

# Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря

Р.А. Мамедов

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени «Серго Орджоникидзе», Москва, Россия  
rus\_mamedow@mail.ru

## Аннотация

В статье рассмотрен континентальный шельф Восточно-Сибирского моря для прогнозирования перспективных нефтегазоносных объектов с помощью бассейнового моделирования. Построена структурно-тектоническая модель по четырем основным осадочным комплексам: доаптский, верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный.

На территории Восточно-Сибирского моря на стадии прогнозирования месторождений нефти и газа выявлены две нефтегазоматеринские толщи (НГМТ): апт-верхнемеловая и палеогеновая. Показаны области аккумуляции углеводородов и выделены перспективные нефтегазовые комплексы: верхнемеловой, палеогеновый, неогеновый.

## Материалы и методы

Представленная работа основана на результатах обобщения геологоразведочных работ с применением современных технологий бассейнового анализа и численного бассейнового моделирования. Для формирования модели структурно-тектонического каркаса осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря были использованы структурные построения масштаба 1:1000000, выполненные специалистами ОАО «МАГЭ» в 2013 г.

Стратегия моделирования определялась особенностями геологического строения и эволюции осадочных бассейнов, а также качеством доступной геолого-геофизической и геохимической информации.

## Ключевые слова

восточно-сибирское море, бассейновое моделирование, генерация, нефтегазоматеринские толщи, миграция, аккумуляция, углеводороды

## Для цитирования

Р.А. Мамедов. Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №5. С. \*\*–\*\*. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10095

Поступила в редакцию: 08.09.2020

GEOLOGY

UDC 553.982.239 | Original Paper

## Modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems of the continental shelf of the East Siberian sea

Rustam A. Mamedov

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia  
rus\_mamedow@mail.ru

## Abstract

The article discusses the continental shelf of the East Siberian Sea for forecasting promising oil and gas objects using basin modeling. A structural-tectonic model has been built for four main sedimentary complexes: Pre-Aptian, Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene-Quaternary.

On the territory of the East Siberian Sea, at the stage of forecasting oil and gas fields, two oil and gas source strata (NGMT) were identified: Aptian-Upper Cretaceous and Paleogene. Areas of accumulation of hydrocarbons are shown and promising oil and gas complexes are identified: Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene.

## Materials and methods

The presented work is based on the results of generalization of geological exploration works using modern technologies of basin analysis and numerical basin modeling. To form a model of the structural-tectonic frame of the sedimentary basins of the East Siberian Sea, structural constructions of a scale of 1:1 000 000 were used, performed by specialists of «MAGE» in 2013.

The modeling strategy was determined by the peculiarities of the geological structure and evolution of sedimentary basins, as well as the quality of the available geological, geophysical and geochemical information.

## Keywords

east Siberian Sea, basin modeling, generation, oil and gas source strata, migration, accumulation, hydrocarbons

## For citation

Mamedov R. A. Modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems of the continental shelf of the east siberian sea. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. \*\*–\*\* (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10095

Received: 08.09.2020

Восточно-Сибирское море представляет значительный интерес с точки зрения поисков углеводородов (УВ), однако оценка его углеводородного потенциала (УВП) затруднена в силу слабой геофизической изученности и отсутствия скважин. В таких условиях часто применяют метод геологических аналогий.

Восточно-Сибирское море (ВСМ), представляющее собой часть Арктического шельфа России, расположено между Новосибирскими островами и островом Врангеля. Шельф ВСМ выровненный и очень однообразный (рис. 1). На этом фоне выделяются пологие валлообразные возвышенности. Они сосредоточены на западе ВСМ (поднятия Анжу и Ляховского) и востоке (поднятие Врангеля).

