

Оценка возможности применения технологии парогравитационного дренажа на месторождении сверхвязкой нефти Республики Татарстан по данным изучения кернового материала

Хазиев Р.Р.¹, Андреева Е.Е.¹, Баранова А.Г.¹, Анисимова Л.З.¹, Валеева С.Е.^{1,2}

¹ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

²ИГИНГТ К(П)ФУ, Казань, Россия

radmir361@mail.ru

Аннотация

В статье рассмотрены данные изучения кернового материала битумного месторождения, расположенного в Черемшанском районе Республики Татарстан. По табличным данным исследования керна рассчитаны средневзвешенные значения фильтрационно-емкостных свойств, нефтенасыщенности и карбонатности для каждой скважины и построены карты распределения этих параметров по площади месторождения. Установлено, что наиболее благоприятные участки для освоения запасов методом парогравитационного дренажа (SAGD) — вершины куполов западного и восточного локального поднятия. Здесь наблюдаются большие нефтенасыщенные толщины, самые лучшие ФЕС и высокая нефтенасыщенность породы-коллектора.

Материалы и методы

Табличные данные исследования кернового материала битумного месторождения, геологический профиль, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.

В работе использованы методы корреляционного анализа при

сопоставлении табличных данных и метод треугольников для ручного построения карт вариаций ФЕС и нефтенасыщенности.

Ключевые слова

сверхвязкие нефти, песчаный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, парогравитационный дренаж, вторичный минералогенез

Благодарность

Коллектив авторов выражает благодарность сотрудникам кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука ИГИНГТ К(П)ФУ за предоставленные материалы.

Для цитирования

Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Валеева С.Е. Оценка возможности применения технологии парогравитационного дренажа на месторождении сверхвязкой нефти Республики Татарстан по данным изучения кернового материала // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 20–23. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-20-23

Поступила в редакцию: 26.08.2021

GEOLOGY

UDC 552.513 | Original paper

Possibility of using steam-assisted gravity drainage technology at the bitumen deposit of the Republic of Tatarstan according to the data of the core material study

Khaziev R.R.¹, Andreeva E.E.¹, Anisimova L.Z.¹, Baranova A.G.¹, Valeeva S.E.^{1,2}

¹IPEM TAS, Kazan, Russia

²IGPT, K(P)FU, Kazan, Russia

radmir361@mail.ru

Abstract

The article considers the data of studying the core material of a bitumen deposit located in the Cheremshansky district of the Republic of Tatarstan. According to the tabular data of the core study, the weighted average values of filtration-capacity properties (FCP), oil saturation and carbonate content for each well are calculated and maps of the distribution of these parameters over the field area are constructed. It is established that the most favorable areas for the production of reserves by the method of steam – gravity drainage (SAGD) are the tops of the domes of the western and eastern local elevation. There are large oil-saturated thicknesses, the best FCP and high oil saturation of the reservoir rock.

Materials and methods

Tabular data of the study core material super-viscous oil deposit, geological profile, map of effective oil-saturated thicknesses. In this paper uses methods of correlation analysis when comparing

tabular data and the triangle method for manually constructing maps of FCP and oil saturation variations.

Keywords

super-viscous oils, sand reservoir, filtration-capacitive properties, steam-gravity drainage, secondary mineralogy

For citation

Khaziev R.R., Andreeva E.E., Anisimova L.Z., Baranova A.G., Valeeva S.E. Possibility of using steam-assisted gravity drainage technology at the bitumen deposit of the Republic of Tatarstan according to the data of the core material study. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 20–23. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-20-23

Received: 26.08.2021

Введение

Основные запасы природных битумов и сверхвязких нефтей Республики Татарстан (около 60 %) сосредоточены в отложениях шешминского горизонта уфимского яруса на западном и юго-западном борту Южно-Татарского свода (ЮТС) [2]. Литологически шешминский пласт-коллектор представлен хорошо отсортированными средне- и слабосцементированными песчаниками, имеющими мелкий и (или) средний размер зерен. Также следует отметить, что исследуемый пласт-коллектор выдержан по простираанию и толщине на большей части западного и юго-западного борта ЮТС [3].

