

ISSN 1561-8323 (Print)  
ISSN 2524-2431 (Online)

УДК 552.14:551.734.3/.5(476-13)  
<https://doi.org/10.29235/1561-8323-2018-62-3-335-340>

Поступило в редакцию 26.03.2018  
Received 26.03.2018

С. М. Обровец<sup>1</sup>, И. А. Яшин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Научно-производственный центр по геологии, Минск, Республика Беларусь

<sup>2</sup>Белорусский научно-исследовательский проектный институт нефти, Гомель, Республика Беларусь

## О НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕЖСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

(Представлено членом-корреспондентом Р. Е. Айзбергом)

**Аннотация.** В нижнефаменских межсолевых отложениях Припятского прогиба (Беларусь) присутствуют породы доманикового типа, слоистой микротекстуры, сложного минерального состава, содержащие остатки радиолярий, органическое вещество сапропелевого типа, нефтепроявления, поры от растворенных радиолярий, трещины автофлюидо-разрывов и ослабленные зоны, возникшие при вторичных преобразованиях. Эти породы в отложениях Центрального ареала прогиба могли быть нефтегазопроизводящими и содержащими нетрадиционные залежи углеводородов.

**Ключевые слова:** Беларусь, Припятский прогиб, нижнефаменские отложения, доманикиты, минеральный состав, углеводороды

**Для цитирования:** Обровец, С. М. О нетрадиционных нефтегазоперспективных коллекторах межсолевого комплекса Припятского прогиба / С. М. Обровец, И. А. Яшин // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2018. – Т. 62, № 3. – С. 335–340. <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2018-62-3-335-340>

Svetlana M. Abravets<sup>1</sup>, Igory A. Yashin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Research and Production Centre for Geology, Minsk, Republic of Belarus

<sup>2</sup>Belarusian Research Design Institute of Petroleum, Gomel, Republic of Belarus

## NON-TRADITIONAL OIL AND GAS-PERSPECTIVE RESERVOIRS OF THE INTER-SALT COMPLEX OF THE PRIPYAT TROUGH

(Communicated by Corresponding Member Romma E. Aizberg)

**Abstract.** Lower Famennian inter-salt deposits (Belarus) have been studied comprehensively. The microlithofacies are as follows: laminated organic-carbonate-silica rock; massive limestone; radiolarite; algal limestone; massive dolomite; porous dolomite; dolomite of indistinct lumpy texture. Rocks contain pores of dissolved radiolarians, cracks of fluid auto-fracturing and weakened zones encountered in the secondary transformations. Rocks of Domanic type in the Central oil area of the Pripyat can be oil-bearing and oil-generating ones.

**Keywords:** Belarus, Pripyat Trough, Early-Famennian, domanik-type rocks, microlithofacies, oil-bearing, oil-generating

**For citation:** Abravets S. M., Yashin I. A. Non-traditional oil and gas-perspective reservoirs of the inter-salt complex of the Pripyat trough. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2018, vol. 62, no. 3, pp. 335–340 (in Russian). <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2018-62-3-335-340>

**Введение.** В Припятском прогибе Беларуси межсолевой нижнефаменский комплекс Центрального ареала является важным объектом изучения литолого-минералогического состава пород, образующих нетрадиционные низкопроницаемые резервуары углеводородов. Эти резервуары сложены преимущественно тонкослоистыми глинисто-карбонатными, карбонатными или кремнеземно-карбонатными породами, которые в англоязычной литературе рассматриваются в качестве tight reservoir. В Припятском прогибе породы доманикоидного облика (доманиковые) были ранее отмечены как депрессионные литофации в задонских отложениях [1]. Доманиковые фации присутствуют во многих нефтегазоносных регионах, а залежи углеводородов в подобных отложениях разрабатываются в Днепровско-Донецкой впадине [2], в Камско-Кинельской системе впадин [3; 4], Сибири [5; 6] и других нефтегазоносных регионах.