В пределах шельфа ВСМ выделяются два надпорядковых тектонических элемента: Новосибирская эпикиммерийская (эпимезозойская) плита и Гиперборейская краевая плита с каледонским и частично более древним фундаментом. В Восточно-Сибирском море обширные площади дна характеризуются глубиной менее 30 м. В северном и восточном направлениях они медленно нарастают до 60 м. На внешнем шельфе, где уклоны дна увеличиваются, отметки достигают 200–300 м. Рельеф дна преимущественно морской аккумулятивный со следами субазальной речной сети [1].

Для решения геолого-геофизической задачи в 2011–2012 гг. полевая геофизическая партия ОАО «МАГЭ» выполнила

интерпретацию данных сети сейсмических профилей на территории ВСМ. На основании геолого-геофизических данных, в разрезе осадочного чехла выделено 4 сейсмических комплекса: апт-альбский (синрифтовый), верхнемеловой (синрифтовый), палеоцен-эоценовый (пострифтовый) и олигоцен-четвертичный (пострифтовый). Установлено наличие двух фаз рифтинга на территории ВСМ: основной, имевшей место в апт-альбское время, и дополнительной — позднемеловой [3]. Соответственно предполагается, что возраст самых древних пород осадочного бассейна — позднемеловой.

Восточно-Сибирский осадочный бассейн описывается как область, заполненная терригенными отложениями, максимальная мощность которых может достигать 8 км. Возраст осадочных отложений варьируется от позднемелового до четвертичного [4].

Для формирования структурно-тектонического каркаса модели осадочного бассейна на ВСМ использованы структурные построения масштаба 1:1 000 000, выполненные специалистами ОАО «МАГЭ» в 2013 г.

Построенная структурная модель охватывает акватории ВСМ и включает четыре основные поверхности: поверхность консолидированного фундамента, преаптское несогласие, подошву кайнозоя, а также современный рельеф дна (рис. 2).

Сформированная модель включает, таким образом, четыре основных осадочных комплекса: доаптский, верхнемеловой,

палеогеновый, неоген-четвертичный.

Для выявления и оценки нефтегазоносности осадочных комплексов бассейна было проведено бассейновое моделирование 3D. При этом были привлечены следующие параметры и решены важные научные задачи:

- отбор и подготовка входных данных;
- наполнение модели информацией (загрузка данных);
- восстановление истории погружения бассейна;
- расчет катагенетической преобразования пород и определение зрелости нефтегазоматеринских толщ (НГМТ);
- расчеты объемов генерации УВ;
- оценка путей миграции, объемов скопления УВ;
- качественная и количественная оценка скопления УВ.

На Новосибирских островах, по данным работы [5], в пределах мезозойско-кайнозойских отложений выделяются две толщи, для которых характерно повышенное содержание органического вещества, что позволяет отнести их к потенциально НГМТ. Для апт-верхнемеловой потенциальной НГМТ характерно содержание органического вещества (ОВ) около 2 %, представленного керогеном III типа, что свидетельствует об их газоматеринском потенциале. Для потенциальной НГМТ палеогенового возраста содержание ОВ составляет > %, оно представлено керогеном III–II типа, который может быть потенциально нефтематеринскими. Таким