Однако, несмотря на выдержанность пласта-коллектора по простираанию и толщине, а также отсутствие (или малое содержание) в его составе глинистых минералов, пласт характеризуется определенной степенью геологической неоднородности на микроуровне, а именно — вариацией фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в латеральном и вертикальном направлении. Это обстоятельство может вызвать определенные трудности в выборе приоритетных участков для освоения запасов сверхвязких нефтей методом парогравитационного дренажа (SAGD) [4], для которого основные критерии выбора перспективных зон — большая толщина пласта, высокая вертикальная проницаемость пласта и хорошая нефтенасыщенность по массе [5].

Теоретическая часть

Согласно данным предыдущих исследований продуктивный пласт шешминского горизонта представляет собой пески и песчаники, осаждаемые при колебательных турбулентных движениях воды, в прибрежной части бассейнов — песчаные бары [3]. В районе исследования шешминский пласт со стратиграфическим несогласием залегает на размытых карбонатных отложениях сакмаро-артинского возраста, из которых по микротрещинам в ходе вертикальной миграции пластовых вод, обогащенных ионами Ca^{2+} и CO_3^{2-} , заполняется пустотное пространство песчаных пород уфимского возраста в подошвенной, центральной и, вероятнее всего, в кровельной части. Это явление сопровождается заполнением пустотного пространства песчаного коллектора вторичным кальцитом, который в свою очередь снижает проницаемость пласта в целом. Процесс этот происходит неравномерно и соответственно выявляются участки, где это явление происходит менее выражено; как правило, в этих зонах процесс минералогенеза минимальный, и эти участки наиболее перспективны,

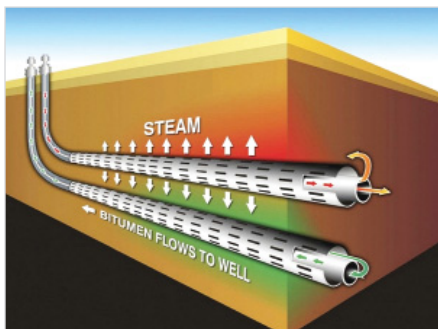


Рис. 1. Схема работы метода SAGD в нефтяном пласте [6]

Fig. 1. Diagram of the operation of the SAGD method in an oil reservoir [6]

так как породы-коллекторы обладают лучшими ФЕС по сравнению с другими.

В настоящее время наиболее эффективным методом освоения запасов сверхвязких нефтей (СВН) является SAGD, при котором бурится пара горизонтальных скважин в продуктивный пласт (рис. 1); первая (в верхней части пласта) с целью подачи перегретого пара в нефтяной коллектор для разжижения битумной нефти, вторая (снизу) для непосредственной добычи.

Вышеописанное явление образования вторичного кальцита может существенно ухудшить продуктивность пласта, соответственно, вопрос о детальном изучении

кернавого материала с определением ФЕС, нефтенасыщенности и карбонатности приобретает актуальность в настоящее время.

Анализ полученных результатов

В качестве объекта исследования были использованы табличные данные исследования кернового материала на ФЕС на одном из месторождений СВН в Черемшанском районе РТ. (По согласованию с недропользователем название месторождения и структурных элементов не разглашается; нумерация скважин условная.)

