

ISSN 1561-8323 (Print)

ISSN 2524-2431 (Online)

УДК [55+553.98](47-15)

<https://doi.org/10.29235/1561-8323-2022-66-1-104-108>

Поступило в редакцию 22.12.2021

Received 22.12.2021

**Член-корреспондент Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик, академик Р. Г. Гарецкий***Институт природопользования Национальной академии наук Беларуси, Минск, Республика Беларусь***ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗНОТИПНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ ЗАПАДА ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ**

**Аннотация.** В неопротерозое и палеозое на западе Восточно-Европейской платформы (ВЕП) сформировались разнотипные осадочные бассейны, часть которых нефтегазоносные. Эти бассейны приурочены к двум типам региональных структур – рифтовому внутриконтинентальному и пассивно-окраинному. Их тектонические особенности определяли геологические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Припятский палеорифтовый нефтегазоносный бассейн, являющийся замыкающим западным сегментом герцинского Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена, обладает наиболее крупными в этом регионе запасами углеводородного сырья и сложным строением. Высокая плотность блоковой и пликтивно-блоковой делимости нефтегазоносных комплексов связана с синрифтовыми разломами и соляной тектоникой. Нефтегазоносность осадочных бассейнов каледонской пассивной окраины запада ВЕП – Балтийского, Подляско-Брестского, Люблинского, Волыно-Подольского обусловлена протяженным ареалом нефтегазообразования в под- и близнадвиговых глубокопогруженных осадочных комплексах в зоне Тейссейра–Торнквиста. Он был основным источником миграции УВ-флюидов на восток в осадочные бассейны пассивной окраины ВЕП.

**Ключевые слова:** запад Восточно-Европейской платформы, нефтегазоносные бассейны, тектонические особенности, генерация и аккумуляция углеводородов

**Для цитирования.** Айзберг, Р. Е. Тектонические особенности разнотипных нефтегазоносных бассейнов запада Восточно-Европейской платформы / Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик, Р. Г. Гарецкий // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2022. – Т. 66, № 1. – С. 104–108. <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2022-66-1-104-108>

**Corresponding Member Romma E. Aizberg, Yaroslav G. Gribik, Academician Radim G. Garetsky***Institute for Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus***TECTONIC FEATURES OF DIFFERENT TYPES OF OIL AND GAS BEARING BASINS IN THE WEST OF THE EAST EUROPEAN PLATFORM**

**Abstract.** In the Neoproterozoic and Paleozoic, different-type sedimentary basins, some of which are oil-and-gas bearing, were formed in the western East European Platform (EEP). These basins are confined to two types of regional structures – rift intracontinental and passive-coastal. Their tectonic features determined the geological conditions of oil and gas formation and oil and gas accumulation. The Pripyat paleorift oil and gas bearing basin, which is the closing western segment of the Hercynian Pripyat-Dneprov-Donetsk avalacogenes, has the largest hydrocarbon reserves in the region and a complex structure. High density of block and plicate-block divisions of oil-and-gas bearing complexes is connected with syngenetic faults and salt tectonics. The oil-and-gas content of the sedimentary basins of the Caledonian passive margin of the West WEP – Baltica, Podlaska-Brest, Lublin, Volyn-Podolsk, is caused by the extended areal of the oil-and-gas formation in the sub- and near-thrust deep-submerged sedimentary complexes in the Teisser-Tornquist zone. It was the main source of hydrocarbon-fluid migration eastward into the sedimentary basins of the WEP passive margin.

**Keywords:** western East European platform, oil and gas bearing basins, tectonic features, generation and accumulation of hydrocarbons

**For citation.** Aizberg R. E., Gribik Ya. G., Garetsky R. G. Tectonic features of different types of oil and gas bearing basins in the west of the East European platform. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2022, vol. 66, no. 1, pp. 104–108 (in Russian). <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2022-66-1-104-108>

В платформенном чехле западной части Восточно-Европейской платформы (ВЕП) формирование древних осадочных бассейнов контролировалось разновозрастными и разнотипными прогибами, впадинами, синеклизой. В неопротерозое вследствие проявления в пределах ВЕП рифтогенных обстановок был образован протяженный Волыно-Оршанский прогиб, который северо-

ро-восточным (Оршанским) сегментом сочленялся с близким по возрасту Среднерусским авлакогеном. В это же время вдоль современного юго-западного края ВЕП (зоны Тейссейра–Торнквиста (ТТ)) формировался Галицийско-Белостокский рифт северо-западного простирания; он предшествовал здесь раскрытию моря Торнквиста. В позднем венде – раннем палеозое прилегающие к морю Торнквиста участки ВЕП были втянуты в погружение и образовалась пассивная окраина континента, включая Балтийско-Приднестровскую зону перикратонных опусканий. К ней принадлежат Балтийская синеклиза, Подляско-Брестская, Люблинская и Волыно-Подольская впадины, обособляемые сейчас по поверхности фундамента. Позднедевонско-среднекаменноугольный (герцинский) рифтогенез обусловил формирование Припятского прогиба, который является замыкающим фланговым сегментом протяженной рифтовой системы – Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена.