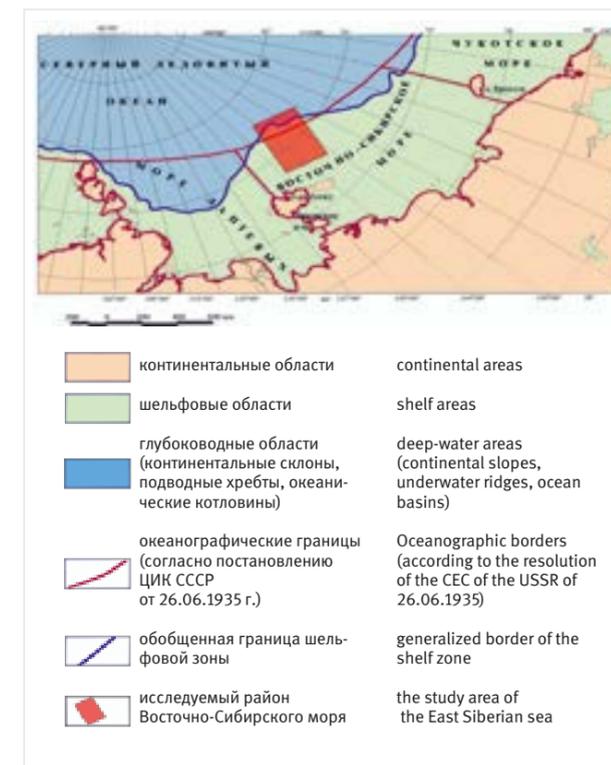


Рис. 1. Соотношение океанографических и геолого-геоморфологических (орографических) границ Арктических морей России (по В.Ю. Керимову, Б.В. Сенину, В.И. Богоявленскому и др., 2016) [2].

Fig. 1. The Ratio of Oceanographic and geological-geomorphological (orographic) borders of the Arctic seas of Russia (according to V.Yu. Kerimov, B.V. Senin, V.I. Bogoyavlensky, etc., 2016) [2].

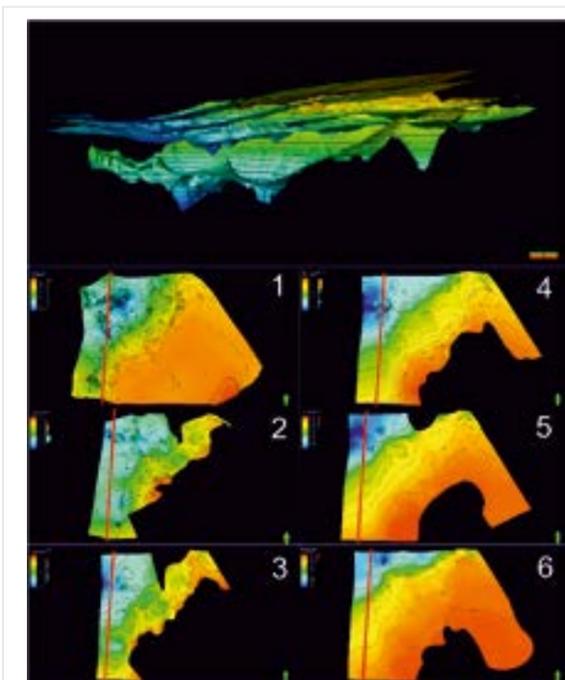


Рис. 2. Структурно-тектонические модели континентальной окраины шельфа Восточно-Сибирского моря. Fig. 2. Structural-tectonic models of the continental edge of the East Siberian Sea shelf.

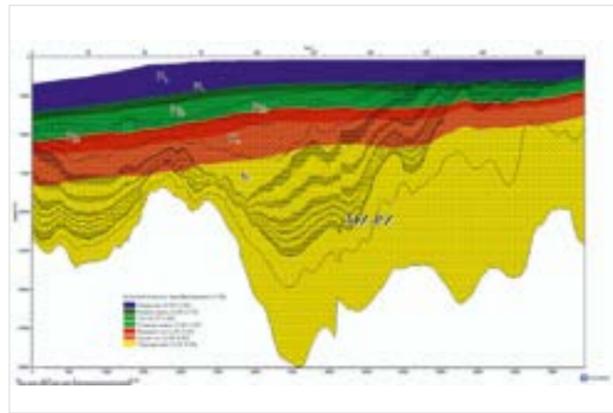


Рис. 3. Модель отражательной способности витринита/%R0  
Fig. 3. Vitrinite reflectance model/%R0

образом, благодаря полученным данным был проведен расчет отражательной способности витринита (рис. 3).

Результаты выполненного моделирования показали, что уже к началу апта большая часть нижнемеловых отложений Новосибирского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа, и к палеогену перезрела. В настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только доаптские осадки Северо-Врангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации.

Апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ — в нижней, нефть — в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в Новосибирском прогибе, где на большей части территории они перегреты. Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Максимальная зрелость отмечается в центральной и северо-западной частях Новосибирского бассейна (рис. 4).