Они характеризуются рядом особых признаков, отличных от традиционных карбонатных и терригенных резервуаров нефти и газа. К таким отличиям относятся прежде всего литолого-минералогический и геохимический состав, структурно-текстурные особенности пород, микро- и наноразмерность кристаллов и межзернового пространства, каналов, трещин, пор и каверн матрицы, а также анизотропные условия их размещения.

В межсолевых отложениях Центрального ареала Припятского прогиба эти породы по данным ГИС традиционно интерпретируемые как глинистые, воспринимаются в качестве региональных флюидоупоров. Однако в разрезе отложений межсолевого комплекса Центрального ареала встречаются зоны с различными фильтрационно-емкостными характеристиками и нефтепроявлениями в керне. Появление зон эффективных коллекторов связано с минеральным составом и особенностями формирования пород доманикового типа, которое происходило на определенных участках палеобассейна в условиях относительно глубоководных обстановок с высокой биопродуктивностью [7; 8]. Понимание литологии, минерального состава, текстурно-структурных особенностей и коллекторских свойств определяет новое направление поисков этих перспективных на углеводороды отложений в межсолевом комплексе Припятского прогиба.

**Материалы и методы исследования.** Породы доманикового типа в межсолевом комплексе Припятского прогиба были детально исследованы с использованием петрографического, спектрального, рентгеноструктурного, электронно-микроскопического методов, а также определения С-органического и коллекторских свойств. В результате было выявлено, что эти образования представляют собой четырехкомпонентную смесь, основными компонентами по мере убывания являются: кальцит, аутигенный кварц, кремнезем, доломит, гидрослюда, органическое вещество, пирит. Они формируют породы слоистой макро- и микротекстуры, органо-глинисто-кремнисто-карбонатного, органо-кремнисто-глинисто-карбонатного и органо-глинисто-карбонатно-кремнистого состава, содержащие в различном количестве остатки радиолярий [8]. По своему минеральному составу породы доманикового типа Припятского прогиба располагаются на треугольной диаграмме, где группы II и III представлены типичными доманикитами [9], которые обогащены органическим веществом и имеют значительные содержания аутигенного кремнезема и карбонатов. Это породы коанамской свиты Восточной Сибири (II) и доманикитов Тимано-Печорского региона (III) (рис. 1, *a*). Они отличаются от «сланцевых» пород в отложениях Северо-Американского региона (рис. 1, *b*) [10].

По петрографическим описаниям шлифов этих пород, согласно методике [11], выделены основные микролитофации, отражающие вещественный состав, структурно-текстурные и генетические особенности пород (рис. 2, *a*): 1 – органо-карбонатно-кремнеземная с тонкослоистой ми-