В платформенном чехле запада ВЕП промышленные запасы нефти выявлены в Припятском прогибе и Балтийской синеклизе; в Волыно-Подольской и Люблинской впадинах открыты месторождения газа. В Припятском палеорифтовом бассейне с 1964 г. установлено 90 месторождений нефти, накопленная добыча которой составила 138 млн т. В формировании нефтегазоносных региональных и зональных структур нижней части платформенного чехла Припятского прогиба ведущую роль играли разломы, которые развивались преимущественно в позднем девоне (главная фаза герцинского рифтогенеза). Они представлены сбросами со значительной сдвиговой составляющей. Синрифтовые разломы определили основную продольную структурную делимость Припятского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Сочетание разноэтажной блоковой, пликративно-блоковой и пликративной делимости, соответственно, от подсолевых до верхнесоленосного комплексов осадочных пород отразилось сложными структурными формами нефтегазоносной части чехла. Особое значение имеет морфологическая «выраженность» разнопорядковых структур, их дифференцированное (ранговое) районирование по всей территории палеорифтового Припятского НГБ [1]. В его пределах обособлены основные структуры второго порядка – тектонические ступени. Они представляют собой протяженные линейные блоки с преимущественно моноклинальным региональным наклоном вкост простирания и ограничены высокоамплитудными разломами. В полном нередуцированном виде тектонические ступени включают структурные элементы третьего порядка – сбросо-блоковый уступ, гребень (высокую часть ступени), структурную террасу, подножие. Установлено, что оптимальные условия нефтегазоаккумуляции приурочены к сбросо-блоковым уступам краевых разломов, ограничивающих тектонические ступени, и к структурным гребням.

Высокая степень структурной делимости подсолевого и межсолевого комплексов платформенного чехла Припятского палеорифтового прогиба обусловила формирование трех ареалов нефтегазогенерации – совокупности очагов нефтегазообразования, приуроченных к определенной тектонической зоне и характерными общими для данной зоны, но отличительными для других зон условиями генерации углеводородов (УВ). Ареалы очагов нефтегазообразования обособлены в соответствии с различиями в типах структур второго и третьего рангов Северной, Центральной и Южной зон прогиба. На основе этих тектонических особенностей нефтегазоносного бассейна и с учетом данных о пространственном распределении скоплений УВ и геохимических показателей нефтегазоперспективных отложений обосновано совместно с В. Н. Бескопыльным выделение ареалов нефтегазогенерации: Северного подсолевого трехочагового и межсолевого двухочагового с доказанным нефтегазообразованием, Центрального подсолевого и межсолевого трехочагового с доказанным нефтегазообразованием в подсолевых комплексах и вероятным – в межсолевом, Южного подсолевого двухочагового и межсолевого одноочагового с возможным нефтегазообразованием в подсолевом комплексе и доказанным – в межсолевом. Почти все очаги нефтегазогенерации приурочены к структурным подножиям – глубокопогруженным участкам перспективных комплексов, примыкающим к высокоамплитудным краевым и ступенеобразующим разломам сбросового типа. Размещение залежей нефти определяется, в основном, синрифтовыми продольными разломами, контролирующими тектоническую позицию локальных поднятий.

Для основных нефтегазоносных комплексов девонского возраста характерно многообразие типов залежей, приуроченных в основном к блоковым, а также к пликвативным локальным структурам. Разноамплитудные разрывные нарушения определяли важнейшие составляющие процесса формирования залежей нефти в Припятском рифте: наличие ловушек, строение и пространственное соотношение очагов генерации УВ и зон аккумуляции, а также наличие (или отсутствие) путей миграции углеводородных флюидов, т. е. особенности заполнения ловушек нефтью. Высокая плотность блоковой делимости Припятского палеорифтового бассейна определила необходимость специального тектонического районирования для целей эффективного прогноза нефтегазоносности этого региона.

