

## Структура пустотного простору складнопобудовних башкирських карбонатних порід-колекторів Опішнянського родовища ДДЗ

*С. А. Вижва<sup>1</sup>, І. М. Безродна<sup>1</sup>, О. В. Ткаченко<sup>2</sup>, 2019*

<sup>1</sup>ННІ "Інститут геології", Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

<sup>2</sup>Перша українська газонафтова компанія, Київ, Україна

Надійшла 19 лютого 2019 р.

Проведен анализ материалов геофизических исследований скважин Опішнянського месторождения Днепровско-Донецкой впадины с целью определения перспективности башкирских карбонатных отложений как пород-колекторов. Впервые по данным геофизических исследований скважин определена структура пустотного пространства этих отложений (продуктивный горизонт Б-10) по керну 11 скважин Опішнянського месторождения. Количественная оценка типов пористости пород-колекторов проводилась с помощью методики, разработанной в Киевском национальном университете имени Тараса Шевченка, основой которой является комплекс методов геофизических исследований скважин, включающий в себя скважинные радиоактивные и акустические методы исследований. По материалам этих исследований выделены потенциальные породы-колекторы, рассчитаны форматы пустот и их концентрации в породах, установлен вклад в общую пористость различных типов пустот — межзерновой (гранулярной), трещинной и кавернозной, вторичной пористости. По результатам исследований установлено, что трещинные пустоты в значительной степени находятся только в пластах, представленных водонасыщенными породами-колекторами, коэффициент трещинной пористости составляет от 0,2 до 1,5 %. В пластах с газонасыщенными колекторами трещинный тип пустот отмечается в породах со значительно меньшими концентрациями (от 0,05 до 0,29 %). Кавернозные пустоты выделены практически в большинстве пластов, кавернозная пористость в них достигает 9,8 %. На основе определения типа и концентрации пустот карбонатных пород-колекторов установлена перспективность указанных пластов и определены прогнозные дебиты воды и газа по рассчитанному параметру удельной площади поверхности пустот. Во всех водонасыщенных пластах-колекторах прогнозируемые дебиты выше 1 т/сут, а самые высокие — в двух пластах со среднесуточными дебитами 307 и 3200 т/сут в интервалах глубин 2816,4—2820 (скв. 12) и 2864—2870,4 м (скв. 114). Самый высокий прогнозный дебит газа (352 тыс. м<sup>3</sup>/сут) установлен в скв. 127 (интервал 2773,8—2775,5 м). В трех интервалах скв. 212 дебиты газа рассчитаны в пределах 130—140 тыс. м<sup>3</sup>/сут (2762,4—2764,7; 2788—2790; 2822,8—2824,4 м). Повышенные дебиты коррелируют с наличием трещинной и повышенной вторичной пористости.

**Ключевые слова:** геофизические исследования скважин, башкирские отложения, карбонатная порода-колектор, структура пустотного пространства.

**Вступ.** Стратегією розвитку мінерально-сировинного комплексу України до 2030 р. передбачено нарощування видобутку і розвіданих запасів вуглеводневої сировини. В Україні більшість всіх розвіданих ресурсів вуглеводнів пов'язані з теригенни-

ми відкладами, тоді як у світі в карбонатних відкладах міститься близько 60 % запасів нафти і понад 20 % газу [Лукін, 2008], що засвідчує недостатній рівень дослідження перспектив нафтогазоносності карбонатних відкладів на родовищах країни. Перспективи нарощування запасів вуглеводневої сировини в карбонатних товщах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) неодноразово розглядали дослідники України. Зазначено, що на цей час недостатньо повно досліджено нафтогазоносність башкирських карбонатних колекторів, що характеризуються складною будовою пустотного простору [Федоришин, Мехамбетова, 2006]. Перспективність таких досліджень підтверджується відкриттям декількох родовищ у башкирських відкладах ДДЗ, зокрема, на Великобубнівському родовищі, на якому отримано промислові припливи нафти [Ткаченко, 2016].

Карбонатні колектори, як правило, характеризуються відносно низькою пористістю матриці. Їх перспективність пов'язана передусім з наявністю вторинних пустот у вигляді тріщин і каверн. Тому важливого значення набуло їх вивчення та отримання кількісної оцінки структури пустотного простору карбонатних порід-колекторів, зокрема, башкирських відкладів ДДЗ.

Результати таких досліджень необхідно впроваджувати у загальні методики обробки та інтерпретації комплексу каротажних методів, використовувати спеціальні способи визначення фільтраційно-ємнісних властивостей складнобудованих карбонатних колекторів нафти та газу як на зразках керн, так і за комплексом геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Такі методики мають урахувати всі аспекти структури пустотного простору вивчених порід — як визначення різних типів порід-колекторів, так і кількісну оцінку внеску окремих типів пустот у загальний об'єм пустотного простору. На кафедрі геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка зібраний значний експериментальний матеріал, який підтверджує статистично

значущі кореляційні зв'язки між структурою пустотного простору різних літологічних типів порід-колекторів (параметром питомої поверхні пустот) і результатами випробування окремих інтервалів на продуктивність (дебітами свердловин). Запропоновано цілісну технологію прогнозування продуктивності (дебітів) свердловин за даними ГДС і петрофізики. Становить інтерес випробування цієї технології на нових об'єктах, одним з яких можуть бути карбонатні відклади башкирського ярусу на території Опішнянського родовища.

Ємнісні властивості карбонатних порід ДДЗ у різний час визначали дослідники виробничих, наукових і навчальних установ, зокрема УкрДГРІ, ДП "Полтава РГП", Державного геологічного підприємства "Укр-геофізика", нафтогазовидобувних управлінь, Київського національного університету імені Тараса Шевченка та ін.

