Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 13–20. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 13–20. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 552.143

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-13-21

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ

Анастасия Александровна Волошина¹, Юрий Алексеевич Котенев¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку:

Анастасия Александровна Волошина, nas.voloshina2012@yandex.ru

Аннотация. Построение литолого-фациальной модели — достаточно трудоемкий процесс, включающий в себя анализ фактического кернового материала, корреляцию отложений, выделение и анализ электрометрической модели по данным геофизических исследований скважин и по керну, анализ сейсмических данных, подбор концептуальной седиментационной модели, обобщение материала и представление в едином комплексе. Однако не всегда у исследователя есть полный набор информации. Часто приходится прогнозировать распространение тех или иных фаций в условиях отсутствия сейсмических данных или керновых исследований, опираясь только на скважинную информацию. Поэтому способность построить наиболее точную литолого-фациальную модель в условиях минимального набора исходной информации, с помощью которой можно сделать более эффективным процесс разработки, является актуальной задачей.

В данной работе были проанализированы каротажные кривые в интервале отложений готерив-барремского яруса нижнего отдела меловой системы Фроловской нефтегазоносной области, также проанализирован минералогический и гранулометрический составы пород, проведено литологическое описание кернового материала.

Минералогический состав скелета представлен кварцем — 40,6 %, полевыми шпатами — 27,7 %, глинистыми минералами — 11,3 %, сидеритом — 2,3 %, кальцитом — 1,9 %, анкеритом — 4,3 %, доломитом — 4,9 %. Минералогический состав глин: каолинит — 40,2 %, хлорит — 26,3 %, гидрослюда — 29 %, смешанослойные образования — 5,3 %, смектит — 0,3 %. По данным гранулометрии, доля песчанистой фракции около 40 %, крупнозернистого алевролита 27,1 %, мелкозернистого алевролита 18,8 %, глинистой фракции 11,8 %. Породы имеют слабую сортировку, что плохо сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах.

Основываясь на корреляции скважин, форме кривых каротажа и истории развития территории, можно сделать вывод, что рассматриваемые отложения представляют собой клиноформенный комплекс, состоящий из осадков аллювиально-дельтовой равнины, аванделиты и продельты, образовавшихся в результате ритмичного бокового наращивания клиноформ. Также по полученной информации установлено, что отложения представлены серией глубоководных конусов выноса, перекрывающих друг друга, каналами транспортировки материала, склоновой и шельфовой частями. В результате была построена схема распространения фациальных зон изучаемой территории. Наиболее привлекательными с точки зрения коллектор-

Ключевые слова

фация, литофация, керн, клиноформенные отложения, минералогический состав пород, обстановка осадконакопления, Фроловская нефтегазоносная область

ских свойств являются зоны шельфа и каналов транспортировки, тогда как глубоководные конуса выноса отличаются частым пере-слаиванием песчаных и алевроито-глинистых пород и сниженными фильтрационно-емкостными свойствами.

Для цитирования

Волошина А.А., Котенев Ю.А. Уточнение геологического строения нефтяного месторождения на основе литолого-фациального моделирования в условиях ограниченной информации // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 13–20. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-13-20>.

Original article

DETERMINATION OF OIL FIELD GEOLOGICAL STRUCTURE ON THE BASIS OF LITHOFACIES MODELING UNDER CONDITIONS OF LIMITED INFORMATION

Anastasia A. Voloshina¹, Yuriy A. Kotenev¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Corresponding author:

Anastasia A. Voloshina, nas.voloshina2012@yandex.ru

Abstract. The construction of a lithofacies model is a rather laborious process, which includes the analysis of the actual core material, the correlation of sediments, the isolation and analysis of the electrometric model based on the data of geophysical studies of wells and core, the analysis of seismic data, the selection of a conceptual sedimentation model, the generalization of the material and presentation in a single complex. However, the researcher does not always have a complete set of information. It is often necessary to predict the distribution of certain facies in the absence of seismic data or core studies, relying only on well information. Therefore, the ability to build the most accurate lithofacies model under conditions of a minimum set of initial information, with the help of which it is possible to make the development process more efficient, is an urgent task.

In this work, well logs were analyzed in the interval of deposits of the Hauteriv-Barremian stage of the lower Cretaceous system of the Frolov oil and gas region, the mineralogical and granulometric composition of the rocks was also analyzed, and the lithological description of the core material was carried out.