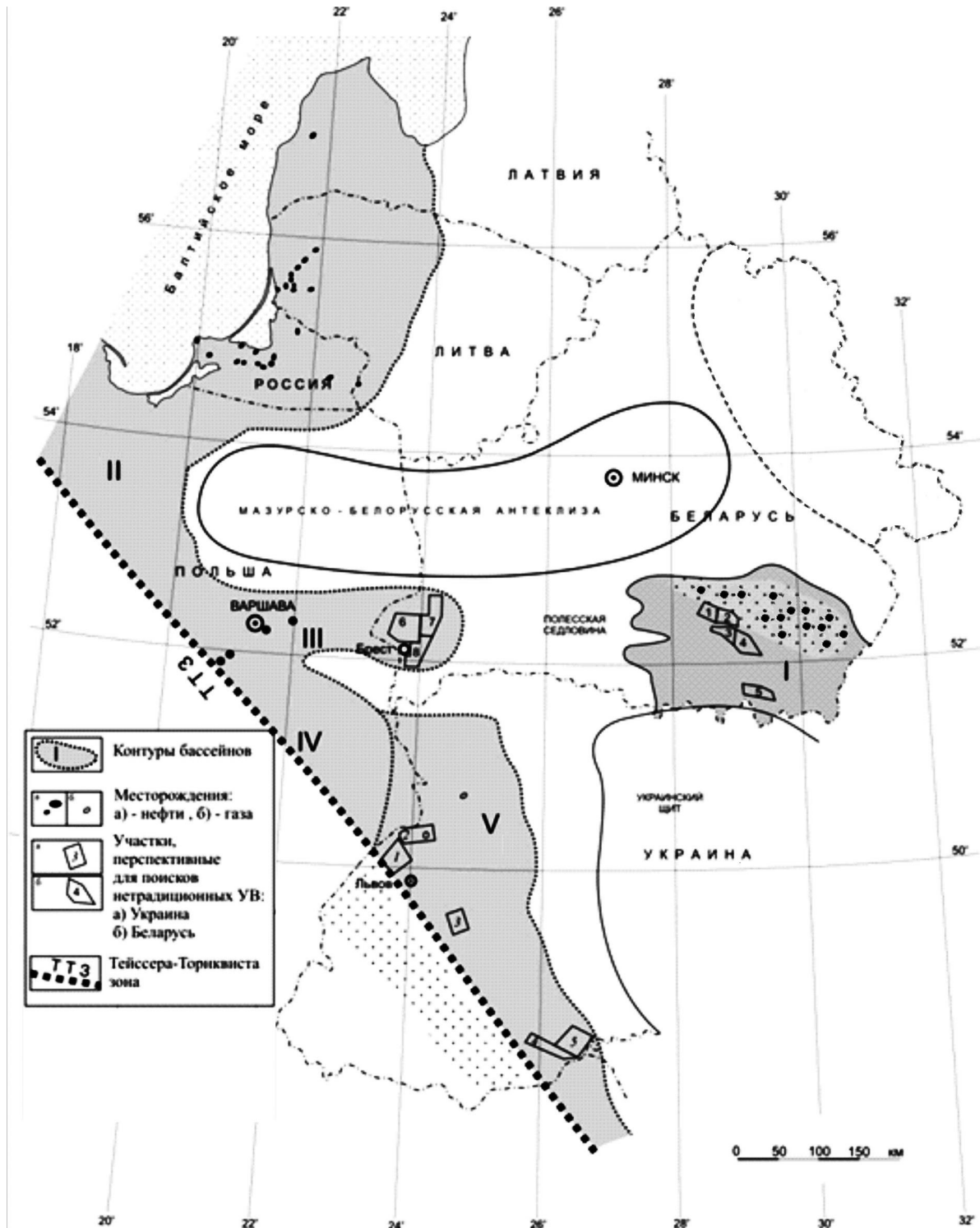
Нефтегазоносность осадочных бассейнов каледонской пассивной окраины юго-запада ВЕП связана с разновозрастным комплексом отложений нижнего палеозоя в Балтийской синеклизе, Подляско-Брестской, Люблинской и Волыно-Подольской впадинах (рисунок). Наиболее погруженные части этих региональных структур расположены под надвигами нижнепалеозойских складчатых каледонид, развитых вдоль зоны ТТ со стороны Среднеевропейской эпигерцинской плиты. При этом каждому из перечисленных бассейнов, контролируемых указанными структурами, свойственны индивидуальные геологические условия нефтегазонакопления и формирования залежей УВ.