Месторождение имеет овальную форму, вытянутую в субширотном направлении,

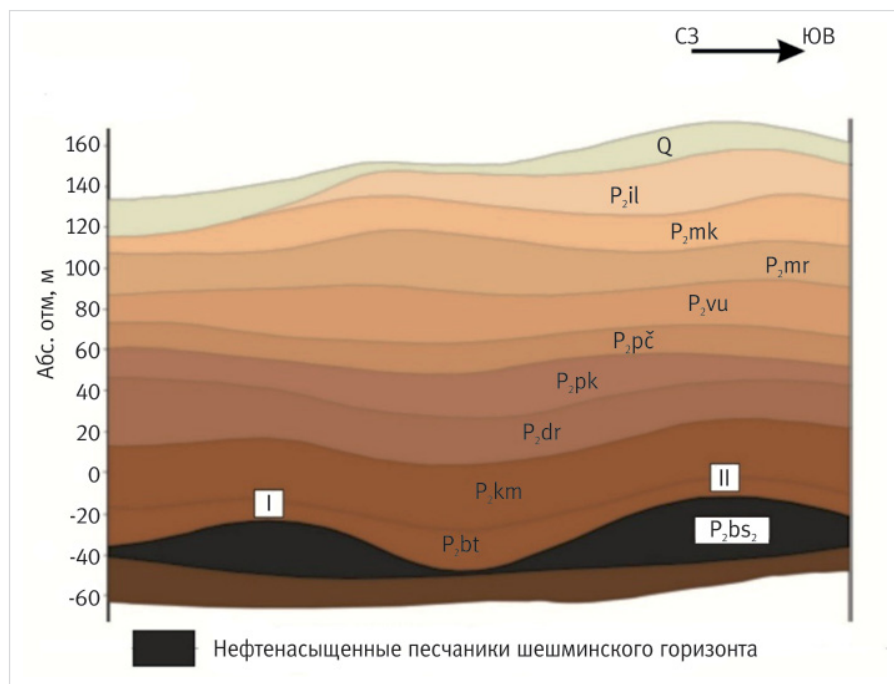


Рис. 2. Схематичный геологический профиль осадочных образований пермской системы изучаемого битумного месторождения. Масштаб вертикальный 1:1 000; горизонтальный 1:20 000. I — западная залежь; II — восточная залежь. Профиль построен по данным [1]

Fig. 2. Schematic geological profile of sedimentary formations Permian system in the studied bitumen deposit. The vertical scale is 1:1 000; the horizontal scale is 1:20 000. I — western deposit; II — eastern deposit. The profile is built according to the data of [1]

Табл. 1. Средневзвешенные значения ФЕС, нефтенасыщенности и карбонатности по скважинам на изучаемом месторождении

Tab. 1. Weighted average values of FCP, oil saturation and carbonate content for wells in the studied field

Скважина №	Открытая пористость, %	Вертикальная проницаемость, мД	Нефтенасыщенность по массе, %	Карбонатность, %
1	31,1	41,2	6,1	5,3
2	13,4	73,2	3,1	13,1
3	33,1	39,8	9,2	7,0
4	26,4	222,7	7,0	7,4
5	30,6	43,4	6,9	3,9
6	35,3	217,3	9,7	3,7
7	32,8	207,9	7,7	3,5
8	31,7	46,6	8,2	7,7
9	23,8	49,9	9,7	12,3
10	17,4	46,9	1,6	11,8
11	14,9	153,4	3,8	14,5
12	21,5	207,7	4,0	9,4
13	29,8	74,1	6,3	6,9
14	19,4	116,3	4,2	12,0
15	35,6	153,8	8,2	3,8

в пределах которого выделяются 2 поднятия, отделенные друг от друга небольшим прогибом в центральной части месторождения (рис. 2).

Всего на месторождении в 2001–2002 гг. пробурено 15 скважин с полным отбором керна из отложений шешминского яруса. По керновому материалу проведено первичное описание и переописание в 2009 г. сотрудниками кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ (бывш. КГУ), а также отбор образцов из пласта-коллектора со средним шагом 0,3–0,4 м (суммарная выборка составила 1 072 образца). Все образцы предварительно прошли экстракцию с последующим определением нефтенасыщенности по массе и в дальнейшем пористости, проницаемости и карбонатности. Исследования проведены в рамках гранта Академии наук Республики Татарстан № 06-6/2009 (Г) «Изучение свойств и особенностей сверхвязких нефтей и их коллекторов современными физическими методами исследования» (табл. 1).

Для выделения группы параметров, имеющих линейную связь с коэффициентом корреляции (r^2) более 0,5 по модулю, авторами построена корреляционная таблица с целью выявить взаимосвязанные параметры (табл. 2).