О.Ю. Лукін (1977, 2008) свої праці присвятив дослідженню вторинних змін кам'яновугільних відкладів ДДЗ, а також описав особливості нафтогазоносності візейських і башкирських карбонатних колекторів ДДЗ. В.М. Курганський у своїх наукових працях розглянув складнобудовані карбонатні колектори, геофізичні методи дослідження їх властивостей. І.О. Баяк та В.І. Рижов (2010) визначали параметри тріщин і пустот карбонатних колекторів за даними хвильового акустичного каротажу. С.Г. Вакарчук (2015) досліджував перспективи пошуку скупчень вуглеводнів у карбонатних відкладах башкирського ярусу ДДЗ. У праці [Пономарева і др., 2017] оцінено вторинну пористість карбонатних колекторів за комплексом геофізичних методів.

Структуру пустотного простору складнобудованих карбонатних порід-колекторів вивчають як прямими методами (методи прокрашених шліфів, ртутної порометрії, насичення люмінофорами тощо) за допомогою комплексних петрофізичних досліджень (петроакустичні, петроелектричні, визначення пористості та проникності методами насичення), так і методами промислово-геофізичних досліджень (метод двох

пористостей, метод інверсії даних акустичного каротажу (АК)).

Дослідники довели, що структуру пустотного простору можна визначати за допомогою сейсмоакустичних методів [Дзєбань, 1986; Выжва, Безродная, 2003; Продайвода та ін., 2011; Морозов и др., 2012; Безродна, 2014; Хамидуллина и др., 2015; Вижива та ін., 2017].

Г.С. Хамидулліна, Е.Р. Зиганшин, Е.І. Мінібаєва, Р.Р. Халіуллін (2015) досліджували фільтраційно-ємнісні властивості карбонатних порід на основі індексу якості колектора. Автори розробили морфолого-генетичну класифікацію структур пустотного простору карбонатних порід-колекторів і встановили, що неоднорідність пустотного простору пов'язана з наявністю у породах вторинних каверн вилуговування, стилітових швів і тріщин тектонічного розвантаження.

В.П. Морозов та співавтори (2012) вивчали структуру пустотного простору карбонатних порід та їх зв'язок зі складом нафти, а також морфолого-генетичну класифікацію структур пустотного простору карбонатних порід колекторів, зокрема, визначали окремий зв'язок виділених структур зі складом вмісної нафти й співвідношення флюїдів води та нафти, що необхідно враховувати при розробці родовища.

С.А. Вижива та І.М. Безродна зробили вагомий внесок у дослідження структури пустотного простору порід-колекторів, зокрема, розробили нову методику її визначення та впровадили у дослідження карбонатних порід різних родовищ ДДЗ [Выжива, Безродная, 2003; Продайвода та ін., 2011; Безродна, 2014; Вижива та ін., 2017], зокрема, візейських карбонатних відкладів Селюхівської, Нарижнянської, Березівської, Мачуської, Липово-Долинської та інших площ ДДЗ.

У статті наведено результати дослідження структури пустотного простору карбонатних башкирських відкладів (продуктивний горизонт Б-10) за даними комплексу ГДС в 11 свердловинах Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища ДДЗ, яке розміщується в Полтавській об-

ласті, а площа входить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. У відкладах нижнього карбону зазначена структура є брахіантиклінально північно-західного простягання із соляним ядром. Системою поздовжніх і поперечних скидів амплітудою від 20 до 200 м структура розмежована на тектонічні блоки. Перший промисловий приплив газу і конденсату отримано з газових покладів верхнього візе у 1969 р. [Іванюта та ін., 1998].

Башкирський ярус у межах родовища складається з двох під'ярусів: нижнього та верхнього, які досить суттєво різняться за літологічним складом. Загальна товщина башкирських відкладів коливається в межах від 608 до 861 м [Дорохов та ін., 2017].

У літологічному відношенні нижньобашкирський під'ярус ( $C_2b_1$ ) представлений карбонатно-теригенним типом розрізу (у різних свердловинах частка вапняків становить від 30 до 60 %). Це пакети вапняків (іноді об'єднуються разом з прошарками аргілітів і пісковиків у пачку завтовшки до 50—70 м), які чергуються з прошарками аргілітів, алевролітів, пісковиків й поодиноких тонких прошарків доломітів і сидеритів. Вапняки сірі, темно-сірі до чорного, іноді доломітизовані, дуже міцні. Товщина відкладів у розкритих розрізах в середньому становить 150—210 м.

Літологічно верхньобашкирський під'ярус ( $C_2b_1$ ) представлений теригенно-глинистим типом розрізу. Це перешарування пакетів аргілітів, алевролітів і пісковиків з рідкішими прошарками вапняків й поодинокими прошарками сидеритів. Вапняки сірі, доломітизовані, дуже міцні. Товщина відкладів у розкритих розрізах в середньому дорівнює 458—651 м.

**Методика досліджень.** Автори виконали стандартну інтерпретацію даних ГДС обраного об'єкта досліджень. Алгоритм визначення структури пустотного простору включає такі етапи:

- підготовка початкової інформації: аналіз первинної інформації з бази даних ГДС;
- проведення комплексної традиційної інтерпретації даних ГДС, виділення по-

рід-колекторів, визначення їх колекторських властивостей та об'єднання у вибірки за літологічною подібністю;

- визначення параметрів початкової математичної моделі породи-колектора;
- проведення інверсії даних акустичних досліджень у криву розподілу пустот різних форматів;
- оцінювання типів порід-колекторів;
- кількісне оцінювання перспективності колекторів, зокрема, розрахунок прогнозного дебіту продукту пластів [Вижва, Безродна, 2003; Продайвода та ін., 2011; Безродна, 2014; Вижва та ін., 2017].

Після попередньої обробки даних ГДС формували вибірки водо- і газонасичених карбонатних пластів-колекторів, близькі за літологічним складом.

