

Геохимические особенности флюидов в резервуарах Волго-Уральского региона как результат миграционных процессов

Пуланова С.А., Самойлова А.В.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия
punanova@mail.ru

Аннотация

В статье приведены характеристики флюидальных углеводородных (УВ) скоплений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) с выделением типов нефтей различного возраста. Подчеркивается влияние миграционных процессов при формировании флюидных резервуаров в осадочном чехле бассейна и возможность в связи с этим прогноза свойств флюидов в ловушках неантиклинального типа разрабатываемых нефтегазоносных комплексов (НГК) региона.

Материалы и методы

Аналитическая база данных свойств нефтей из разновозрастных нефтегазоносных комплексов Волго-Уральского НГБ, включая данные по содержанию в них микроэлементов (МЭ). Сопоставление по геохимическим данным параметров нефтегазоносности комплекса, графическое изображение зависимостей плотности и физико-химических свойств нефтей

от их тектонической приуроченности и возраста нефтемещающих отложений.

Ключевые слова

флюиды, нефтегазоносные комплексы, нефть, неантиклинальные ловушки, процессы миграции, микроэлементы, физико-химические свойства нефтей

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла -122022800253-3».

Для цитирования

Пуланова С.А., Самойлова А.В. Геохимические особенности флюидов в резервуарах Волго-Уральского региона как результат миграционных процессов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 30–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-30-34

Поступила в редакцию: 25.02.2022

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

Geochemical features of fluids in reservoirs Volga-Ural region as a result of migration processes

Punanova S.A., SamoiloVA A.V.

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia
punanova@mail.ru

Abstract

The article presents the characteristics of fluid hydrocarbon (HC) accumulations of the Volga-Ural oil and gas basin (OGB) with the identification of types of oils of different ages. The influence of migration processes during the formation of fluid reservoirs in the sedimentary cover of the basin and, in this connection, the possibility of predicting the properties of fluids in non-anticlinal traps of the developed oil and gas bearing complexes (OGC) in the region are emphasized.

Materials and methods

Analytical database of properties of oils from oil and gas complexes of different ages in the Volga-Ural oil and gas field, including data on the content of trace elements in them.

Comparison of the parameters of the oil and gas content of the complex according to geochemical data, a graphical representation of the

dependences of the density and physicochemical properties of oils on their tectonic confinement and the age of oil-bearing deposits.

Keywords

fluids, oil and gas complexes, oil, non-anticlinal traps, migration processes, trace elements, physical and chemical properties of oils

For citation

Punanova S.A., SamoiloVA A.V. Geochemical Features of Fluids in Reservoirs Volga-Ural region as a result of migration processes. Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 30–34. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-30-34

Received: 25.02.2022

Табл. 2. Коэффициенты корреляции между свойствами нефтей Волго-Уральского НГБ
 Tab. 2. Correlation coefficients between the properties of Volga-Ural OGB oils

Исследуемый район	Возрастнефтеносного комплекса	Связь содержаний ванадия с содержаниями			Связь содержаний никеля с содержаниями			Предел значимости с вероятностью 95 %
		серы	смола	асфальтенов	серы	смола	асфальтенов	
Центральная часть Волго-Урала	Каменноугольный Девонский	0,56	0,44	0,55	0,43	0,29	0,60	0,27
		0,73	0,59	0,68	0,73	0,64	0,76	0,23
Саратовско-Волгоградское Поволжье	Не расчленен	Отс.	Отс.	0,52	Отс.	0,45	0,40	0,40

процессов на состав флюидов, меняющих первоначально сложившиеся высокие корреляционные связи.