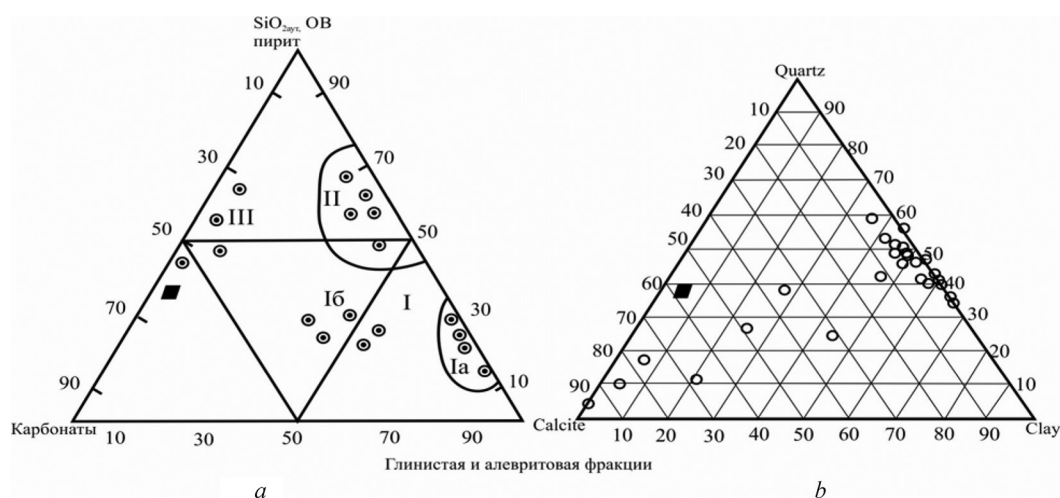
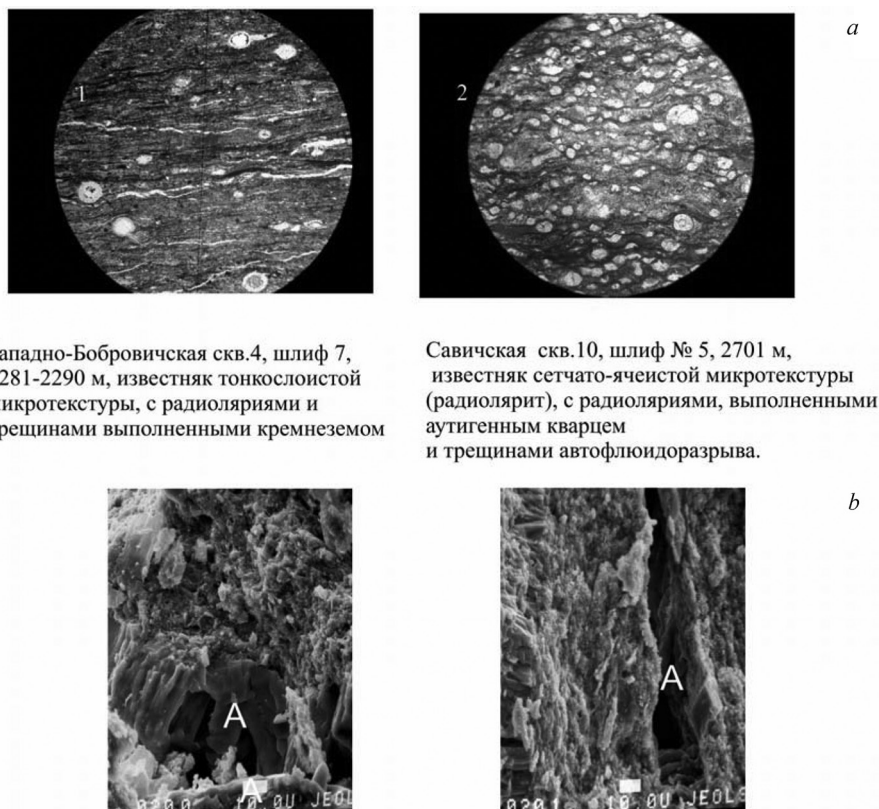


Рис. 1. Характеристика компонентного состава «сланцевых» пород и доманикитов по тройной диаграмме: *a* – доманикиты из разных групп [9]; *b* – «сланцевые» породы [10], породы доманикового типа Припятского прогиба (■)

Fig. 1. Characteristics of the component composition of the “shale” rocks and domanicamites according to the triple diagram: *a* – domanicamites from different groups [9]; *b* – “shale” rocks [10], rocks of the domanicamites type of the Pripyat trough (■)



Западно-Бобровицкая скв.4, шлиф 7, 2281-2290 м, известняк тонкослоистой микротекстуры, с радиоляриями и трещинами выполненными кремнеземом

Савичская скв.10, шлиф № 5, 2701 м, известняк сетчато-ячеистой микротекстуры (радиолярит), с радиоляриями, выполненными аутигенным кварцем и трещинами автофлюидоразрыва.