The mineralogical composition of the skeleton is represented by quartz — 40.6 %, feldspars — 27.7 %, clay minerals — 11.3 %, siderite — 2.3 %, calcite — 1.9 %, ankerite — 4.3 %, dolomite — 4.9 %. Mineralogical composition of clays: kaolinite — 40.2 %, chlorite — 26.3 %, hydromica — 29 %, mixed-layer formations — 5.3 %, smectite — 0.3 %. According to the granulometry data, the proportion of the sandy fraction is about 40 %, the coarse-grained siltstone is 27.1 %, the fine-grained siltstone is 18.8 %, the clay fraction is 11.8 %. The rocks are poorly sorted, which has a negative effect on the reservoir properties. Based on the correlation of the wells, the shape of the logging curves and the history of the development of the territory, it can be concluded that the deposits under consideration represent a clinoform complex, consisting of sediments of the alluvial-delta plain, delta and prodelta, formed as a result of rhythmic lateral build-up of clinoforms. Also, according to the information received, it was found that the sediments are represented by a series of deep-water evacuation cones, overlapping each other, material transportation channels, slope and shelf parts. As a result, a diagram of the distribution of the facies zones of the study area was constructed. The most attractive from the point of view of reservoir properties are the shelf zones and transportation channels, while deep-water evacuation cones are characterized by frequent interbedding of sandy and silty-clayey rocks and reduced filtration-volumetric properties.

Keywords

facies, lithofacies, core, clinoform deposits, mineralogical composition of rocks, sedimentation environment, Frolovskaya oil and gas region

For citation

Voloshina A.A., Kotenev Yu.A. Utochnenie geologicheskogo stroeniya nefryanogo mestorozhdeniya na osnove litologo-fatsial'nogo modelirovaniya v usloviyakh ogranichennoi informatsii [Determination of Oil Field Geological Structure on the Basis of Lithofacies Modeling under Conditions of Limited Information]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 13–20 [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-13-20>.

Актуальность

Понимание и определение условий образования осадочных пород служит основой для всех последующих исследований.

Впервые в 1838 году швейцарский ученый А. Грессли предложил термин «фация», который в переводе с латинского языка означает «лицо», «облик». У данного термина существует несколько определений [1, 2]. Первое — порода, возникающая в определенной обстановке. Второе — обстановка осадконакопления (современная или древняя), овеществленная в осадке или породе. Данные понятия не противоречат друг другу, а только дополняют. В 1956 году Д.В. Наливкин ввел учение о фациях в раздел геологии, который освещает физико-географические обстановки образования осадочных горных пород. Также развитие данная сфера получила в фациальном анализе, предложенном Ю.А. Жемчужниковым, то есть в способах реконструкции обстановок для прошлых периодов развития Земли.

Наиболее подходящим определением термина «фации» в данной работе является единая обстановка осадконакопления, в которой происходило осаждение осадка и, как следствие, в данной обстановке у пород будут единые литологические особенности. Определение и соединение всех обстановок осадконакопления, которые имели место в процессе формирования пластов, воедино и является процессом построения литолого-фациальной модели.

Построение литолого-фациальной модели — достаточно трудоемкий процесс, включающий в себя анализ фактического кернаового материала (гранулометрия [3] и минералогия), корреляцию, расчленение, выделение и анализ электрометрической модели по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и по керну, анализ сейсмических данных, подбор концептуальной седиментационной модели, обобщение материала и представление в едином комплексе. Наглядное изображение процесса представлено на рисунке 1.

Рисунок 1. Алгоритм построения литолого-фациальной модели

Figure 1. Algorithm for lithofacies model constructing

Однако не всегда у исследователя есть полный набор информации. Часто приходится прогнозировать распространение тех или иных фаций в условиях отсутствия сейсмических данных или керновых исследований, опираясь только на скважинную информацию. Поэтому способность построить наиболее точную литолого-фациальную модель в условиях минимального набора исходной информации, с помощью которой можно сделать более эффективным процесс разработки, является актуальной задачей.

Цель работы

Уточнить геологическое строение меловых отложений Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с помощью литолого-фациальной модели, построенной в условиях ограниченного набора исходной информации.

Материалы и методы исследования

Анализ каротажных кривых более пяти тысяч скважин в интервале отложений готерив-барремского яруса нижнего отдела меловой системы Фроловской нефтегазоносной области. Анализ минералогического и гранулометрического состава пород, литологического описания кернового материала и шлифов в более чем двадцати скважинах. Обобщение результатов на основе региональных представлений о развитии территории в данный период времени.

