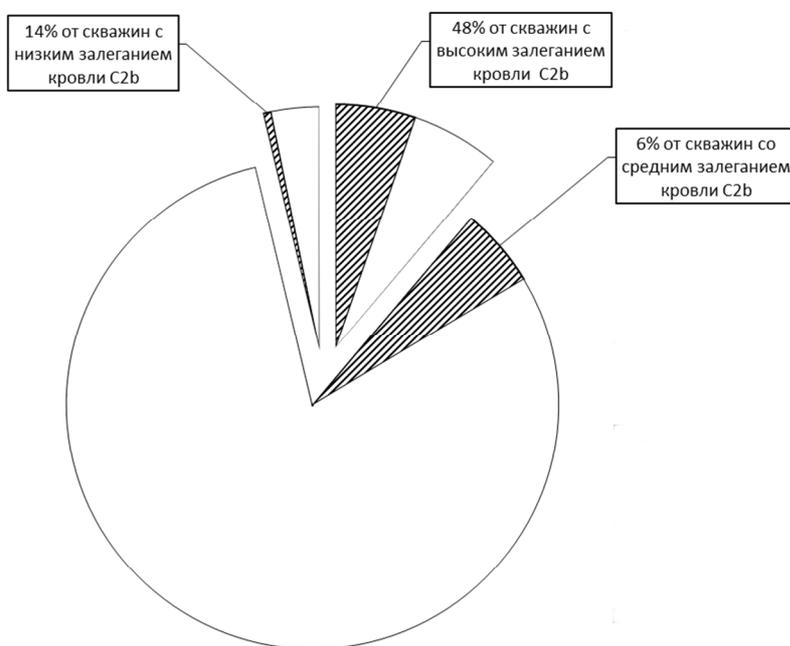


Рис. 2. Анализ данных скважин с  $ВГФ \geq 100 \text{ cm}^3/\text{m}^3$  в зависимости от залегания кровли  $C_{2b}$

Fig. 2. Analysis of data from wells with  $WGF \geq 100 \text{ cm}^3/\text{m}^3$  depending on the occurrence of the roof  $C_{2b}$

## Заключение

Таким образом, прогрессирующее обводнение скважин в зоне высокого залегания структурной поверхности продуктивного пласта  $C_2b$  при соизмеримом с соседними скважинами отборе газа

(накопленной добычи) и большем расстоянии до ГВК возможно из-за преобладания трещинно-порового коллектора (развиты микротрещины преобладающей вертикальной ориентировки со значительной сообщаемостью).

## Список источников

1. Дополнение к технологическому проекту разработки АГКМ: отчет ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2021. 966 с.
2. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность: моногр. / под ред. Ю. А. Воложа, В. С. Парасына. М.: Научный мир, 2008. 221 с.
3. Авторское сопровождение разработки АГКМ и подготовка рекомендаций по его дальнейшему освоению. Этап № 5.3. Анализ динамики продуктивности скважин АГКМ после простоев. Разработка рекомендаций по сокращению сроков и повышению добычных возможностей при проведении капитального ремонта скважин. Типы и динамика обводнения продукции скважин: отчет о НИР ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2010. 407 с.
4. Чельцов В. Н., Микляев М. И., Чельцова Т. В. Модель обводнения залежи и продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах // Геология нефти и газа. 2009. № 3. С. 37–64.
5. Чельцов В. Н., Чельцова Т. В. Особенности динамики обводнения продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах // Геология нефти и газа. 2009. № 5. С. 3.
6. Авторское сопровождение (надзор) разработки АГКМ и подготовка рекомендаций по его дальнейшему освоению на 2020–2022 гг.: отчет ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2020. 350 с.

7. Лутфуллин Р. Н. Особенности обводнения скважин на левобережной части АГКМ // Нефть и газ: материалы 75-й Междунар. молодеж. науч. конф. (Москва, 26–30 апреля 2021 г.). М.: Изд-во РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2021. С. 233–240.
8. Лутфуллин Р. Н. Обводнение эксплуатационных скважин левобережной части АГКМ в зависимости от геологического строения продуктивной толщи // Материалы 65-й Междунар. науч. конф. Астрахан. гос. техн. ун-та (Астрахань, 26–30 апреля 2021 г.). Астрахань: Изд-во АГТУ, 2021. С. 340–343. 1 CD-диск. URL: <http://www.astu.org/Content/Page/5833> (дата обращения: 01.03.2023). № гос. регистрации 0322103196.
9. Лутфуллин Р. Н., Гольчикова Н. Н. Особенности геологического разреза АГКМ, влияющие на потенциал эксплуатационных скважин // Материалы 66-й Междунар. науч. конф. Астрахан. гос. техн. ун-та (Астрахань, 25–29 апреля 2022 г.). Астрахань: Изд-во АГТУ, 2022. С. 98–101. 1 CD-диск. URL: <http://www.astu.org/Content/Page/5833> (дата обращения: 01.03.2023). № гос. регистрации 0322203804.
10. Борисенко З. Г. Новая теория и практика пространственного размещения залежей нефти и газа в трещинных коллекторах. Пятигорск: Изд-во ПГЛУ, 2010. 168 с.