Как видно из таблицы 2, можно выделить следующие группы параметров, имеющих прямую или обратную связь: пористость-нефтенасыщенность; пористость-карбонатность, проницаемость-карбонатность. Как отмечалось выше, в отложениях уфимского яруса возможен процесс формирования вторичного кальцита вследствие миграции высокоминерализованных вод из нижележащих карбонатных отложений; очевидно, с ростом карбонатности песчаного пласта ухудшается пористость и проницаемость коллектора, чем и объясняется обратная взаимосвязь этих параметров (табл. 2). Также следует отметить, что коэффициент нефтенасыщенности напрямую зависит от количества открытых взаимосвязанных между собой пор в породе-коллекторе, чем также объясняется прямая взаимосвязь пористость-нефтенасыщенность.

По данным таблицы 1 построены карты вариации измеренных параметров по площади месторождения (рис. 3).

Наиболее благоприятными участками для освоения запасов СВН являются периферийные части месторождения: центральный район западного и восточного поднятия. В этих частях месторождения наиболее высокая пористость, проницаемость и нефтенасыщенность; карбонатность минимальная, соответственно, для наиболее эффективного освоения запасов подходят именно эти участки.

Как отмечается в [5], на аналогичном месторождении СВН в Черемшанском районе РТ выделены участки поднятий для освоения запасов методом SAGD по следующим критериям: толщина пласта не менее 15 м, высокая вертикальная проницаемость, отсутствие глинистых пропластков.

По данным описания кернового материала и построенной карте эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 4) установлено, что максимальные толщины пласта коллектора наблюдаются в куполах западного и восточного поднятия (15–20 м) и, как видно из построенных карт на рисунке 2, самые высокие ФЕС и нефтенасыщенность наблюдаются в вершинах куполов.

Все условия для эффективного освоения запасов сверхвязкой нефти выполняются в пределах куполов западного и восточного поднятия.

Табл. 2. Корреляционная таблица измеренных параметров (группы параметров с r^2 более 0,5 по модулю окрашены в серый цвет)

Tab. 2. Correlation table of measured parameters (groups of parameters with r^2 greater than 0,5 modulo are colored gray)

	Коп, %	Кпрон, мД	Кн, %	Ккарб, %
Коп, %		-	-	-
Кпрон, мД	0,06		-	-
Кн, %	0,67	0,045		-
Ккарб, %	-0,85	-0,51	0,37	

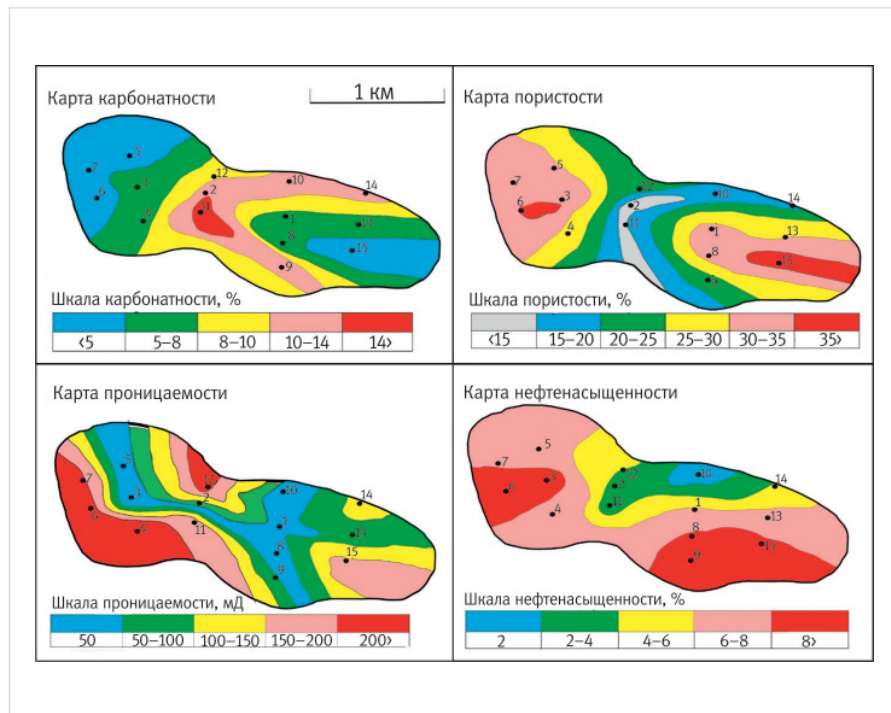


Рис. 3. Карты ФЕС, карбонатности и нефтенасыщенности, построенные по данным таблицы 1. Масштаб 1:50 000