Поднадвиговые отложения платформенного чехла, суммарная мощность которого в депоцентрах зоны ТТ достигает 8–9 км, оказались в оптимальных условиях нефтегазообразования за счет термодеструкции рассеянного органического вещества (РОВ) и термогидродинамической закрытости аллохтонных пластин. Сопоставляя эти представления с данными о нефтегазоносности древних осадочных бассейнов, сопредельных с протяженной полосой надвигов в зоне ТТ, можно сделать вывод, что все известные в Балтийской синеклизе, Подляско-Брестской, Люблинской и отчасти в Волыно-Подольской впадинах месторождения и локальные проявления углеводородов (в том числе из «сланцевых» отложений аспидной надформации ордовика и силура) связаны своим генезисом с высокотемпературной деструкцией РОВ осадочных пород вблизи и поднадвиговых частях аллохтонов на стыке ВЕП и Среднеевропейской плиты вследствие дренирования поднадвиговых зон разломами в конце каледонского этапа. Формирующиеся здесь углеводородные флюиды мигрировали на восток по платформенному склону. Фазовая дифференциация в местах экранирования обусловила возникновение нефтегазовых залежей в отложениях каледонского комплекса и девонских пород.

Исходя из литологических и фильтрационно-емкостных особенностей нижнепалеозойских отложений региона представляется весьма вероятным, что ордовикские и особенно силурийские толщи включают достаточно мощные пласты нефтегазоперспективных «сланцевых» полуколлекторов, которые формируют зоны (плеи) или локальные ловушки с глинисто-сланцевым (shale reservoirs) и плотными (tight reservoirs) карбонатными и кремнеземными резервуарами. С 2011 г. на польской территории этого региона на основе инновационных технологий осуществлялись нефтегазопроисследовательские работы по выявлению нетрадиционных скоплений «сланцевых» УВ. В скважинах Stoczek OU-1, Peclin OU-1 и Cyelow OPZ из нетрадиционных глинисто-сланцевых резервуаров (shale reservoirs) силурийского возраста получены притоки углеводородного газа дебитом 10300–14130 куб. футов/сутки [2].

В пределах Балтийской синеклизы в отложениях нижнего палеозоя установлено несколько десятков месторождений нефти на дне Балтийского моря и прибрежных районах Литвы, Калининградской области России, Латвии, при этом мощность платформенного чехла в восточных нефтегазоносных зонах региона не превышает 2–3 км. Залежи нефти преимущественно тектонически экранированные и залегают на относительно небольшой глубине от –1200 м до –2700 м [3].

Субширотная Подляско-Брестская впадина характеризуется резким погружением к западу; в под- и близнадвиговой части Подляско-Брестского суббассейна (Польша) мощность платформенного чехла достигает 8–9 км. В этом суббассейне не выявлены промышленные залежи УВ, но в глубоких поисковых скважинах установлены следы нефти в кембрийских породах (скв. Zembrak JG-1), газопроявления с большим содержанием метана (скв. Pluszcz JG-1), нефть с пузырьками газа (скв. Okunew JG-1). В Брестском суббассейне (Беларусь) в скважинах установлены признаки прояв-



Карта распределения нефтегазоносных бассейнов западной части Восточно-Европейской платформы. Бассейны: I – Припятский; II – Балтийский; III – Подляско-Брестский; IV – Люблинский; V – Вольно-Подольский. Участки, перспективные для поисков «сланцевых» УВ: Украина: 1 – Рава-Русский, 2 – Белзский, 3 – Восточнолещинский (Олесский), 4 – Давыдовский, 5 – Байраковский; Беларусь: 1 – Калиновский, 2 – Октябрьский, 3 – Комаровичский, 4 – Савичский, 5 – Ельский, 6 – Каменецкий, 7 – Шерешовский, 8 – Жабинковский

Map of the distribution of oil and gas bearing basins in the western part of the East European platform. Basins: I – Pripyat; II – Baltic; III – Podlaska-Brest; IV – Lublin; V – Volyn-Podolsk. Areas promising for “shale” HC prospecting: Ukraine: 1 – Rava-Russky, 2 – Belzsky, 3 – Vostochno-Leshchinsky (Olessky), 4 – Davydovsky, 5 – Bayrakovsky; Belarus: 1 – Kalinovsky, 2 – Oktyabrsky, 3 – Komarovichsky, 4 – Savichsky, 5 – Elsky, 6 – Kamenets, 7 – Shereeshovsky, 8 – Zhabinkovsky

ления УВ в виде «выпотов» нефти в керне и повышенных газопоказаний при газовом каротаже в ордовикских и силурийских отложениях. Авторы связывают все нефтепроявления с миграцией углеводородсодержащих флюидов из наиболее глубокопогруженных частей бассейна, включая поднадвиговую зону.