Предполагается, что выявленные особенности нефтей изученных тектонических зон Волго-Уральского НГБ связаны с различным тектоническим режимом: повышенными палеотемпературами и соответственно более катагенно преобразованным составом нефтей юго-западной окраины территории,

а также с различными типами исходного органического вещества (ОВ). При этом большую роль играют и миграционные процессы УВ-потокaм вдоль склонов впадин и сводов при формировании ловушек. Эти закономерности подтверждаются и на приведенных ниже рисунках. На частотных графиках распределения концентраций МЭ в нефтях из палеозойских отложений Русской платформы, построенных нами по многочисленным

аналитическим данным, продемонстрировано значительное отличие МЭ-состава нефтях в различных зонах бассейна. Наиболее высокие концентрации МЭ обнаружены в нефтях центральной части Волго-Уральского НГБ. Модальный интервал содержаний ванадия в нефтях карбона здесь составляет (30–300) г/т, никеля (30–100) г/т, железа (3–30) г/т, свинца (1–3) г/т. В нефтях Нижнего Поволжья эти величины значительно ниже и составляют для ванадия (1–3) г/т, никеля (0,3–1,0) г/т, железа (0,1–1,0) г/т, для свинца (0,03–0,1) г/т, нефти ванадиевого типа (V/Ni>1) (рис. 2). Выборки, как правило, неоднородные (кривые содержаний элементов имеют несколько вершин).

Четкое разграничение нефтей месторождений различных тектонических структур по физико-химическим свойствам и особенно по содержанию МЭ иллюстрируют рисунки 3 и 4. На графике (рис. 3) показаны кривые распределения плотности, а также концентраций ванадия, никеля, серы, смол и асфальтенов в нефтях девонских и каменноугольных отложений восточного склона Воронежского свода, Рязано-Саратовской впадины и Жигулевско-Оренбургского свода, а также кривые по объединенным совокупностям данных по нефтям Татарского, Башкирского и Пермского сводов. Из анализа этих материалов отчетливо видно, что нефти юго-восточной окраины Волго-Уральского НГБ (районы, граничащие с северо-запада с Прикаспийской впадиной) легкие, содержат очень мало смол и асфальтенов и относятся к группе нефтей, обедненных МЭ. А нефти центральных областей Русской платформы — более тяжелые, смолистые и образуют группу нефтей, обогащенную МЭ. На рисунке 4 представлен характер изменения концентраций МЭ и физико-химических свойств нефтей месторождений Волго-Уральского НГБ в зависимости от их структурного положения в пределах впадин и поднятий юго-восточного и центрального блоков платформы.

При сравнении нефтей соседствующих поднятий и впадин Жигулевско-Оренбургского свода, Серноводско-Абдуллинской впадины, Татарского свода, Бирской седловины и Верхне-Камской впадины можно отметить, что для нефтей из девонских отложений характерны пониженные величины плотностей, а также содержаний серы, смол, асфальтенов, ванадия и никеля на положительных структурных элементах. Для нефтей из отложений карбона эта закономерность нарушается только в содержании асфальтенов на Татарском своде, где оно значительно больше, чем в нефтях окружающих впадин. Наблюдаемый эффект направленного изменения нефтей можно объяснить следствием преобразования свойств нефтей в результате миграционно-фильтрационных процессов. Важно подчеркнуть, что в процессе латеральной миграции, теряя смолисто-асфальтеновые