Следует отметить, что распределение показателя степени зрелости (TR, %) в пределах

области моделирования отражает различия в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, в частности, скоростей их погружения.

Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и в палеогене привели к тому, что процессы генерации УВ начались практически сразу после формирования НГМТ. На рубеже мела и палеогена эти процессы в апт-верхнемеловой толще существенно активизируются, а к началу олигоцена замедляются (рис. 5). Для палеогеновой НГМТ отмечается последовательное нарастание генерационного потенциала. Генерация и эмиграция углеводородов из неогеновой нефтегазоматеринской толщи началась в конце миоцена [6; 7; 8; 9].

Предварительные результаты моделирования также указывают на высокую вероятность миграции углеводородов в бортовые зоны Северного переокееанического и Новосибирского прогибов. Миграция углеводородов происходила по ограничивающим рифты разломам и вдоль преаптского несогласия.

Тип флюида в прогнозируемых скоплениях контролируется типом и зрелостью

органического вещества очагов генерации.

Основными объектами поиска на континентальном шельфе ВСМ являются ловушки структурно-тектонического и литолого-стратиграфического типов в верхнемеловом и кайнозойском комплексах.

Прогнозируемые по результатам моделирования скопления углеводородов в гипотетических резервуарах мелового и палеогенового возраста изображены на рис. 6.

Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Новосибирского бассейна располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах более 5 км. Для комплекса в целом доля жидких УВ в резервуарах составляет около 25 % при втором типе керогена и доля газообразных УВ 73 % — при третьем.

В палеогеновом комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в северо-западной и центральной части, в меньшей степени — в прибортовых. Глубины залегания перспективных объектов менее 5 км. Доля жидких УВ в прогнозируемых скоплениях соответственно 80 % — при втором типе керогена и доля газообразных УВ составила 17 % — при третьем.

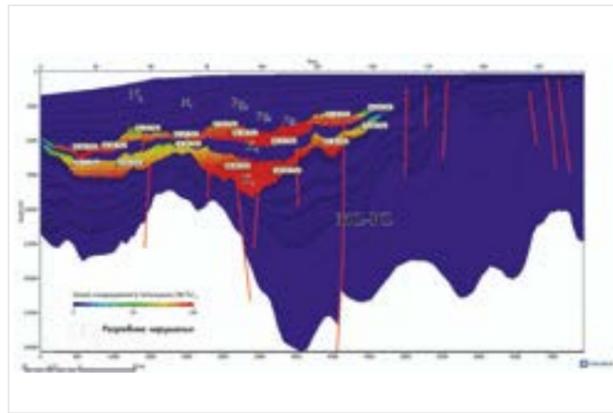


Рис. 4. Степень преобразованности органического вещества (TR, %) нижнемеловых и палеогеновых отложений  
Fig. 4. The degree of transformation of organic matter (TR, %) of the Lower Cretaceous and Paleogene deposits

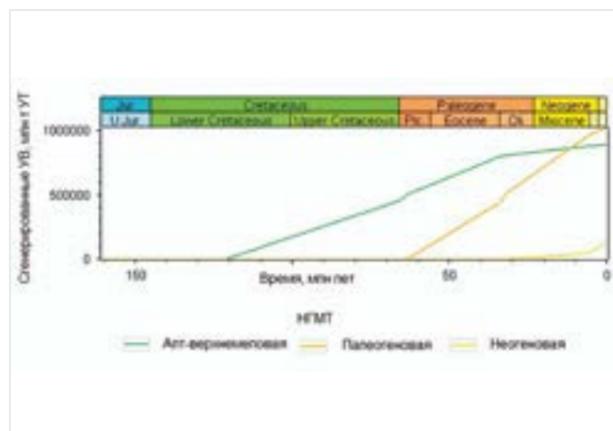


Рис. 5. График сгенерированных УВ НГМТ осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря  
Fig. 5. Graph of generated hydrocarbon oil and gas source strata sedimentary basins of the East Siberian sea