Результаты и обсуждение

На основании изучения разрезов скважин было выявлено, что отложения готерив-барремского яруса нижнего отдела меловой системы сложены разнообразными по составу терригенными осадками глубоководноморского и мелководноморского происхождения. Был проведен анализ кернового материала рассматриваемой территории. Исходя только из минерального состава пород, можно выдать определенные рекомендации по оптимизации разработки, основываясь на свойствах минералов, которые составляют породу. По минералогическому составу коллекторы относятся к полимиктовому типу (рисунок 2) с межзерновым типом порового пространства, заполняемого глинистым цементом [2, 4]. Пороодообразующие компоненты представлены кварцем 40,6 %, полевыми шпатами от 27,7 %, глинистыми минералами 11,3 %, каль-

цитом 1,9 %. Содержание анкерита, сидерита, доломита до 5 %. Глинистый цемент порового типа имеет полиминеральный состав и представлен каолинитом — 40,2 %, гидрослюдой — 29 %, хлоритом — 26,3 %, смешанно-слоистыми образованиями — 5,3 % (рисунок 2). Пленочно-поровый тип цемента означает, что он либо заполняет поровое пространство между зернами, которые соприкасаются или находятся на расстоянии менее половины диаметра зерна, либо обволакивает каждое зерно. И то и другое снижает фильтрационно-ёмкостные свойства породы.

Рисунок 2. Минералогический состав скелета (а) и глин (б) по данным керна

Figure 2. Mineralogical composition of the skeleton (a) and clays (b) according to core data

Скелет породы состоит из кварца, наиболее распространенного и стойкого минерала. Принято считать, что кварц обладает высокой химической стойкостью, из чего следует, что в процессе разработки месторождения с применением методов заводнения и закачки специальных реагентов (растворы поверхностно-активных веществ и полимеров) для повышения нефтеотдачи реакция взаимодействия кварца и закачиваемых реагентов крайне маловероятна. Вместе с тем, в пластовых условиях при заводнении возможны реакции гидратации кварца с образованием малорастворимых полиморф кремниевой кислоты, участвующих в образовании кварцевого цемента [5]. Полевые шпаты составляют 27,7 % скелета породы. Не

детализируя состав полевых шпатов с разделением на К-На полевые шпаты (щелочные) и Са-На (плагиоклазы), отметим что, данный минерал менее стойкий, нежели чем кварц, особенно при контакте с водой, когда к группе глинозема (Al_2O_3) и кремнезема К-На полевых шпатов может присоединиться вода и в дальнейшем образоваться каолинит или иллит (глинистые минералы), ухудшающие фильтрационно-емкостные свойства пород [6, 7]. Сидерит, кальцит, доломит и анкерит в суммарном процентном соотношении составляют 13,4 %. Данный процент достаточно велик для осадочных отложений рассматриваемой территории. Как кальцит, так и сидерит взаимодействуют с кислотами, под их действием они растворяются. И доломит, и анкерит также реагируют с кислотами. Анкерит является железистой разновидностью доломита (соотношение $Mg : Fe > 4$). Стоит отметить, что сидерит может переходить в водный оксид железа $FeO \cdot nH_2O$ (гётит или по-другому лимонит), а также в гематит и магнетит, и выпадать в виде осадка. Оставшиеся 11,3 % скелета занимают глинистые минералы, которые будут рассмотрены подробнее на примере глин, содержащихся в породе. Итак, глины пласта состоят из гидрослюда (29 %), хлорита (26,3 %), каолинита (40,2 %) и смешанослойных образований (ССО) (5,3 %). Каолинит, имеющий наибольшее процентное содержание, является продуктом выветривания в кислой среде, гидротермального изменения полевошпатовых пород. У каолинита и каолинитовых минералов очень скудная емкость катионного обмена, особенно по сравнению с остальными глинистыми минералами, что является положительным фактором при разработке, то есть снижается риск ухудшения проницаемости и пористости при закачке воды различной минерализации. Это следствие того, что слои в структуре минерала почти всегда электрически нейтральны из-за четкого соответствия фактического состава и идеальной химической формулы [8]. Но каолинит все же может принимать дополнительные катионы, например на ребрах кристаллов или в местах нарушения структуры, и поэтому емкость катионного обмена зависит от размера частиц. При воздействии на каолинитовые минералы соляной кислотой они практически не растворяются. Далее по процентному содержанию в составе глин идет гидрослюда. В основном гидрослюда представлены иллитом.