Для визначення структури пустотного простору використовували такі дані:

- коефіцієнти пористості ( $K_{\Pi}$ ), отримані за результатами обробки даних нейтронного гамма-каротажу (НГК) з урахуванням глинистості за даними гамма-каротажу (ГК);
- інтервальний час поширення поздовжніх пружних хвиль ( $\Delta T_p$ ) за даними АК;
- коефіцієнти нафтогазонасиченості за даними бокового каротажу (БК);
- значення густини ( $\rho$ ) за матеріалами дослідження керна.

На підставі апріорних геологічних і петрофізичних даних та матеріалів з бази ГДС формували вибірки однотипних пластів з погляду подібності літології (за матеріалами статистичного аналізу даних ГДС). Далі виділяли породи з близькою структурою пустотного простору (за якісними ознаками): для кожної окремої вибірки будували крос-плоти типу:  $\Delta T_p = f(K_{\Pi})$ ,  $\sigma = f(K_{\Pi})$ . За отриманими кореляційними залежностями для вибірок порід шляхом інтерполяції параметрів в область нульової пористості було визначено параметри скелета:  $\Delta T_{p_{ск}}$  і  $\sigma_{ск}$ .

Далі для кожної вибірки порід визначали початкове наближення: параметри матриці породи-колектора, параметри пустотних наповнювачів (за даними БК) і початкове наближення значень форматів

пустот. Параметри матриці (модуль зсуву ( $G_{ск}$ ), густина ( $\rho_{ск}$ ) та модуль об'ємного стискання ( $K_{ск}$ ) скелета породи-колектора) розраховували за відомими формулами [Безродна, Гожик, 2018]. На підставі літературних даних і досліджень, проведених авторами, було використано модель карбонатної породи колектора, яка складається з жорсткої матриці та хаотично орієнтованого спектра пустот у вигляді сфероїдів обертання з форматами  $\alpha$  від  $10^{-4}$  до  $10^3$ . При цьому було прийнято, що формати пустот  $10^0$ — $10^{-1}$  відповідають первинним міжзерновим порам,  $10^{-1}$ — $10^{-2}$  — перехідним вторинним пустотам стискання,  $10^{-3}$ — $10^{-4}$  мікротріщинам, а  $10^0$ — $10^3$  — кавернам [Продайвода та ін., 2011].

Обернену задачу інверсії розв'язували шляхом побудови такої теоретичної моделі поширення пружних коливань у свердловині, що не суперечить спостереженим даним акустичних досліджень. При виборі методів оптимізації враховували два важливі аспекти: отримання математично стійкого та геологічно достовірного розв'язання задачі, а також швидкість сходження ітераційного процесу, яка має бути найбільшою. Для розв'язання прямої задачі визначення пружних параметрів складно побудованих карбонатних порід-колекторів застосовували метод умовних моментів [Продайвода та ін., 2011]. Обернену задачу розв'язували модифікованим методом Ньютона. За даними інверсії швидкостей поширення поздовжніх хвиль були розраховані значення форматів пустот  $\sigma$  та їхніх концентрацій  $C(\alpha)$  для кожного окремого пласта інтервалів порід-колекторів, за результатами чого встановлювали структуру пустотного простору й типи порід-колекторів.

На основі визначення концентрації пустот  $C(\alpha)$  були розраховані коефіцієнти міжзернової ( $K_{мз}$ ), перехідної ( $K_{пр}$ ), тріщинної ( $K_{тр}$ ), кавернозної ( $K_{кв}$ ) та вторинної ( $K_{вт} = K_{пр} + K_{тр} + K_{кв}$ ) пористості. На наступному етапі узагальнювали результати інверсії й на основі аналізу кожного окремого інтервалу виділяли зони інтенсивної тріщинуватості, кавернозності,

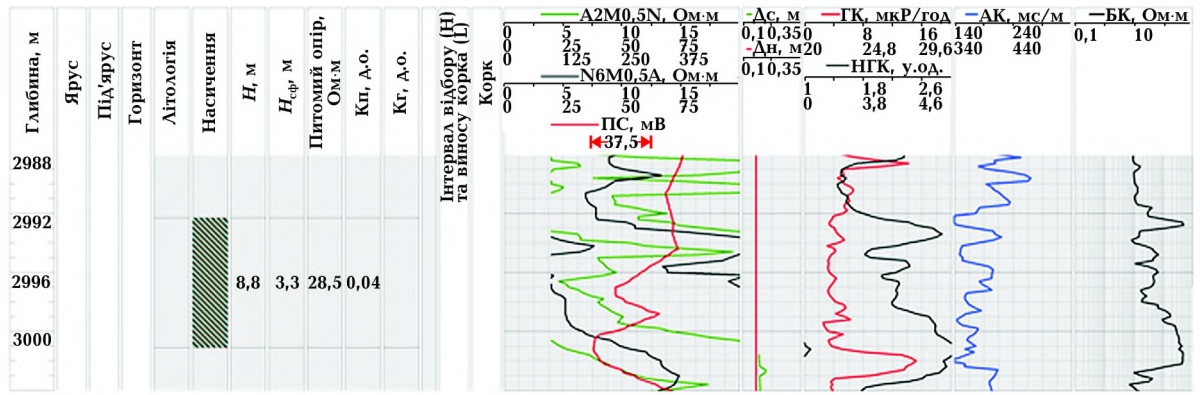


Рис. 1. Приклад комплексу даних ГДС і результати інтерпретації для водонасиченого карбонатного пласта-колектора свердловини 21 Опішнянського родовища.

ущільнення колекторів [Вижва, Безродная, 2003; Продайвода та ін., 2011; Безродна, 2014; Вижва та ін., 2017].

Складовою частиною загального алгоритму методики є прогноз продуктивності пластів-колекторів. В основі методики лежать чисельні розрахунки параметра питомої площі поверхні пористості ( $\omega_s$ ) за даними розрахованих форматів і концентрації пористості різних типів у пластах-колекторах. Параметр  $\omega_s$ , уведений авторами [Продайвода та ін., 2011], пов'язують з фільтраційними характеристиками; зокрема, отримано значущі кореляційні залежності цього параметра із результатами випробування інтервалів карбонатних порід-колекторів на продуктивність.