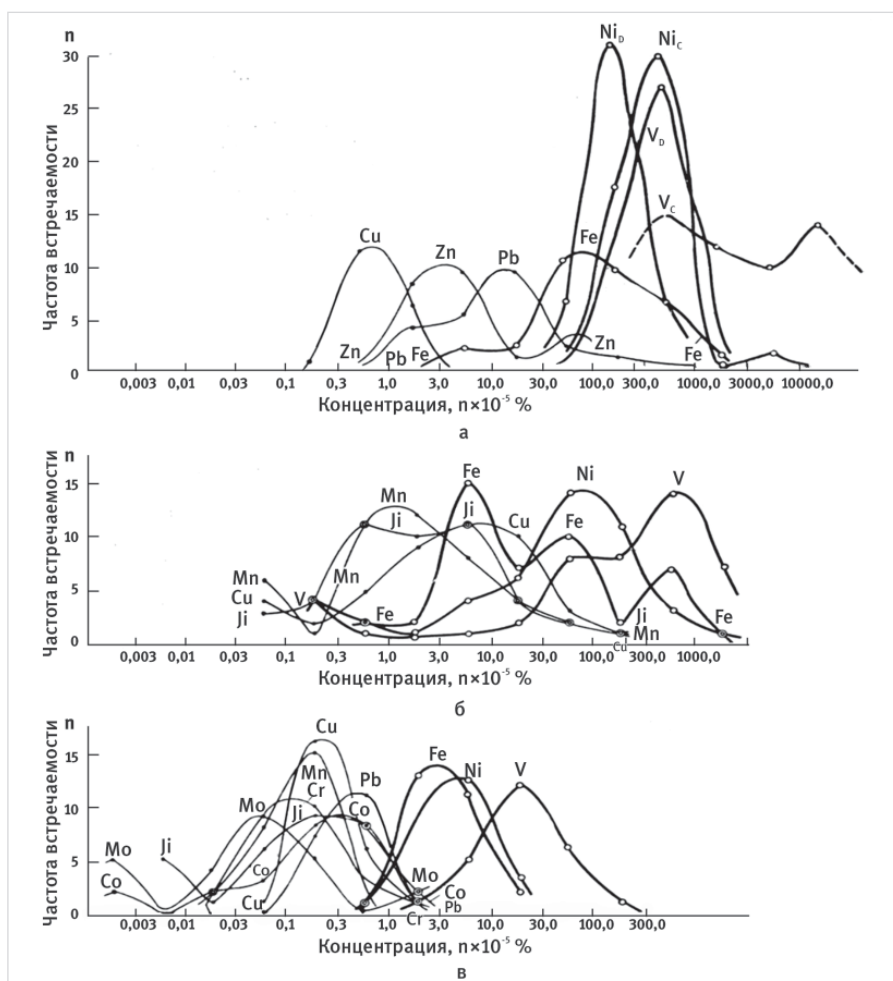


Рис. 2. Частотные графики распределения концентраций МЭ в нефтях из палеозойских отложений Русской платформы
 а — Татарский, Пермско-Башкирский своды, Серноводско-Абдуллинская впадина, Бирская седловина;

б — Жигулевско-Оренбургский свод;

в — Рязано-Саратовская впадина и Восточный склон Воронежского свода;

VC и NiD — концентрации V и Ni в нефтях из девонских (D) и каменноугольных (C) вмещающих отложений

Fig. 2. Frequency graphs of the distribution of TE concentrations in oils from Paleozoic deposits of the Russian platform

a — Tatarsky, Perm-Bashkirsky vaults, Sernovodsk-Abdullinskaya depression, Birskey saddle;

b — Zhiguli-Orenburg arch;

v — Ryazan-Saratov depression and the Eastern slope of the Voronezh Arch;

VC and NiD are concentrations of V and Ni in oils from Devonian (D) and carboniferous (C) host deposits

компоненты и становясь менее плотными, нефти теряют и МЭ. Наиболее заметно это проявляется в уменьшении абсолютных концентраций ванадия и менее заметно — никеля. Однако подобная закономерность, выражающаяся в облегчении нефтей при миграции и потере ими смолисто-асфальтовых компонентов, не была зафиксирована при сравнении нефтей месторождений Жигулевско-Оренбургского свода с нефтями месторождений Рязано-Саратовской впадины в карбониферных отложениях вследствие смешивания нефтей, мигрирующих с севера и с юга — со стороны Прикаспийской синеклизы и со стороны Серноводско-Абдуллинской впадины. На склонах структур часто развиты литологически ограниченные залежи в песчаных пластах, часто заполняемые в результате миграционных процессов.

Итоги

В пределах осадочного разреза Волго-Уральского НГБ выделены четыре геохимических типа флюидальных УВ-скоплений, приуроченных к НГК различного возраста. Отличия этих типов выражены не только в физико-химических свойствах и УВ-составе флюидов, но и в особенностях распределения МЭ, что объясняется особенностями исходного ОВ материнских толщ и условиями его преобразования при формировании ловушек. Выявлены различные свойства флюидов месторождений, приуроченных к определенным структурным элементам Волго-Уральского НГБ в связи с дифференциацией их в результате миграционных процессов. Представленный материал интересен как возможный прогнозный индикатор свойств флюидов при поисках и оконтуривании новых, еще не открытых объектов на этой территории.