## References

1. *Dopolnenie k tekhnologicheskomu projektu razrabotki Astrakhanskogo GKM: otchet OOO «Gazprom VNIIGAZ»* [Addition to technological project for development of Astrakhan gas condensate field: report by Gazprom VNIIGAZ, LLC]. 2021. 966 p.
2. *Astrakhanskii karbonatnyi massiv: stroenie i neftegazonosnost': monografiia* [Astrakhan carbonate massif: structure and oil and gas potential: monograph]. Pod redaktsiei Iu. A. Volozha, V. S. Parasyina. Moscow, Nauchnyi mir Publ., 2008. 221 p.
3. *Avtorskoe soprovozhdenie razrabotki AGKM i podgotovka rekomendatsii po ego dal'neishemu osvoeniiu. Etap № 5.3. Analiz dinamiki produktivnosti skvazhin AGKM posle prostoev. Razrabotka rekomendatsii po sokrashcheniiu srokov i povysheniiu dobyvnykh vozmozhnostei pri provedenii kapital'nogo remonta skvazhin. Tipy i dinamika obvodneniia produktsii skvazhin: otchet o NIR OOO «Gazprom VNIIGAZ»* [Author's support for development of AGCF and preparation of recommendations for its further development. Stage number 5.3. Analysis of well productivity dynamics in AGCF after downtime. Development of recommendations to reduce the time and increase production opportunities during workover operations (decipher). Types and dynamics of well production watering: a report on R&D by Gazprom VNIIGAZ, LLC]. 2010. 407 p.
4. Chel'tsov V. N., Mikliaev M. I., Chel'tsova T. V. Model' obvodneniia zalezhi i produktsii skvazhin v kar-

- bonatnykh nizkopronitsaemykh kollektorakh [Model of reservoir watering and well production in carbonate low-permeability reservoirs]. *Geologiya nefii i gaza*, 2009, no. 3, pp. 37-64.
5. Chel'tsov V. N., Chel'tsova T. V. Osobennosti dinamiki obvodneniia produktsii skvazhin v karbonatnykh nizkopronitsaemykh kollektorakh [Features of dynamics of watering of well production in carbonate low-permeability reservoirs]. *Geologiya nefii i gaza*, 2009, no. 5, p. 3.
6. *Avtorskoe soprovozhdenie (nadzor) razrabotki AGKM i podgotovka rekomendatsii po ego dal'neishemu osvoeniiu na 2020–2022 gg.: otchet OOO «Gazprom VNIIGAZ»* [Author's support (supervision) of the development of the AGCF and preparation of recommendations for its further development for 2020-2022: a report by Gazprom VNIIGAZ, LLC]. 2020. 350 p.
7. Lutfullin R. N. Osobennosti obvodneniia skvazhin na levoberezhnoi chasti AGKM. Neft' i gaz [Features of watering wells on left bank of AGCF. Oil and gas]. *Materialy 75-i Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii (Moskva, 26–30 apreliia 2021 g.)*. Moscow, Izd-vo RGU nefii i gaza (NIU) im. I. M. Gubkina, 2021. Pp. 233-240.
8. Lutfullin R. N. Obvodnenie ekspluatatsionnykh skvazhin levoberezhnoi chasti AGKM v zavisimosti ot geologicheskogo stroeniia produktivnoi tolshchi [Watering production wells in left-bank part of AGCF depending on geological structure of productive strata]. *Materialy 65-i*

*Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta (Astrakhan', 26–30 apreliia 2021 g.). Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2021. Pp. 340-343. 1 CD-disk. Available at: <http://www.astu.org/Content/Page/5833> (accessed: 01.03.2023). № gosudarstvennoi registratsii 0322103196.*

9. Lutfullin R. N., Golchikova N. N. Osobennosti geologicheskogo razreza AGKM, vliiaushchie na potentsial ekspluatatsionnykh skvazhin [Peculiarities of geological section of AGCF affecting potential of production wells]. *Materialy 66-i Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii As-*

*trakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta (Astrakhan', 25–29 apreliia 2022 g.). Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2022. Pp. 98-101. 1 CD-disk. Available at: <http://www.astu.org/Content/Page/5833> (accessed: 01.03.2023). № gosudarstvennoi registratsii 0322203804.*

10. Borisenko Z. G. *Novaia teoriia i praktika prostranstvennogo razmeshcheniia zalezhei nefi i gaza v treshchinnykh kollektorakh* [New theory and practice of spatial distribution of oil and gas deposits in fractured reservoirs]. Piatigorsk, Izd-vo PGLU, 2010. 168 p.

Статья поступила в редакцию 31.03.2023; одобрена после рецензирования 10.04.2023; принята к публикации 04.05.2023  
The article was submitted 31.03.2023; approved after reviewing 10.04.2023; accepted for publication 04.05.2023

### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Роман Назифович Лутфуллин** – аспирант кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; [roman.lutfullin@mail.ru](mailto:roman.lutfullin@mail.ru)

**Надежда Николаевна Гольчикова** – доктор геолого-минералогических наук, доцент; заведующий кафедрой геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; [gog@astu.org](mailto:gog@astu.org)

**Roman N. Lutfullin** – Postgraduate Student of the Department of Oil and Gas Geology; Astrakhan State Technical University; [roman.lutfullin@mail.ru](mailto:roman.lutfullin@mail.ru)

**Nadezhda N. Golchikova** – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Assistant Professor; Head of the Department of Oil and Gas Geology; Astrakhan State Technical University; [gog@astu.org](mailto:gog@astu.org)