Параметр виявився універсальним. Він з однаковою ефективністю працює для теригенних, карбонатних колекторів чи ко-

лекторів, представлених корою вивітрювання кристалічного фундаменту. Продуктивність порід автори прогнозували з урахуванням лише впливу структури пустотного простору. При прогнозі враховували тип пустотних наповнювачів, який задавали за даними ГДС (БК).

**Результати досліджень.** У результаті інтерпретації даних ГДС інтервалів розвитку продуктивного горизонту Б-10 башкирських утворень свердловин 7, 12, 21, 114, 116, 119, 126, 127, 202, 212, 213 на Опішнянському родовищі було виділено 213 пластів карбонатних порід: водо- і газонасичених порід-колекторів, а також щільних порід. Не в усіх свердловинах було проведено АК, що не дало змоги проінтерпретувати за авторською методикою всі відібрані 114 пластів-колекторів. Є можливість побудови синтетичних кривих АК, але

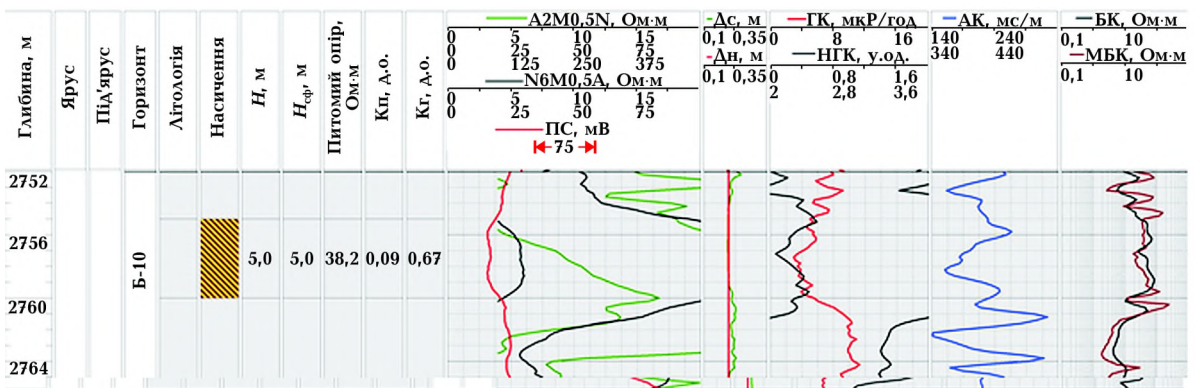
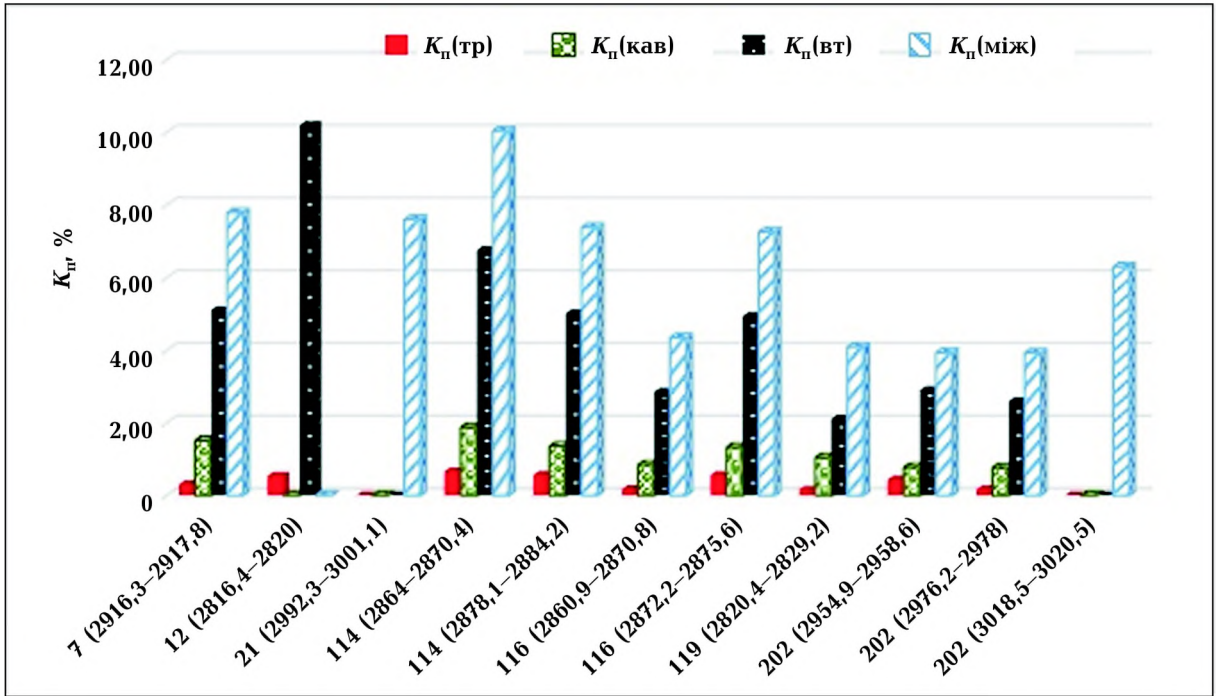
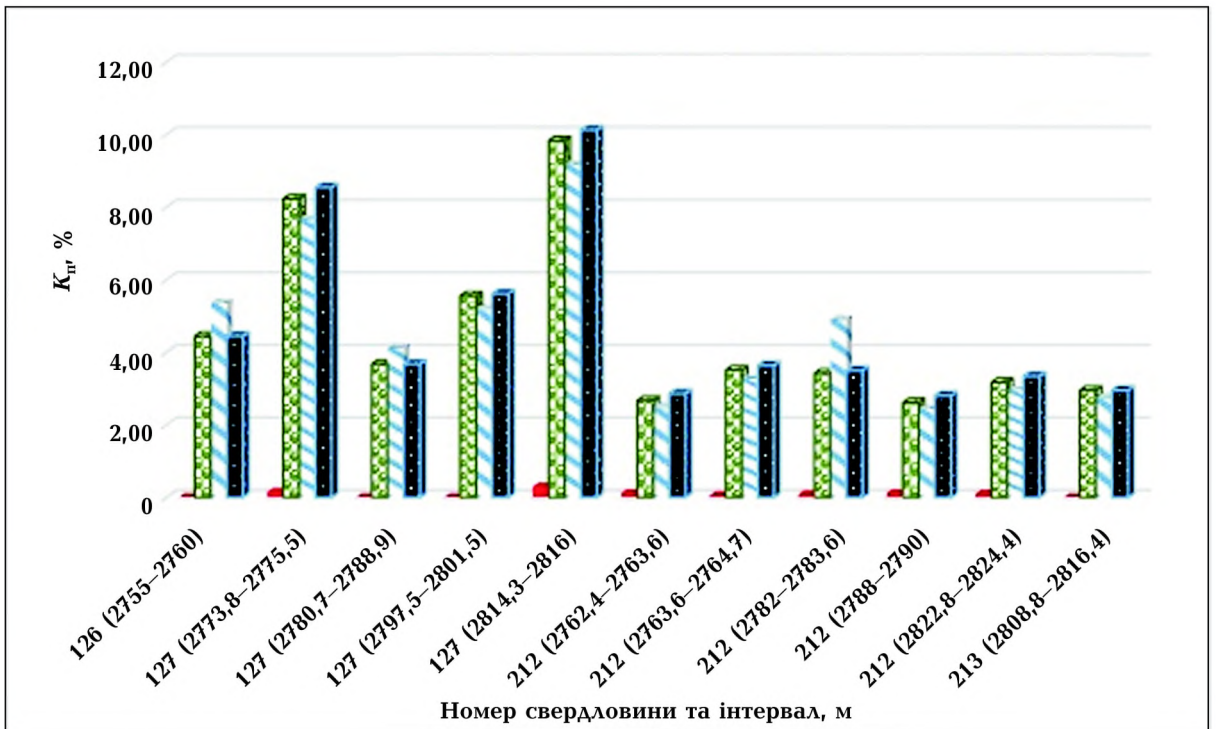