У иллита есть особенность: при насыщении кальцием проявляется способность к набуханию, и даже появляется возможность трансформироваться в смектиты, приобретая межслоевую воду. В иных случаях межслоевые ионы калия препятствуют вхождению в структуру минерала воды, органических жидкостей и других катионов, поэтому емкость катионного обмена малая, но выше, чем у каолинита. Все эти аспекты также необходимо учитывать при разработке месторождения. Хлорит — минерал, который во многих аспектах сходен со слюдами. Как и каолинит, имеет электрически нейтральную кристаллическую решетку, и не чувствителен к смене минерализации пластовой воды. При окислении легко переходит в каолинит, монтмориллонит. Хлориты образуют сплошные массы, а также листоватые, чешуйчатые агрегаты, которые в процессе разработки могут отделяться от основной кристаллической структуры и транспортироваться к призабойной зоне пласта, тем самым кольматируя ее. При больших скоплениях они способны образовывать значительный железистый осадок. Оставшийся процент занимают смешанослойные образования (ССО), которые, как и монтмориллонит, но в меньшей степени, влияют на коэффициент проницаемости посредством своей способности к набуханию, то есть к активному катионному обмену. В литературе [9] выявлена зависимость перехода монтмориллонита в смешанослойные образования, а далее в гидрослюда не только в следствие погружения осадка, но и от пластовой температуры, наличия битумов и развития аномально высоких пластовых давлений.

По данным гранулометрии (рисунок 3) доля песчанистой фракции около 40 %, крупнозернистого алевролита 27,1 %, мелкозернистого алевролита 18,8 %, глинистой фракции 11,8 %. На основании этого можно сделать вывод, что породы имеют слабую сортировку, что плохо сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах. По данным исследований коллекторских свойств по керну пористость меняется от 6 до 24,3 % при среднем значении в коллекторах 15–16 %, проницаемость — от $0,05 \cdot 10^{-3}$ до $122 \cdot 10^{-3}$ мкм² при среднем значении $2,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², что говорит о том, что рассматриваемые отложения в большинстве являются низкопроницаемыми.

После анализа кернового материала была проинтерпретирована скважинная информация: проведена корреляция разреза, опреде-

лены по формам кривых гамма-каротажа (ГК) и методу самопроизвольной поляризации (ПС) [10, 11] возможные обстановки осадконакопления. Основываясь на корреляции скважин и истории развития территории, можно сделать вывод, что рассматриваемые отложе-

ния представляют собой клиноформный комплекс, состоящий из осадков аллювиально-дельтовой равнины, авандельты и продельты, образовавшихся в результате ритмичного бокового наращивания клиноформ [12]. Процессы осадконакопления контролирова-

КрП — фракция крупнозернистого песчаника (более 0,5 мм); СрП — среднезернистый песчаник (0,5–0,25 мм); МлП — мелкозернистый песчаник (0,25–0,1 мм); КрА — крупнозернистый алевролит (0,1–0,05 мм); МлА — мелкозернистый алевролит (0,05–0,01 мм); Сгл — пелитовая фракция (менее 0,01 мм)

КрП — fraction of coarse-grained sandstone (more than 0.5 mm); СрП — medium-grained sandstone (0.5–0.25 mm); МлП — fine-grained sandstone (0.25–0.1 mm); КрА — coarse-grained siltstone (0.1–0.05 mm); МлА — fine-grained siltstone (0.05–0.01 mm); Сгл — pelite fraction (less than 0.01 mm)

Рисунок 3. Гранулометрический состав пород по данным керна

Figure 3. Granulometric composition of rocks according to core data

a — кривые ПС; b — ГК; c — потенциал зонд; 1 — отложения глубоководных конусов выноса; 2 — каналы транспортировки материала; 3 — склоновая часть; 4 — шельф

a — SP curves; b — GR; c — NA; 1 — deposits of deep-water fans; 2 — material transportation channels; 3 — slope part; 4 — shelf

Рисунок 4. Схема распространения фаций по скважинным данным

Figure 4. Scheme of facies distribution according to well data

лись скоростью прогибания бассейна, эвстатическими колебаниями уровня моря, тектоническими процессами различного масштаба и темпом седиментации. Отложения формировались в процессе волновой деятельности на мелководье и как результат работы гравитационных потоков на склоне и в подножье склона. На рисунке 4 представлена результирующая литолого-фациальная схема, построенная по результатам обработки каротажных диаграмм и с учетом керновых данных.