Изучение МЭ характеристик нафтидов НГК различного возрастного интервала центральной части Волго-Уральского региона свидетельствует об информативности геохимических данных, являющихся показателями особенностей состава нефтей при процессах нефтеобразования на определенных уровнях стадийности онтогенеза.

Выводы

Дифференциация нефтей в пределах Волго-Уральского НГБ, базирующаяся как на составе МЭ, так и физико-химических свойствах УВ флюидов, объясняется различным типом исходного ОВ нефтегазоматеринских толщ, условиями его преобразования и процессами миграции. Именно перечисленные процессы и происходящая при этом типизация флюидов по составу могут служить основанием для прогноза качества флюидов в разрабатываемых неантиклинальных ловушках (литологически и структурно ограниченных) на новых перспективных площадях региона при прогнозировании скоплений в мегарезервуарах.

Литература

- Пуанова С.А., Гордадзе Т.А. Геохимические особенности нефтегазоносных комплексов палеозойских отложений Волго-Уральской провинции // Разведка и охрана недр. 1999. № 5–6. С. 51–54.
- Мухаметшин Р.З., Пуанова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 74–83.
- Пуанова С.А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов

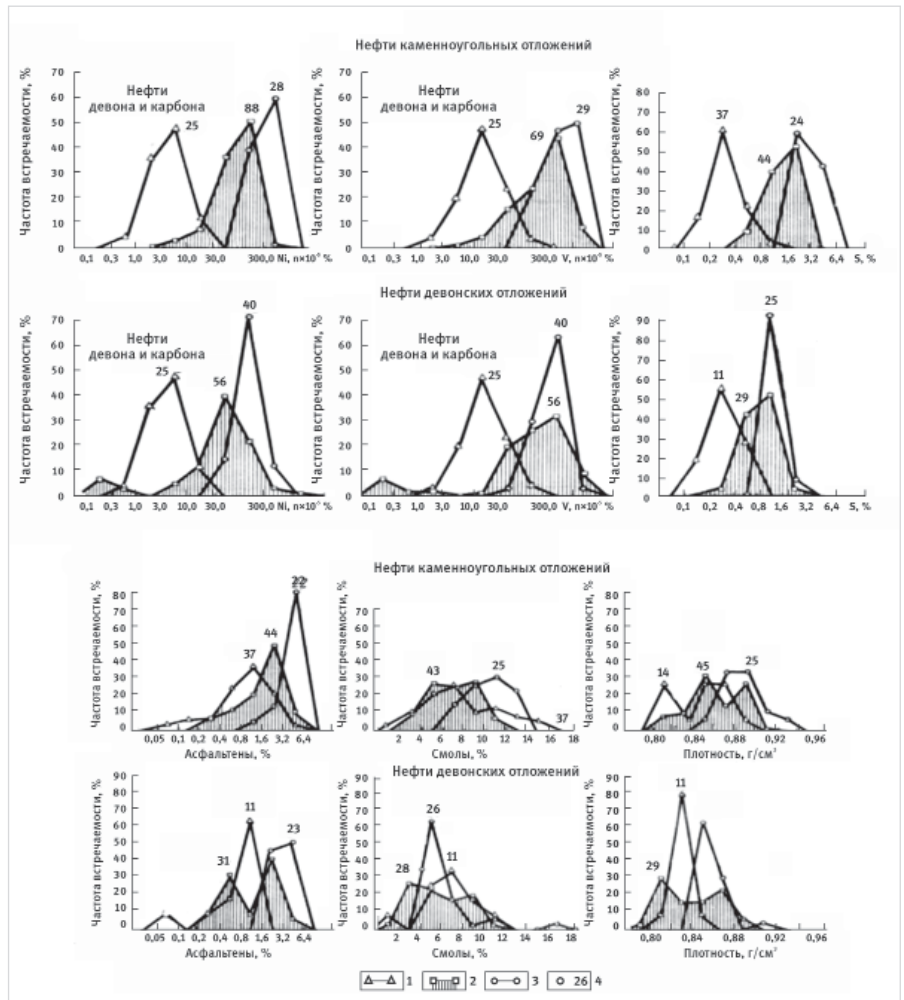


Рис. 3. Распределение концентраций некоторых элементов в нефтях девонских и карбониферных отложений Урало-Поволжья и их физико-химических свойств. Нефти: 1 — Рязано-Саратовской впадины и восточного склона Воронежского свода; 2 — Жигулевско-Оренбургского свода; 3 — Татарского и Пермско-Башкирского сводов; 4 — число образцов в выборке