Рис. 2. Приклад комплексу даних ГДС і результати інтерпретації для газонасиченого карбонатного пласта колектора Опішнянського родовища свердловини 126.





а



б

Рис. 3. Результати оцінювання внеску різних типів пористості водо- (а) та газонасичених (б) пластів-колекторів у свердловинах Опішнянського родовища у загальну пористість.

в цьому випадку автори ставили завдання оцінити ефективність методики для наявного комплексу даних ГДС. Тому після наступної відбраковки пластів за гранич-

ними значеннями, де коефіцієнт пористості порід перевищує 5 %, інтервальний час пробігу хвили менший за  $\Delta T < 220$  мкс/м, було сформовано вибірку пластів-колек-

торів з 22 газо- та водонасичених пластів-колекторів, визначено їх глинистість, пористість й тип насичення (табл. 1, 2, рис. 1, 2).

Коефіцієнти пористості пластів визначали в системі "Геопошук" методом нейтронного гамма-каротажу ( $K_{II}^{HГК}$ ) за формулою

$$K_{II}^{HГК} = w + 0,025 - 0,22K_{ГЛ},$$

де  $w$  — воднемісткість за даними нейтронного гамма-каротажу;  $K_{ГЛ}$  — коефіцієнт глинистості, визначений за даними гамма-каротажу (див. табл. 1, 2).

Пружні модулі включень пустотного простору такі: для мінералізованої води —  $K = 2,1$  ГПа;  $G = 0$  ГПа;  $\rho = 1010$  кг/м<sup>3</sup>; для газу —  $K = 0,0015$  ГПа;  $G = 0,00$  ГПа;  $\rho = 1$  кг/м<sup>3</sup>. Початкове наближення для скелета порід, репрезентованих для двох вибірок порід, які були представлені окремо водо- та газонасиченими колекторами відповідно: перша вибірка —  $K = 46,43$  ГПа;  $G = 29,82$  ГПа;  $\rho = 2700$  кг/м<sup>3</sup>; друга вибірка (водонасичені породи) —  $K = 49,95$  ГПа;  $G = 32,09$  ГПа;  $\rho = 2680$  кг/м<sup>3</sup>. Початкове наближення структури пустотного простору було прийнято на підставі напрацю-

вань авторів для карбонатних порід-колекторів ДДЗ [Продайвода та ін., 2011].

На основі розробленої математичної моделі досліджених порід автори визначили формати пустот у пластах-колекторах та їх концентрацію (табл. 3, 4) і розрахували внесок кожного типу пористості в загальну (рис. 3), визначили типи порід-колекторів й прогностні дебїти пластового флюїду.

За результатами дослідження структури пустотного простору водонасичених порід-колекторів (див. табл. 3, рис. 3, а), встановлено, що переважними типами колекторів у досліджених пластах є кавернозно-гранулярно-тріщинний і тріщино-кавернозно-гранулярний.

Тріщинна пористість у породах свердловин у пустотах формату  $\sigma = 0,0031$  простежується майже в усіх досліджуваних пластах (крім двох) і змінюється в межах від 0,15 до 0,66 %, причому в свердловині 12 пласт інтервалу 2816,4—2820 м було розглянуто як тріщинний колектор. Кавернозна пористість (формат пустот  $\sigma = 4$ ) розвинута також практично в усіх досліджуваних пластах (крім трьох), її внесок становить від 0,76 до 1,87 %.