Рис. 2. *a* – фотографии шлифов доманитов, содержащих радиолярии в задонско-петриковских отложениях; *б* – электронно-микроскопические снимки образцов пород в Савичской скв. 10 + 90; А – поры с аутигенными кристаллами кварца. Сканирующий электронный микроскоп Jeol. Увеличение 660

Fig. 2. *a* – photographs of polished sections of the domanik-type rocks containing radiolarians in the Zadonsko-Petrikov deposits; *b* – electron microscopic images of rock samples in boreholes Savichskaya 10 + 90; А – pores with authigenic quartz crystals. Scanning electron microscope Jeol. Magnification 660

кротекстурой; 2 – известняк с массивной микротекстурой; 3 – радиолярит; 4 – известняк водорослевый с пятнистой микротекстурой; 5 – доломит с массивной микротекстурой; 6 – доломит пористый, с кружевной микротекстурой; 7 – доломит с неяснокмковатой микротекстурой. Эти микролитофации с остатками радиолярий в различных наборах со слоями пород без остатков радиолярий присутствуют в разрезах скважин независимо от их возрастной и латеральной принадлежности.

В породах доманикового типа межсолового комплекса Припятского прогиба по петрографическим исследованиям можно видеть, что пористость сформирована в результате вторичных процессов: 1 – пустоты выщелачивания скелетов радиолярий или частичного метасоматического замещения скелетного остатка; 2 – пустоты выщелачивания ископаемой макрофауны; 3 – пустоты за счет перераспределения карбонатного и кремнеземного компонентов породы; 4 – пустоты выщелачивания карбонатного материала из стенок трещин (порообразные расширения трещин, обусловленные перемещением по ним флюидов); 5 – внутрислоевые горизонтальные трещины; 6 – микрозернистые и нанозернистые пустоты между кристаллами карбонатов и кварца; 7 – «органическая пористость» – поры от растворенной органики; 8 – трещины и поры тектонических напряжений, которые, по мнению Лукина [13] могут быть связаны с сейсмическими и флюидодинамическими процессами.

**Результаты и их обсуждение.** В межсоловом синрифтовом бассейне Припятского прогиба [8] соотношение компонентов в составе осадка менялось в зависимости от гидродинамики, рельефа дна бассейна, климатических изменений. Осадки, сформировавшие породы доманикового типа и содержащие остатки радиолярии, образовались в наиболее углубленных частях бассейна (ложбинах в рельефе) в приразломных депрессиях, на склонах моноклиналей, на участках, уда-

ленных от онколитовых отмелей (зон развития водорослевого карбонатообразования), и незначительного поступления терригенного материала с областей сноса. Эти локальные ложбины испытывали дефицит осадочного материала. Придонные воды, стекавшие с приподнятых возвышенностей, были насыщены карбонатной «мутью» и смешивались с более глубинными, обогащенными кремнеземом. Эти воды имели большую плотность, что затрудняло свободный водообмен, приводивший к нехватке кислорода, а выпадение разлагающегося планктона – к образованию застойной восстановительной среды. Осадки формировались в эвксинных условиях, ниже уровня окисления и базиса волновой деятельности. В таких ложбинах Припятского бассейна сформировались маломощные (3 мм – 7 см) слои пород доманикового типа с различным содержанием остатков радиолярий и высокими содержаниями Сорг. Развитие активной органической жизни в палеобассейне особенно радиолярий, присутствие кремнезёма органического и хемогенного генезиса в составе пород доманикового типа, вероятно, определялись поступлением гидротермальных флюидов [12], богатых различными солями и микрокомпонентами, а также содержащих растворённый кремнезём. Возможно, важным фактором, определяющим зрелость органического вещества в этих породах, являлся разогрев его синрифтовыми гидротермальными флюидами. Этот процесс приводит к образованию подвижной фазы углеводородов, куда переходит и содержащаяся в органическом веществе активность. Подвижная фаза углеводородов могла удаляться из места её образования под действием тех же гидротермальных флюидов или сохраняться *in situ* в этих же отложениях в процессе литификации осадка.