Выводы

Формирование отложений происходило в условиях лавинной седиментации, что видно по наличию перекрывающих друг друга лопастей конусов выноса и описанию керна, также выявлены каналы транспортировки, подводящие к областям конусов выноса, сложенных мелко- и тонко-зернистыми песчаниками с однородной косою слоистостью. Конус выноса представляет собой неоднородную пере-

мешанную массу песчано-глинистого материала, многократно сгруженного с шельфовой зоны к подножью склона и распространившегося на территорию посредством глубинных течений. В разрезе скважин можно выделить шельфовые отложения, сложенные мелкозернистыми хорошо сортированными полевошпато-кварцевыми граувакками.

К сожалению, на рассматриваемой территории не проведены 3D сейсмические исследования, позволяющие определить фациальные зоны в межскважинном пространстве. Но даже в условиях неполной информации можно сделать вывод о том, что наиболее привлекательными с точки зрения коллекторских свойств являются зоны шельфа и каналов транспортировки, тогда как глубоководные конуса выноса отличаются частым переслаиванием песчаных и алевроито-глинистых пород и сниженными фильтрационно-емкостными свойствами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа. М.: Недра, 1985. 159 с.
2. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора). Томск: ТПУ, 2007. 155 с.
3. Котельников Б.Н. Реконструкция генезиса песков: Гранулометрический состав и анализ эмпирических полигонов распределения. Л.: Изд-во ЛГУ, 1989. 129 с.
4. Кудряшова Л.К. Построение фациальной модели с целью повышения эффективности разработки залежи нефти пласта ЮК2 Тюменской свиты Ем-Ёговского месторождения: дис. ... канд. геол.-мин. наук. Томск: 2015. 124 с.
5. Liu D., Sun W., Ren D., Lid C. Quartz Cement Origins and Impact on Storage Performance in Permian Upper Shihezi Formation Tight Sandstone Reservoirs in the Northern Ordos Basin, China // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 178. P. 485-496. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.061.
6. Yuan G., Cao Y., Zan N., Schulz H.-M., Gluyas J., Hao F., Jin Q., Liu K., Wang Y., Chen Z., Jia Z. Coupled Mineral Alteration and Oil Degradation in Thermal Oil-Water-Feldspar Systems and Implications for Organic-Inorganic Interactions in Hydrocarbon Reservoirs // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2019. Vol. 248. P. 61-87. DOI: 10.1016/j.gca.2019.01.001.
7. Yuan G., Cao Y., Gluyas J., Jia Z. Reactive Transport Modeling of Coupled Feldspar Dissolution and Secondary Mineral Precipitation and its Implication for Diagenetic Interaction in Sandstones // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2017. Vol. 207. P. 232-255. DOI: 10.1016/j.gca.2017.03.022.

8. Дир У.А. Породообразующие минералы: В 5 Т. Ортосиликаты и кольцевые силикаты. М.: Мир, 1965. Т. 1. 371 с.
9. Матигоров А.А. Закономерности изменения литолого-петрофизических характеристик терригенных коллекторов мезозоя (на примере отложений Западной Сибири и Баренцева моря): дис. ... канд. геол.-мин. наук. Пермь: 1999. 28 с.
10. Рединг Х.Г., Коллинсон Д.Д. Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир, 1990. 351 с.
11. Муромцев В.С. Электрометрические модели фаций и палеогеографические реконструкции условий формирования отложений шельфов древних морей Широкого Приобья Западной Сибири // *Тр. ин-та ВНИГРИ*. Л.: ВНИГРИ, 1984. С. 106-121.
12. Карогодин Ю.Н. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект. Новосибирск: Изд-во СО РАН Науч.-изд. центр ОИГТМ, 1996. 250 с.

REFERENCES

1. Bakirov A.A., Maltseva A.K. *Litologo-fatsial'nyi i formatsionnyi analiz pri poiskakh i razvedke skoplenii nefi i gaza* [Lithological-Facies and Formation Analysis in Prospecting and Exploration of Oil and Gas Accumulations]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 159 p. [in Russian].
2. Baraboshkin E.Yu. *Prakticheskaya sedimentologiya (terrigennyye kolektora)* [Practical Sedimentology (Terrigenous Reservoirs)]. Tomsk, TPU Publ., 2007. 155 p. [in Russian].
3. Kotel'nikov B.N. *Rekonstruktsiya genezisa peskov: Granulometricheskii sostav i analiz empiricheskikh poligonov raspredeleniya* [Reconstruction of the Genesis of Sands: Granulometric Composition and Analysis of

Empirical Distribution Polygons]. Leningrad, LGU Publ., 1989. 129 p. [in Russian].