**Т а б л и ц я 1.** Результати обробки комплексу ГДС водонасичених порід-колекторів

Номер свердловини	Інтервал, м		$K_{ГЛ}$	$\Delta T_{MKS/M}^{AK}$	$K_{II}^{HГК}$
	Покрівля	Підощва			
7	2916,3	2917,8	0,034	200,2	0,129
12	2816,4	2820	0,056	217,3	0,102
21	2992,3	3001,1	0,085	171	0,076
114	2864	2870,4	0,04	214,7	0,168
114	2878,1	2884,2	0,107	205	0,124
116	2860,9	2870,8	0,041	186,6	0,072
116	2872,2	2875,6	0,026	204,5	0,122
119	2820,4	2829,2	0,028	182,7	0,062
202	2954,9	2958,6	0,089	192,5	0,065
202	2976,2	2978	0,147	185,7	0,065
202	3018,5	3020,5	0,073	155,2	0,063

Т а б л и ц я 2. Результати обробки комплексу ГДС газонасичених порід-колекторів

Номер свердловини	Інтервал, м		$K_{ГД}$	$\Delta T_{ГД}^{AK}$ , мкс/м	$K_{II}^{HГK}$
	Покрівля	Підшва			
126	2755	2760	0,023	191,7	0,098
127	2773,8	2775,5	0,04	218,3	0,162
127	2780,7	2788,9	0,03	193,8	0,078
127	2797,5	2801,5	0,049	202,5	0,108
127	2814,3	2816	0,105	219,3	0,193
212	2762,4	2763,6	0,014	204,5	0,053
212	2763,6	2764,7	0,069	202,5	0,069
212	2782	2783,6	0	212,7	0,084
212	2788	2790	0,017	204,5	0,052
212	2822,8	2824,4	0	204,4	0,063
213	2808,8	2816,4	0,041	190,2	0,057

На думку авторів, виділені породи-колектори у свердловинах мають різну перспективність, за структурою пустотного простору найперспективнішими можна вважати такі інтервали, м: 2816,4—2820 (св.12), 2864—2884 (св.114), 2872,2—2875,6 (св.116).

На заключному етапі досліджень було визначено прогнозовані дебіти води для виділених пластів-колекторів через параметр питомої площі поверхні пустот.

З пластів, які оцінювали за даними ГДС як водонасичені (див. табл. 3), за проведеними дослідженнями встановлено два з них із середньодобовими дебітами 307 та 3200 т/добу в інтервалах: 2816,4—2820,0 (св. 12) та 2864,0—2870,4 м (св. 114). Найменші показники дебітів зафіксовано у трьох інтервалах: 2992,3—3001,1 (св. 21), 2820,4—2829,2 (св. 119) та 3018,5—3020,5 м (св. 202), де значення прогнозованого припливу води практично не встановлено.

При дослідженні структури пустотного простору газонасичених (за даними ГДС) порід-колекторів свердловин родовища (табл. 4, рис. 3, б) встановлено, що майже в усіх досліджуваних пластах тип колектора є тріщинно-гранулярно-кавер-

нозний (6 пластів) і кавернозно-гранулярний (5 пластів). Формат кавернозних пустот, відповідно, встановлено як  $\sigma = 4,1$  зі значеннями кавернозної пористості 2,62—9,83 %. Кількість пустот тріщинного типу (формат  $\sigma = 0,005$ ) невелика, вміст тріщин коливається в межах від 0,05 до 0,29 %, максимальні значення тріщинної пористості встановлені для пласта свердловини 127 в інтервалі 2814,3—2816 м. Однак з огляду на низькі значення вмісту тріщин на підвищені колекторські властивості порід впливає висока вторинна пористість. Коефіцієнт вторинної пористості у виділених породах свердловин дорівнює 2,8—10,12 % з урахуванням крім кавернозних і тріщинних пустот ще вторинні пустоти ущільнення (0,05—0,16 %).

На заключному етапі досліджень було визначено також прогнозовані дебіти газу для виділених пластів-колекторів через параметр питомої площі поверхні пустот.

У свердловині 127 (див. табл. 4) виділено продуктивний газонасичений пласт в інтервалі 2773,8—2775,5 м з найвищим прогнозним дебітом газу — 352 тис. м<sup>3</sup>/добу. У трьох інтервалах свердловини 212 прогнозовані дебіти становлять 130—140



Т а б л и ц я 3. Результати дослідження форматів, концентрацій пустот, типів колекторів та їх прогнозні дебіти води виділених порід-колекторів свердловин Опішнянського родовища

Номер свердловини	Інтервал, м		$C_i(\alpha_i)$ , %				$\Sigma C_i(\alpha_i)$ , %	Тип колектора	$Q_{в,т}$ /Добу
	Покрівля	Підшва	$\alpha_1 = 0,9$	$\alpha_2 = 0,052$	$\alpha_3 = 0,0031$	$\alpha_4 = 4$			
7	2916,3	2917,8	7,78	3,29	0,30	1,51	12,9	Кавернозно-гранулярний	63
12	2816,4	2820	—	9,66	0,54	—	10,2	Тріщинний	3200
21	2992,3	3001,1	7,60	0,00	—	—	7,6	Гранулярний	< 1
114	2864	2870,4	10,04	4,23	0,66	1,87	16,8	Кавернозно-гранулярно-тріщинний	307
114	2878,1	2884,2	7,38	3,10	0,56	1,35	12,4	Те саме	74
116	2860,9	2870,8	4,35	1,84	0,17	0,84	7,2	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	4
116	2872,2	2875,6	7,26	3,05	0,56	1,33	12,2	Кавернозно-гранулярно-тріщинний	69
119	2820,4	2829,2	4,09	0,92	0,15	1,04	6,2	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	1
202	2954,9	2958,6	3,93	1,69	0,44	0,77	6,5	Кавернозно-гранулярно-тріщинний	4
202	2976,2	2978	3,92	1,66	0,17	0,76	6,5	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	2
202	3018,5	3020,5	6,30	—	—	—	6,3	Гранулярний	< 1