Эти отложения в начале диагенеза обладали высокой пористостью и хорошей проницаемостью, благодаря тому, что радиолярии в осадке чаще всего были не конформны друг другу. Прослои, насыщенные радиоляриями, были более плотными и устойчивыми к геостатическому давлению при погружении. Влияние вторичных преобразований на формирование коллекторов в этих породах проявилось вследствие неоднократных растворов и замещений первичного порового пространства и радиолярий кремнистым или карбонатным веществом. При формировании доломитов, радиолярии осаждались совместно с карбонатным осадком. Между остатками радиолярий и кристаллами доломитов, которые расположены как бы свободно (рыхло), сохранялось низкопроницаемое поровое пространство. Судя по описаниям микролитофаций известняков, наряду с радиоляриями происходило осаждение тонкозернистой кальцитовой матрицы. Позже по радиоляриям развивались среднезернистые кристаллы кальцита, более крупные, чем в общей тонкозернистой матрице. Такие кальцитовые породы могут быть проницаемыми для флюидов за счет большого количества микротрещин, образовавшихся в результате перекристаллизации кальцита. Таким образом, можно предположить, что во всех описанных микролитофациях пород, содержащих значительное количество остатков радиолярий, кроме пустот (пор) от растворенных раковин радиолярий присутствуют ослабленные зоны, локализирующие участки образования трещин, формируя микрокристаллическую трещиноватость.

Слойки пород доманикового типа, переслаиваясь со слойками известняков (в том числе известняков глинистых) без остатков радиолярий, создавали слоистые макро- и микротекстуры породы, слоистость которых часто проявляется ориентированным расположением буро-коричневых гелефицированных пропластков органического генезиса. В ряде случаев между этими пропластками встречаются горизонтальные свободные трещины, а также трещины, выполненные тонкозернистым кварцем, волокнистым кремнеземом, трещины автофлюидоразрывов, заполненные светло-оранжевой нефтью.

Коллекторские свойства пород доманикового типа отличаются от наиболее распространенных в Припятском прогибе карбонатных органических коллекторов, так как они представлены первичными микро- и нанокolleкторами. Большое значение для формирования коллектора в этих породах имеет содержание кремнезема, которое повышает хрупкость и способность пород к формированию низкопроницаемых трещин и пор. Результаты электронно-микроскопического анализа (рис. 2, *b*) позволяют сделать вывод, что на структуру пустотного пространства большое влияние также оказала минеральная форма кремнезема в виде кристаллов кварца. Именно значительное содержание кремнезема, видимое в шлифах в виде линзочек, миллиметровых слоечков, кремнисто-карбонатной матрицы, скелетных остатков радиолярий и аутигенного



кварца повышает хрупкость пород, и их способность к трещинообразованию и возникновению вторичной пористости, создающей порово-трещинный коллектор.

Названные типы пустот в породах доманикового типа в отложениях межсолевого комплекса Центрального района распределены неравномерно. Доля их в эффективной пористости коллектора определяется вещественным составом каждого слоя этой тонкослоистой породы, обусловленной микрозональностью условий их осадконакопления. Наиболее равномерное распределение пустотных структур (в том числе межкристалльных и «пустых» трещин) возникло на ранней стадии диагенеза осадка.

Нетрадиционные коллекторы трещинного, кавернозно-трещинного и трещинно-кавернозно-порового типов приурочены преимущественно к глинисто-карбонатно-кремнистым разновидностям и радиоляритам. Такие породы в Центральном нефтеперспективном ареале могут быть новым типом порово-трещинного коллектора.

**Заключение.** Следует отметить выявленные различия и сходство минерального состава пород доманикового типа Тимано-Печорского бассейна, Припятского прогиба и баженовской свиты Сибири. На территории Припятского прогиба в разрезе межсолевого комплекса породы доманикового типа распространены локально, так как они формировались в рифтовом бассейне с сильно дифференцированным рельефом. Породы баженовской свиты Сибири и доманикового горизонта Тимано-Печорского бассейна распространены на значительных территориях иных тектонических структур.