Fig. 3. Maps of FCP, carbonate content and oil saturation, constructed according to table 1. Scale 1:50 000

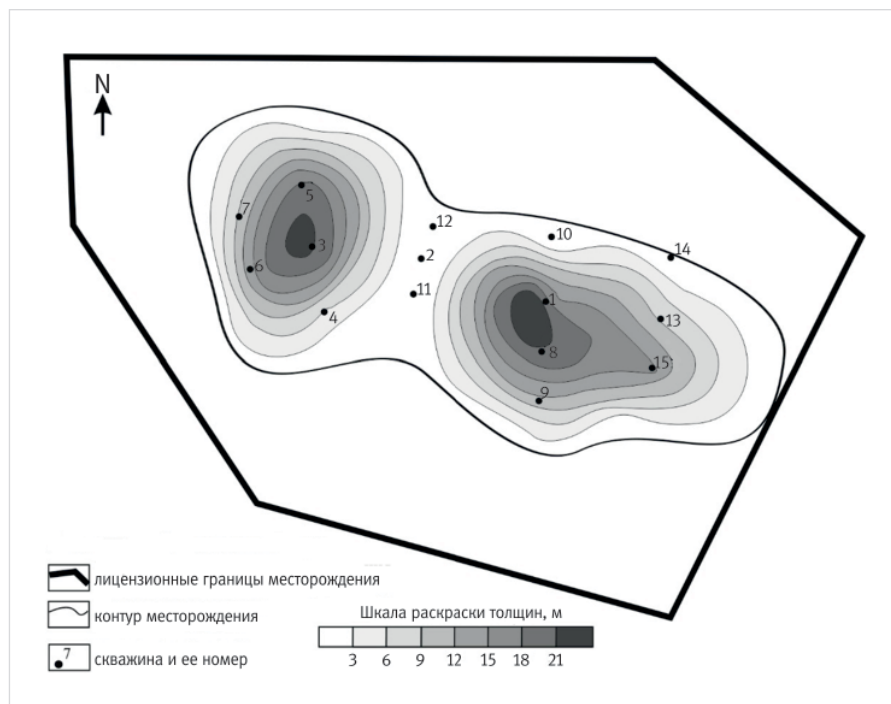


Рис. 4. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин битумного месторождения. Масштаб 1:25 000

Fig. 4. Map of the effective oil-saturated thicknesses of the bitumen deposit. Scale 1:25 000

Итоги

В ходе работы установлено:

- шешминский пласт-коллектор характеризуется довольно высокой степенью геологической неоднородности на микроуровне, и вероятной причиной может быть вторичный минералогенез в зонах миграции пластовых вод из нижележащих карбонатов;
- в ходе анализа табличных данных исследования керна установлены параметры, имеющие прямую или обратную взаимосвязь: пористость-нефтенасыщенность; пористость-карбонатность, проницаемость-карбонатность;
- наиболее перспективные зоны для освоения запасов нефти методом парогравитационного дренажа — купольные части месторождения.

Выводы

В настоящее время вопрос приращения минерально-сырьевой базы (в частности углеводородов) является наиболее актуальным как для Татарстана, так и для других

нефтедобывающих регионов Российской Федерации, где запасы легкоизвлекаемых углеводородов истощаются. Однако следует отметить, что вопрос разработки методов эффективной добычи сверхвязких нефтей имеет большую актуальность ввиду несовершенства существующих методов добычи СВН и как следствие высокой себестоимости сверхвязких нефтей. Как показали результаты данной работы — детальное исследование керна позволяет выделить наиболее приоритетные перспективные зоны для освоения запасов нефти.