**Т а б л и ц я 4. Результати дослідження форматів, концентрацій пустот, типів газонасичених колекторів та їх прогнозні дебїти газу в породах-колекторах свердловин Опішнянського родовища**

Номер свердловини	Інтервал, м		$C_i (\alpha_i), \%$				$\Sigma C_i (\alpha_i), \%$	Тип колектора	$Q_{Г},$ тис. $м^3/Добу$
	Покрівля	Підосва	$\alpha_1 = 0,9$	$\alpha_2 = 0,01$	$\alpha_3 = 0,005$	$\alpha_4 = 4,1$			
126	2755	2760	5,36	—	—	4,44	9,8	Кавернозно-гранулярний	< 1
127	2773,8	2775,5	7,66	0,16	0,14	8,23	16,2	Тріщинно-гранулярно-кавернозний	352
127	2780,7	2788,9	4,13	—	—	3,67	7,8	Кавернозно-гранулярний	< 1
127	2797,5	2801,5	5,19	0,06	—	5,55	10,8	Тріщинно-гранулярно-кавернозний	28
127	2814,3	2816	9,17	—	0,29	9,83	19,3	Те саме	< 1
212	2762,4	2763,6	2,48	0,08	0,11	2,67	5,3	» »	130
212	2763,6	2764,7	3,27	0,07	0,05	3,51	6,9	» »	
212	2782	2783,6	4,91	—	0,08	3,42	8,4	Кавернозно-гранулярний	< 1
212	2788	2790	2,44	0,08	0,11	2,62	5,2	Тріщинно-гранулярно-кавернозний	133
212	2822,8	2824,4	2,95	0,07	0,10	3,17	6,3	Те саме	140
213	2808,8	2816,4	2,75	—	0,005	2,94	5,7	Гранулярно-кавернозний	< 1

тис. м<sup>3</sup>/добу (2762,4—2764,7; 2788—2790; 2822,8—2824,4 м).

За результатами досліджень структури пустотного простору слід зазначити, що великий обсяг пустот (від 0,92 до 9,8 %) займають пустоти вторинного типу (крім двох пластів). Це вказує на те, що в процесі утворення досліджених порід на території родовища в період утворення башкирських карбонатних порід відбувались інтенсивні геолого-фізичні процеси, які привели до деформації первинних пустот, утворення тріщинуватості, кавернозності та ущільнення первинних міжзернових пустот.

**Висновки.** За результатами визначення структури пустотного простору виділених карбонатних порід-колекторів башкирського ярусу (продуктивний горизонт Б-10) 11 досліджуваних свердловин Опішнянського родовища ДДЗ встановлено, що породи мають різні переважні типи пустот і, відповідно, різні колекторські властивості. Так, тріщинуваті колектори зазвичай насичені (за даними ГДС) пластовою водою, а породи-колектори з більшою кавернозністю та меншою кількістю тріщин є газонасиченими.

За прогнозованими дебітами пластів-колекторів у свердловинах встановлено, що структура пустотного простору суттєво впливає на отримані значення.

З огляду на те що у свердловинах з водонасиченими колекторами в горизонтах Б-10 наявні тріщинні та кавернозні пустоти, автори розраховали у багатьох пластах-колекторах прогнозовані дебіти води більш як 1 т/добу. Найбільший прогнозний дебіт води (3200 та 307 т/добу) встановлено в інтервалах, м: 2816,4—2820,0 (св. 12) та 2864,0—2870,4 (св. 114).

У свердловині 127 визначено продуктивний газонасичений пласт в інтервалі 2773,8—2775,5 м з найвищим прогнозним дебітом 352 тис. м<sup>3</sup>/добу. В трьох інтервалах свердловини 212 прогнозовані дебіти газу дорівнюють 130—140 тис. м<sup>3</sup>/добу (2762,4—2764,7; 2788—2790; 2822,8—2824,4 м). Підвищені дебіти газу корелюють із тріщинною та підвищеною вторинною пористістю.

Відсутність або незначний вміст тріщинних пустот зумовлює дуже низьку розраховану прогнозу продуктивність. Високі прогнозні дебіти пов'язані з наявністю підвищених значень вторинної пористості.

У перспективі потрібні подібні дослідження інших продуктивних горизонтів башкирського ярусу для встановлення не вивченої раніше структури пустотного простору карбонатних порід-колекторів Опішнянського родовища ДДЗ.

### Список літератури

- Баюк І. О., Рыжков В. И. Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа. *Технологии сейсморазведки*. 2010. № 3. С. 32—42.
- Безродна І. М. Оцінка структури пустотного простору карбонатних порід за результатами акустичних досліджень в умовах змінного тиску. *Научный вестник НГУ*. 2014. № 3. С. 21—25.
- Безродна І. М., Гожик А. П. Петрофізика: навч. посібник. Київ: ВПЦ "Київський університет", 2018, 256 с.
- Вакарчук С. Г. Перспективи пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в карбонатних відкладах башкирського ярусу Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 3. С. 3—6.
- Выжва С. А., Безродная И. Н. Определение структуры пустотного пространства сложнопостроенных пород осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента по данным акустических методов: *Тезисы Междунар. геофиз. конф. EAGE, Москва, 1—4 сентября 2003 г.*
- Выжва С. А., Безродна І. М., Шинкаренко А. В.