В породах баженовской свиты тонкозернистый хемогенный кальцит практически отсутствует, а в отложениях доманика Тимано-Печорского региона [9], как и в породах доманикового типа Припятского прогиба, он является основным породообразующим компонентом. Кремнезем в породах баженовской свиты имеет исходное биогенное происхождение, а в доманике преимущественно хемогенное, в породах Припятского прогиба – биогенно-хемогенное. Органическое вещество в отложениях доманика Тимано-Печорского региона и Припятского прогиба имеет преимущественно сапропелевый генезис, тогда как в породах баженовской свиты встречаются и гумусовые компоненты.

Определенные в Припятском прогибе в полостях остатков раннефаменских радиолярий вытянутые пирамидально-призматические кристаллы кварца могут служить дополнительным диагностическим критерием выделения поздней стадии катагенеза пород межсолевого комплекса (от 120 до 180 °С), отвечающим в основном, главной фазе нефтегазообразования.

При обработке материалов по ГИС отложений межсолевого комплекса по Центральному ареалу необходимо учитывать в расчетах карбонатную, кремнистую и органическую составляющую пород доманикового типа, и в незначительной составляющей глинистый материал. При разработке залежей углеводородов в отложениях, где отмечены породы доманикового типа, необходимо в композитных растворах учитывать минеральный состав этих пород.

#### Список использованных источников

1. Кручек, С. А. Нижнефаменские отложения Припятского прогиба / С. А. Кручек. – Минск, 1975. – 30 с.
2. Породы-коллекторы нефти и газа визейских рифовых сооружений Срибненской депрессии Днепровско-Донецкой впадины / О. В. Куровец [и др.] // Геология рифов. – 2005. – С. 100–102.
3. Проворов, В. М. Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонских – турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья / В. М. Проворов // Геология нефти и газа. – 1992. – № 2. – С. 26–30.
4. Петренко, Е. Л. Особенности строения доманиково-турнейского комплекса в южной части Денисовской впадины в связи с перспективами нефтегазоносности / Е. Л. Петренко // Геология рифов. – 2002. – С. 127–130.
5. Бахтуров, С. Ф. Доманикоидные отложения кембрия востока Сибирской платформы / С. Ф. Бахтуров, В. С. Переладов // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. – Новосибирск, 1982. – С. 118–127.
6. Таруц, Г. М. Строение нефтегазоносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления (на примере Салымского района) / Г. М. Таруц, Е. А. Гайдебурова // Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. – Новосибирск, 1978. – С. 80–97.
7. Обровец, С. М. Нефтеперспективные доманиковые фации в межсолевых девонских отложениях Центрального района Припятского прогиба / С. М. Обровец, И. А. Яшин // Литосфера. – 2011. – № 2(35). – С. 85–96.
8. Обровец, С. М. Особенности формирования и распространения девонских отложений с остатками радиолярий в Припятском прогибе / С. М. Обровец, И. А. Яшин // Литосфера. – 2011. – № 1(34). – С. 82–93.

9. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С. Г. Неручев [и др.]. – Л.: Недра, 1986. – 247 с.
10. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment / D. M. Jarvie [et al.] // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 2007. – Vol. 91, N 4. – P. 475–499. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
11. Уилсон, Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории / Дж. Л. Уилсон; пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 463 с.
12. Обровец, С. М. Фаменский вулканизм и его влияние на седиментогенез в Припятском бассейне зрелой фазы рифтогенеза / С. М. Обровец // Литосфера. – 2016. – № 2(45). – С. 48–57.
13. Лукин, А. Е. О природе трещиноватости нефтегазоносных пород-коллекторов с низкопроницаемой матрицей / А. Е. Лукин // Доповіді Національної академії наук України. – 2015. – № 6. – С. 114–122.