Литература

1. Беляев Е.В., Имамеев А.Н., Волков Ю.В. Природные битумы Больше-Каменского месторождения (Республика Татарстан) // Георесурсы. 2006. № 1. С. 24–27.
2. Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валеева Р.Д. Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Каменского месторождения и их свойства //

Ученые записки Казанского государственного университета. Естественные науки. 2010. Т. 152. Кн. 1. С. 215–225.

3. Буров Б.В., Есаулова Н.К. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 399 с.
4. Сюрин А.А. Концептуальный подход к геологическому 3D-моделированию месторождений сверхвязкой нефти (СВН) шешминского горизонта Республики Татарстан // Булатовские чтения. 2017. Т. 1. С. 168–172.
5. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Вафин Р.Ф., Салахова М.Ф. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2. С. 28–32.
6. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) (адаптировано). URL: <http://blog.tran.su/shkola/goods/sagd/> Дата обращения: 24.08.2021 г.

ENGLISH

Results

In the course of this work, it was established:

- the Sheshminsky-age reservoir is characterized by a fairly high degree of geological heterogeneity at the micro level, and the probable cause may be secondary mineralogy in the zones of migration of reservoir waters from the underlying carbonates;
- during the analysis of the tabular data of the core study, parameters that have a direct or inverse relationship were established: porosity-oil saturation; porosity-carbonate content, permeability-carbonate content;
- the most selective zones for the production of oil reserves by the method of steam – gravity drainage are the dome parts of the field.

References

1. Belyaev E.V., Mamaev A.N., Volkov Yu.V. Natural bitumen of the Bolsho-Kamenskoye deposit (Republic of Tatarstan). Georesursy, 2006, issue 1, P. 24–27. (In Russ).
2. Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. Ultra-viscous oil reservoir in Ufa Complex of Bolshe-Kamensky deposit and its properties. Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki, 2010, Vol. 152, Book 1. P. 215–225. (In Russ).
3. Burov B.V., Esaulova N.K. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 399 p. (In Russ).
4. Syurin A.A. Geologic 3D modeling conceptual method of sheshma horizon of high-viscosity oil fields in the Republic of Tatarstan. Readings of A.I. Bulatov, 2017, Vol. 1, P. 168–172. (In Russ).

Conclusions

Currently, the issue of increasing the mineral resource base (in particular, hydrocarbons) is the most relevant both for Tatarstan and for other oil-producing regions in the Russian Federation, where the reserves of easily extracted hydrocarbons are being depleted. However, it should be noted that the issue of developing methods for the effective production of super-viscous oils (SVO) is of great relevance due to the imperfection of existing methods of producing SVO and, as a result high cost of super-viscous oils. As the results of this work have shown, a detailed study of the core material allows us to identify the most priority promising areas for the development of oil reserves.

5. Khaziev R.R., Andreev E.E., Baranova A.G., Anisimova L.Z., Vafin R.F., Salakhova M.F. Valuation of the possible use of the SAGD at the superviscous oil field in the Republic of Tatarstan. Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, P. 28–32. (In Russ).
6. Steam Gravity Drainage (SAGD) method (adapted) URL: <http://blog.tran.su/shkola/goods/sagd/> Accessed 24.08.2021. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: radmir361@mail.ru

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Анисимова Лилия Закувановна, научный сотрудник, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Валеева Светлана Евгеньевна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ; старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа, ИГИНГТ, К(П)ФУ, Казань, Россия

Khaziev Radmir Rimovich, researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia
Corresponding author: radmir361@mail.ru

Andreeva Evgeniya Evgenievna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Baranova Anna Gennadyevna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Anisimova Liliya Zakuvanovna, researcher, IPEM TAS, Kazan, Russia

Valeeva Svetlana Evgenievna, researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS; senior lecturer of the Department Geology Oil and Gas, IGPT K(P)FU, Kazan, Russia