Fig. 3. Distribution of concentrations of some elements in the oils of Devonian and coal deposits of the Ural-Volga region and their physico-chemical properties. Oil: 1 — Ryzan-Saratov depression and the eastern slope of the Voronezh arch; 2 — Zhiguli-Orenburg arch; 3 — Tatar and Perm-Bashkir arches; 4 — number of samples in the sample

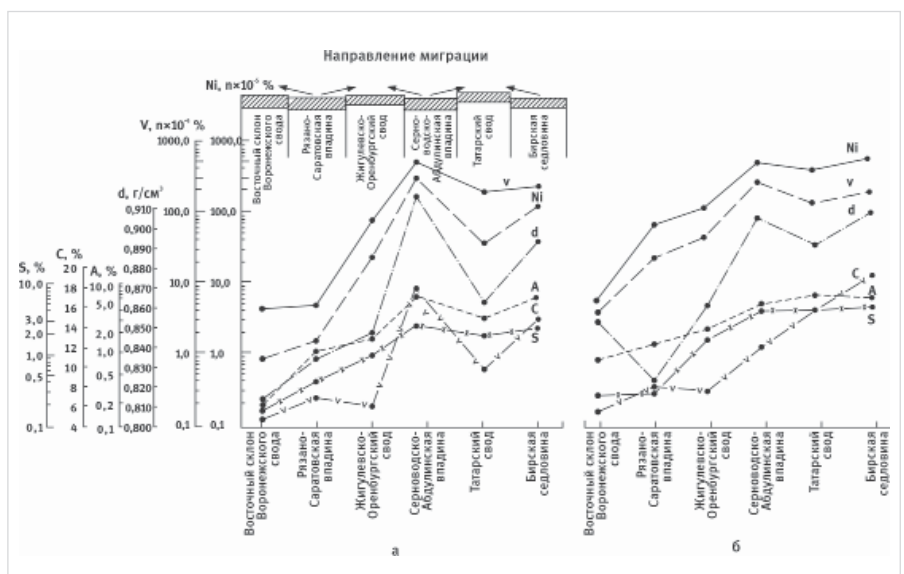


Рис. 4. Характер изменения концентраций МЭ и физико-химических свойств нефтей месторождений Волго-Урала в зависимости от их структурного положения. Нефти: а — девонских; б — карбониферных отложений

Fig. 4. The nature of changes in TE concentrations and physico-chemical properties of Volga-Ural oil fields depending on their structural position. Oil: a — Devonian, б — carboniferous deposits

- в связи с нефтегазоносностью: Диссертация. М., 2017. 288 с.
- Пуанова С.А., Самойлова А.В. Особенности нефтегазоносности прогибов древних платформ (на примере Волго-Уральского и Енисей-Хатангского) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. № 2. 7 с.
 - Нефтяные и газовые месторождения СССР: Кн. 1. Европейская часть СССР. М.: Недра, 1987. 358 с.
 - Трофимов В.А., Чепикова И.К., Пуанова С.А. Особенности нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Конференция «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ» 2001, Казань, 4–8 июня. Казань: Казанский университет, 2001. С. 348–350.
 - Белоконов Т.В., Горбачев В.П., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: Звезда, 2001. 108 с.
 - Максимов С.П., Сафонова И.И. Изопреноидные углеводороды — дополнительный критерий в определении генетического типа нефтей // Геология нефти и газа. 1971. № 10. С. 38–41.
 - Пуанова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нефтях и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998. Т. 36. № 9. С. 959–972.
 - Багманова С.В., Степанов А.С., Колomoец А.В., Трифонова М.П. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Оренбург: ОГУ, 2019. 127 с.