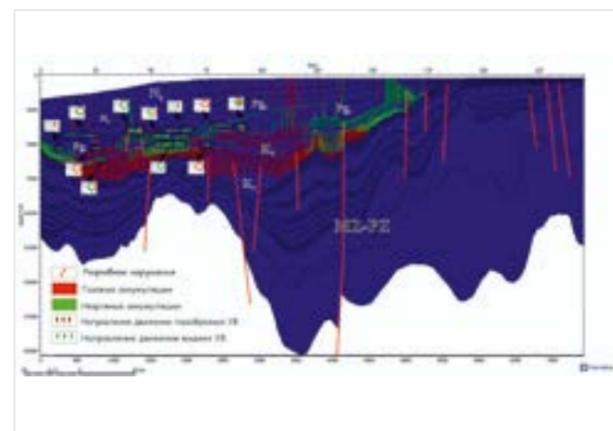


Рис. 6. Прогнозируемые скопления УВ в резервуарах верхнемелового и палеогенового комплекса  
Fig. 6. Predicted HC accumulations in reservoirs of the Upper Cretaceous and Paleogene complex

## Итоги

В результате применения технологии моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) на территории ВСМ была создана структурно-тектоническая модель осадочного чехла, модель катагенетической преобразованности горных пород, генерации, миграции и модель аккумуляции УВ. Сформированная модель включает четыре основных осадочных комплекса: доаптский, апт-верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный.

На территории ВСМ на стадии прогнозирования месторождений нефти и газа выявлено две нефтегазоматеринские толщи: апт-верхнемеловая и палеогеновая. Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и в палеогене привели к тому, что процессы генерации УВ начались практически сразу после формирования НГМТ. Произведен расчет аккумуляций УВ в 11 крупных скоплениях и выделено три перспективных нефтегазовых комплекса: верхнемеловой, палеогеновый и неогеновый. Для верхнемелового перспективного нефтегазового комплекса (ПНГК) характерна в основном аккумуляция газообразных флюидов, а для палеогенового ПНГК — жидких УВ.

## Выводы

Проведенный анализ свидетельствует о высоком углеводородном потенциале недр ВСМ и позволяет выделить наиболее перспективные участки и объекты, а также наметить направления дальнейших исследований геолого-разведочных работ на нефть и газ.

## Литература

1. Грамберг И.С., Иванов В.Л., Погребницкий Ю.Е. Геология и полезные ископаемые России. Арктические и дальневосточные моря. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2004. Т. 5. Кн. 1. С. 24, 403–428.
2. Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Богоявленский В.И., Шилов Г.Я. Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана. М.: Недра, 2016. С. 27.
3. Корчагина Т.В., Казанин Г.С., Шкарубо С.И. Отчет по объекту изучения геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря // МАГЭ. 2013. С. 262–270.
4. Драчев С.С., Малышев Н.А., Никишин А.М. Тектоническая история и нефтегазовая геология арктических регионов России: обзор // Нефть. Геологическая конф. Сер. 2010. Т. 7. С. 591–606.

5. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурно-тектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий // Геология и разведка. 2020. № 1. С. 19–29.

6. Соболев П., Франке Д., Гедике С. и др. Разведывательные исследования органической геохимии и петрологии палеозойско-кайнозойских потенциальных нефтематеринских пород Новосибирских островов, Арктическая Россия // Морская и нефтяная геология. 2016. Т. 78. С. 30–47.

7. Шенк О., Магун Л.Б., Бёрд К.Дж., Петерс К.Э. Моделирование нефтяных систем северной Аляски: новые горизонты в исследованиях и применениях: серия AAPG Hedberg. 2012. № 4. С. 317–338.

8. Петерс К.Э., Карри Д.Дж., Кацевич М. Бассейновое моделирование: новые горизонты в исследованиях и применениях // AAPG Hedberg. 2012. № 4. С. 317–338.