## References

1. Kruchek S. A. *Nizhnefamensky deposits of the Pripyat Trough*. Minsk, 1975. 30 p. (in Russian).
2. Kurovec O. V., Sheremet P. S., Chepusenko A. Sh., Knishman A. Sh., Perit T. M. Breeding reservoirs of oil and gas in the Visean reef structures of the Sribnenskaya depression of the Dnieper-Donets basin. *Geologiya rifov [Geology of reefs]*, 2005, pp. 100–102 (in Russian).
3. Provorov V. M. Features of the structure and oil and gas content of the Upper Devonian – Tournaisian paleoshelf of the northern and western regions of the Ural-Volga region. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and Gas Geology*, 1992, no. 2, pp. 26–30 (in Russian).
4. Petrenko E. L. Peculiarities of the structure of the Domanovo-Turney complex in the southern part of the Denisovskaya depression in connection with the prospects of oil and gas potentia. *Geologiya rifov [Geology of reefs]*, 2002, pp. 127–130 (in Russian).
5. Bahturov S. F., Pereladov V. S. Dominicoid deposits of the Cambrian East of the Siberian Platform. *Domanikity Sibiri i ikh rol' v neftegazonosnosti [Domanic-type rocks of Siberia and their role in oil- and gas-bearing capacity]*. Novosibirsk, 1982, pp. 118–127 (in Russian).
6. Taruc G. M., Gajdeburova E. A. The structure of the oil and gas bearing deposits of the Bazhenov suite of the West Siberian plate in connection with the features of the tectonics of the Upper Jurassic sedimentation basin (by the example of the Salym region). *Tsiklichnost' osadkonakopleniya neftegazonosnykh basseinov i zakonmernosti razmeshcheniya zalezhei [Cyclicality of precipitation accumulation of oil-bearing basins and the pattern of deposits]*. Novosibirsk, 1978, pp. 80–97 (in Russian).
7. Obrovec S. M., Jashin I. A. Oil-promising domonic facies in the inter-salt Devonian sediments of the Central region of the Pripyat Trough. *Litasfera = Lithosphere*, 2011, no. 2(35), pp. 85–96 (in Russian).
8. Obrovec S. M., Jashin I. A. Features of the formation and distribution of Devonian deposits with the remnants of radiolarians in the Pripyat trough. *Litasfera = Lithosphere*, 2011, no. 1 (34), pp. 82–93 (in Russian).
9. Neruchev S. G., Rogozina E. A., Parparova G. M., Zelichenko A., Silina N., Lebedev B. A., Beletskaya S. N., Sobolev V. S., Shimansky V. K. *Oil and gas formation in depositions of the house type*. Leningrad, Nedra Publ., 1986. 247 p.
10. Jarvie D. M., Hill R. J., Ruble T. E., Pollastro R. M. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2007, vol. 91, no. 4, pp. 475–499. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
11. Wilson J. L. *Carbonate Facies in Geological History*. New York, Springer-Verlag. 443 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8>
12. Obrovec S. M. Famennian volcanism and its influence on sedimentogenesis in the Pripyat basin of the mature phase of rifting. *Litasfera = Lithosphere*, 2016, no. 2(45), pp. 48–57 (in Russian).
13. Lukin A. E. On the nature of the fracturing of petroliferous rocks-reservoirs with low-permeable matrix. *Dopovidi Natsional'noi akademii nauk Ukraini = Doklady National Academy of Sciences of Ukraine*, 2015, no. 6, pp. 114–122 (in Russian).

## Информация об авторах

*Обровец Светлана Митрофановна* – канд. геол.-минер. наук, вед. науч. сотрудник. Научно-производственный центр по геологии (ул. Купревича, 10, 220141, Минск, Республика Беларусь). E-mail: sobrovets@mail.ru.

*Яшин Игорь Александрович* – канд. геол.-минер. наук, заведующий лабораторией. Белорусский научно-исследовательский проектный институт нефти (Артиллерийская ул., 8, 240022, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: yashin@beloil.by.

## Information about the authors

*Abravets Svetlana Mitrophanovna* – Ph. D. (Geology), Leading researcher. Research and Production Centre for Geology (10, Kuprevich Str., 220141, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: sobrovets@mail.ru.

*Yashin Igory Aleksandrovich* – Ph. D. (Geology), Head of the Laboratory. Belarusian Research Design Institute of Petroleum (8, Artilleryiskaya Str., 240022, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: yashin@beloil.by.