4 Kudryashova L.K. *Postroenie fatsial'noi modeli s tsel'yu povysheniya effektivnosti razrabotki zalezhi nefli plasta YuK2 Tyumenskoi svity Em-Egovskogo mestorozhdeniya: dis. kand. geol.-min. nauk* [Building a Facies Model in Order to Increase the Efficiency of the Development of Oil Deposits of the YuK2 Formation of the Tyumen Suite of the Em-Yogovskoye Field: Cand. Geological and Mineralogical Sci. Diss.]. Tomsk, 2015. 124 p. [in Russian].

5 Liu D., Sun W., Ren D., Lid C. Quartz Cement Origins and Impact on Storage Performance in Permian Upper Shihezi Formation Tight Sandstone Reservoirs in the Northern Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, Vol. 178, pp. 485-496. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.061.

6 Yuan G., Cao Y., Zan N., Schulz H.-M., Gluyas J., Hao F., Jin Q., Liu K., Wang Y., Chen Z., Jia Z. Coupled Mineral Alteration and Oil Degradation in Thermal Oil-Water-Feldspar Systems and Implications for Organic-Inorganic Interactions in Hydrocarbon Reservoirs. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2019, Vol. 248, pp. 61-87. DOI: 10.1016/j.gca.2019.01.001.

7 Yuan G., Cao Y., Gluyas J., Jia Z. Reactive Transport Modeling of Coupled Feldspar Dissolution and Secondary Mineral Precipitation and its Implication for Diagenetic Interaction in Sandstones. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2017, Vol. 207, pp. 232-255. DOI: 10.1016/j.gca.2017.03.022.

8. Dir U.A. *Porodoobrazuyushchie mineraly: V 5 T. Ortosilikaty i kol'tsevye silikaty* [Rock-Forming Minerals: In 5 Volumes. Orthosilicates and Ring Silicates]. Moscow, Mir Publ., 1965. Vol. 1. 371 p. [in Russian].

9. Matigorov A.A. *Zakonomernosti izmeneniya litologo-petrofizicheskikh kharakteristik terrigennykh kollektorov mezozoya (na primere otlozhenii Zapadnoi Sibiri i Barentseva morya): dis. kand. geol.-min. nauk* [Regularities of Changes in the Lithological and Petrophysical Characteristics of Terrigenous Reservoirs of the Mesozoic (on the Example of Deposits of Western Siberia and the Barents Sea): Cand. Geological and Mineralogical Sci. Diss.]. Perm, 1999. 28 p. [in Russian].

10. Reding Kh.G., Kollinson D.D. *Obstanovki osadkonakopleniya i fatsii* [Sedimentary Environments and Facies]. Moscow, Mir Publ., 1990. 351 p. [in Russian].

11. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskie modeli fatsii i paleogeograficheskie rekonstruktsii uslovii formirovaniya otlozhenii shel'fov drevnikh morei Shirotnogo Priob'ya Zapadnoi Sibiri* [Electrometric Models of Facies and Paleogeographic Reconstructions of the Formation Conditions of the Shelf Deposits of the Ancient Seas of the Latitudinal Ob Region of Western Siberia]. *Trudy instituta VNIGRI* [VNIGRI Institute Proceedings]. Leningrad, VNIGRI Publ., 1984, pp. 106-121. [in Russian].

12. Karogodin Yu.N. *Priobskaya neftenosnaya zona Zapadnoi Sibiri: Sistemno-litologicheskii aspekt* [Priobskaya Oil-Bearing Zone of Western Siberia: System-Lithological Aspect]. Novosibirsk, SO RAN Nauch.-izd. tsentr OIGGM Publ., 1996. 250 p. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волошина Анастасия Александровна, аспирант кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, Уфа, Россия

Anastasiya A. Voloshina, Post-Graduate Student of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russia

nas.voloshina2012@yandex.ru

Котенёв Юрий Алексеевич, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, Уфа, Россия

Yuriy A. Kotenev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russia

geokot@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 15.10.2021; одобрена после рецензирования 28.10.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 15.10.2021; approved after reviewing 28.10.2021; accepted for publication 01.11.2021.