9. Хаускнехт Д.В. Нефтяные системы, основанные на значительных новых открытиях нефти в гигантской меловой (апт-сеноманской) клиноформе на арктической Аляске // AAPG. 2019. №103(3). С. 619–652.

## ENGLISH

### Results

As a result of the application of the technology for modeling generation-accumulation hydrocarbon systems (GAUS) on the territory of the HSR, a structural-tectonic model of the sedimentary cover, a model of catagenetic transformation of rocks, generation, migration and a model of HC accumulation were created. The formed model includes four main sedimentary complexes: Pre-Aptian, Aptian-Upper Cretaceous, Paleogene, Neogene-Quaternary.

At the stage of forecasting oil and gas fields, two oil and gas source strata were identified on the territory of the High-Speed Line: Aptian-Upper Cretaceous and Paleogene. Rapid subsidence and high rates of sedimentation of sedimentary basins in the second half of the Cretaceous and in the Paleogene led to the fact that the processes of hydrocarbon

generation began almost immediately after the formation of the LHRM. The calculation of HC accumulations in 11 large accumulations was carried out and three promising oil and gas complexes were identified: Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene. The Upper Cretaceous promising oil and gas complex (APGC) is characterized mainly by the accumulation of gaseous fluids, and for the Paleogene APGC — liquid hydrocarbons.

### Conclusions

The analysis carried out indicates a high hydrocarbon potential and makes it possible to identify the most promising areas and objects, as well as to outline the directions for further studies of geological exploration for oil and gas.

### References

1. Gramberg I.S., Ivanov V.L., Pogrebitsky Yu.E. Geology and minerals of Russia. Arctic and Far Eastern seas. St. Petersburg: VSEGEI, 2004, Vol. 5, Book 1, P. 24, 403–428. (In Russ)
2. Kerimov V.Yu., Senin B.V., Bogoyavlensky V.I., Shilov G.Ya. Geology, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in the waters of the World Ocean. Moscow: Nedra, 2016, P. 27. (In Russ)
3. Korchagina T.V., Kazanin G. S., Shkarubo S.I. Report on the object study of the geological structure and assessment of the oil and gas potential of sedimentary basins of the continental margin of the East Siberian Sea. Arctic Marine Exploration Expedition, 2013, P. 262–270. (In Russ)
4. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and oil and gas geology of the Arctic regions of Russia: an overview. Oil. Geological Conf., Ser. 2010, Vol. 7, P. 591–606. (In Russ)
5. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Structural-tectonic model of the basement and sedimentary cover of the East Arctic waters. Geology and exploration, 2020, issue 1, P. 19–29.
6. Sobolev P., Franke D., Gedike S. et al. Exploration studies of organic geochemistry and petrology of Paleozoic-Cenozoic potential oil source rocks of the Novosibirsk

Islands, Arctic Russia. Marine and Oil Geology, 2016, Vol. 78, P. 30–47. (In Russ)

7. Schenk O., Magun LB, Bird K.J., Peters K.E. Modeling Oil Systems in Northern Alaska: New Horizons in Research and Applications: AAPG Hedberg Series, 2012, issue 4, P. 317–338.

8. Peters K.E., Curry D.J., Katsevich M. Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications. AAPG Hedberg Series, 2012, issue 4, P. 317–338.

9. Hausknecht D.V. Petroleum systems based on significant new oil discoveries in the giant Cretaceous (Aptian-Cenomanian) clinoform in Arctic Alaska. AAPG Bulletin. 2019. 103 (3). P. 619–652.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Рустам Ахмедович Мамедов**, аспирант кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российский государственный геологоразведочный университет имени «Серго Орджоникидзе», Москва, Россия  
Для контактов: [rus\\_mamedow@mail.ru](mailto:rus_mamedow@mail.ru)

**Rustam Ahmedovich Mamedov**, graduate student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia  
Corresponding authors: [rus\\_mamedow@mail.ru](mailto:rus_mamedow@mail.ru)