ENGLISH

Results

Within the sedimentary section of the Volga-Ural OGB, four geochemical types of fluid hydrocarbon accumulations have been identified, confined to OGK of different ages. Differences between these types are expressed not only in the physicochemical properties and HC composition of fluids, but also in the features of the TE distribution, which is explained by the features of the initial OM of the parent strata and the conditions for its transformation during the formation of traps. Various properties of fluids in deposits confined to certain structural elements of the Volga-Ural OGB are revealed in connection with their differentiation as a result of migration processes. The presented material is interesting as a possible predictive indicator of fluid properties in the search and delineation of new, not yet discovered objects in this area.

The study of the TE characteristics of OGK naphthides of different

age intervals in the central part of the Volga-Ural region indicates the information content of geochemical data, which are indicators of the composition of oils during oil formation processes at certain levels of ontogeny staging.

Conclusions

The differentiation of oils within the Volga-Ural OGB, based both on the composition of TE and the physicochemical properties of hydrocarbon fluids, is explained by the different types of initial OM of the oil and gas source strata, the conditions for its transformation, and migration processes. It is these processes and the resulting typification of fluids by composition that can serve as the basis for predicting the quality of fluids in the developed non-anticlinal traps (lithologically and structurally limited) in new promising areas of the region when predicting accumulations in megareservoirs.

References

- Punanova S.A., Gordadze T.A. Geochemical features of oil and gas complexes of Paleozoic deposits of the Volga-Ural province. Prospect and protection of mineral resources, 1999, issue 5–6, P. 51–54. (In Russ).
- Mukhametshin R.Z., Punanova S.A. Geochemical features of oils of the Ural-Volga region in connection with the conditions of formation of deposits // Geologiya Nefti i Gaza, 2011, issue 4, P. 74–83. (In Russ).
- Punanova S.A. Trace elements of naphthides in the process of ontogenesis of hydrocarbons in connection with oil and gas content. Dysertation. M., 2017, 288 p. (In Russ).
- Punanova S.A., Samoylova A.V. Features of oil and gas bearing deflections of ancient platforms (on the example of the Volga-Ural and Yenisei-Khatanga). Actual problems of oil and gas, 2019, issue 2, 7 p. (In Russ).
- Oil and gas fields of the USSR: Handbook. Book 1. The European part of the USSR. M.: Nedra, 1987, 358 p. (In Russ).
- Trofimov V.A., Chepikova I.K., Punanova S.A. Features of the oil and gas content of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. Forecast of the oil and gas content of the foundation of young and ancient platforms. Conference "Forecast of oil and gas potential of the foundation of young and ancient platforms" 2001, Kazan, June 4–8. Kazan: Kazan University, 2001. P. 348–350. (In Russ).
- Belokon T.V., Gorbachev V.P., Balashova M.M. Structure and oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the East of the Russian Platform. Perm, Zvezda, 2001, 108 p. (In Russ).
- Maksimov S.P., Safonova I.I. Isoprenoid hydrocarbons – an additional criterion in determining the genetic type of oils. Geology of oil and gas, 1971, issue 10, P. 38–41. (In Russ).
- Punanova S.A. Geochemical features of the distribution of trace elements in naphthides and metalliferous sedimentary basins of the CIS. Geochemistry, 1998, issue 9, P. 959–972. (In Russ).
- Bagmanova S.V., Stepanov A.S., Kolomoets A.V., Trifonova M.P. Geology of the Volga-Ural oil and gas province: textbook. Orenburg State University. 2019. Orenburg. OSU. 127 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пуанова Светлана Александровна, д. г.-м. н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия, Москва, Россия
Для контактов: punanova@mail.ru

Самойлова Анна Васильевна, к. г.-м. н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия, Москва, Россия
Для контактов: anna-samoilova@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna, doctor of science of geologo-mineralogical sciences, chief researcher, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia
Corresponding author: punanova@mail.ru

Samoilova Anna Vasilevna, candidate of geologo-mineralogical sciences, research associate, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia
Corresponding author: anna-samoilova@mail.ru