В пределах Люблинского и Волыно-Подольского НГБ основные перспективы нефтегазоносности связаны с кембрийскими, силурийскими и девонскими отложениями. В обоих бассейнах выявлены по два газовых месторождения в породах девонского возраста. Эти скопления углеводородов приурочены к приразломным антиклиналям. Волыно-Подольская впадина с мощностью осадочных пород 3–8 км и весьма высокой тепловой активностью является высокоперспективной структурой на газ и нефть. Однако реализация процессов эмиграции углеводородных флюидов из глубокопогруженных участков осложнена разломами, субпараллельными зоне ТТ, а также широким развитием аллохтонов альпийского орогенеза.

**Заключение.** В результате выполненных исследований установлено, что тектонические особенности разнотипных нефтегазоносных бассейнов запада Восточно-Европейской платформы проявились в различии геологических условий формирования ареалов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Высокая степень структурной делимости подсолевых и межсолевого комплексов Припятского палеорифтового НГБ обусловила формирование трех автономных ареалов нефтегазообразования и ближнюю миграцию углеводородов в блоковые и пликвативно-блоковые структуры зон нефтегазонакопления. Нефтегазоносность древних осадочных бассейнов каледонской пассивной окраины запада ВЕП связана, в основном, с единым протяженным ареалом генерации УВ в под- и близнадвиговых глубокопогруженных осадочных комплексах зоны Тейссейра–Торнквиста и дальней миграции углеводородных флюидов в направлении слабо дислоцированных положительных структур второго и третьего порядка Балтийского, Подляско-Брестского, Люблинского и Волыно-Подольского бассейнов.

#### Список использованных источников

1. Айзберг, Р. Е. Синрифтовая структура Припятского прогиба / Р. Е. Айзберг, В. Н. Бескопыльный, Я. Г. Грибик // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2010. – Т. 54, № 4. – С. 114–118.
2. Mineralogia ordowicko-sylurskich skał drobnoziarnistych z basenu bałtyckiego (północna Polska) / A. Gąsiński [i in.] // Międzynarodowa konferencja naukowo-techniczna: Nowoczesne technologie pozyskiwania węglowodorów w warunkach lądowych i morskich. – Kraków, 2012. – S. 407–412.
3. Балтийская синеклиза / К. А. Сакалаускас [и др.] // Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы. – Минск, 1997. – С. 509–564.

#### References

1. Aizberg R. Ye., Beskopylny V. N., Gribik Ja. G. Synrift structure of the Pripyat trough. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2010, vol. 54, no. 4, pp. 114–118 (in Russian).
2. Gąsiński A., Poszytek A., Wolicka D., Poprawa P. Mineralogia ordowicko-sylurskich skał drobnoziarnistych z basenu bałtyckiego (północna Polska). *Międzynarodowa konferencja Naukowo-Techniczna: Nowoczesne technologie pozyskiwania węglowodorów w warunkach lądowych i morskich*. Kraków, 2012, s. 407–412 (in Polish).
3. Sakalauskas K. A., Zdanavichyute O. K., Kadunene E. F. et al. Baltic synecise. *Geologiya i neftegazonosnost' zapada Vostochno-Evropeiskoi platformy* [Geology and oil and gas content of the West of the East European platform]. Minsk, 1997, pp. 509–564 (in Russian).

#### Информация об авторах

*Айзберг Ромма Ефимович* – член-корреспондент, д-р геол.-минер. наук, гл. науч. сотрудник. Институт природопользования НАН Беларуси (ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Республика Беларусь). E-mail: info@nature-nas.by.

*Грибик Ярослав Гаврилович* – канд. геол.-минер. наук, доцент, заведующий лабораторией. Институт природопользования НАН Беларуси (ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Республика Беларусь). E-mail: yaroslavgribik@tut.by.

*Гарецкий Радим Гаврилович* – академик, д-р геол.-минер. наук, гл. науч. сотрудник. Институт природопользования НАН Беларуси (ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Республика Беларусь). E-mail: info@nature-nas.by.

#### Information about the authors

*Aizberg Romma E.* – Corresponding Member, D. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher. Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus (10, F. Skoryna Str., 220076, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: info@nature-nas.by.

*Gribik Yaroslav G.* – Ph. D. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Laboratory. Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus (10, F. Skoryna Str., 220076, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: yaroslavgribik@tut.by.

*Garetsky Radim G.* – Academician, D. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher. Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus (10, F. Skoryna Str., 220076, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: info@nature-nas.by.