- Вплив пластових баричних умов на структуру пустотного простору порід-колекторів Семиренківської площі: *Матеріали XVI Inter. Conf. on Geoinformatics — Theoretical and Applied Aspects*. Київ, 2017.
- Дзєбань І.П. Влияние различных сочетаний межзерновой и вторичной пористости на скорости упругих волн. *Разведочная геофизика*. 1986. № 103. С. 127—135.
- Дорохов М., Когут Т., Максєв В., Кичка О., Харченко М., Башкіров Г., Вертюх А.К. Геолого-економічна оцінка Опішнянського нафтогазоконденсатного родовища: Звіт з НДР. Київ, 2017, 61 с.
- Іванюта М.М., Федішин В.О., Дєнега Б.І., Арсірій Ю.О., Лазарук Я.Г. Атлас родовищ нафти і газу України. Львів: Вид. УНГА, 1998, 181 с.
- Лукін О. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння. *Вісник НАН України*. 2008. № 4. С. 56—67.
- Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью. Москва: Недра, 1977, 102 с.
- Морозов В.П., Плотникова И.Н., Закиров Р.Х., Кольчугин А.Н., Кальчева А.В., Королев Э.А., Ескин А.А. Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород коллекторов. *Георесурсы*. 2012. № 4(46). С. 19—22.
- Пономарева М.В., Тунгышбаева А.Т., Аукешев Б.К. Оценка вторичной пористости карбонатных коллекторов комплексом геофизических методов. *Молодой ученый*. 2017. № 9. С. 194—198.
- Продайвода Г., Вижва С., Безродна І., Продайвода Т. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу. Київ: ВПЦ "Київський університет", 2011, 367 с.
- Ткаченко О. Основні характеристики карбонатних відкладів башкирського ярусу (на прикладі Великобубнівської площі ДДЗ). *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2016. № 3(74). С. 45—50.
- Федоришин Д.Д., Махамбетова М.С. Виділення карбонатних колекторів родовищ Дніпровсько-Донецької западини та оцінка їх продуктивності за геолого-геофізичними матеріалами. *Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу*. 2006. № 2(14). С. 20—25.
- Хамидуллина Г.С., Зиганшин Э.Р., Миннибаева Э.И., Халиуллин Р.Р. Исследование фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород на основе анализа индекса качества коллектора. *Нефтяное хозяйство*. 2015. № 10. С. 64—66.

## The structure of void space of complex structured Bashkir carbonate reservoir rocks from the Opishnianske deposit of the DDD

*S.A. Vyzhva, I.M. Bezrodna, O.V. Tkachenko, 2019*

The analysis of materials of well-logging of the wells of the Opishnianske deposit of the DDD was conducted for the purpose of the determination of their reservoir promise. The void structure of Bashkir carbonate reservoir rocks (productive horizon B-10) of 11 wells of the Opishnianske deposit of the DDD was defined for the first time in this article. The quantitative assessment of porosity types of reservoir rocks was done using a method, developed at the Taras Shevchenko University of Kyiv, which basis is a complex of well-logging methods that includes radioactivity and acoustic logging. Using

well-logging methods, the potential reservoir rocks were distinguished, the forms of voids were calculated, and the contribution of different void types (intergranular, fracture, vuggy, secondary porosity) in the absolute porosity was assigned. As a result of the study, it was found that the fracture voids are present to a large extent only in layers, presented by water-saturated reservoir rocks, whose fracture porosity ratio acquire values from 0,2 % to 1,5 %. The fracture type of voids is present in layers with gas-saturated reservoirs in rocks with considerably lower concentrations (from 0,05 to 0,29 %). The vuggy voids are distinguished in almost a majority of layers, a vuggy porosity ratios in them reach 9,8 %. Based on the determination of type and concentration of voids in carbonate reservoir rocks, the promise and predictive discharges of water and gas were determined by authors using a calculated parameter of the unit surface area of voids. The authors have identified the predictive yields higher than 1tonn per day in all water-saturated reservoir layers, and the highest were in two layers with daily flowrates of 307 and 3200 t/d in the well intervals of : 2816,4—2820 m (№ 12) and 2864—2870,4 m (№ 114). The highest predictive discharge of gas, that is 352 thousand cubic meters per day, is determined in a well 127 (the interval of 2773,8—2775,5 m). The gas discharges in three intervals of the well 127 are calculated within 140 thousand cubic meters per day (2762,4—2764,7, 2788—2790, 2822,8—2824,4 m). Increased discharges correlate with the presence of fracture and increased secondary porosity.

**Key words:** well logging, Bashkir deposits, carbonate reservoir rock, structure of voids.

## References

- Bayuk, I. O., & Ryzhkov, V. I. (2010). Determination of parameters of cracks and pores of carbonate reservoirs according to wave acoustic logging data. *Tekhnologii seysmorazvedki*, (3), 32—42 (in Russian).
- Bezrodna, I. M. (2014). Evaluation of pore space structures of carbonate rocks as a result of acoustic research at variable pressure. *Nauchnyy vestnik NGU*, (3), 21—25 (in Ukrainian).
- Bezrodna, I. M., & Gozhik, A. P. (2018). *Petrophysics: study guide*. Kyiv: VPTs "Kyivskiy universytet", 256 p. (in Ukrainian).
- Vakarchuk, S. G. (2015). Prospects for finding non-conventional hydrocarbon accumulations in carbonate sediments of the Bashkir line of the Dnipro-Donets depression. *Naftohazova haluz Ukrayiny*, (3), 3—6 (in Ukrainian).
- Vyzhva, S. A., & Bezrodna, I. M. (2003). Determination of the structure of the complex built rocks of the sedimentary cover and crystal solid surface using the acoustic data: *Proc. of the Inter. geophys. conf. EAGE OS-15. Geophysics of the 21<sup>st</sup> Century — The Leap into the Future, Moscow, 1—4 September* (in Russian).
- Vyzhva, S. A., Bezrodna, I. M., & Shinkarenko, A. V. (2017). Influence of the reservoir pressure on the void space structure of Semyrenkivska area reservoir rocks: *Proc. of XVI Inter. Conf. on Geoinformatics — Theoretical and Applied Aspects. Kyiv* (in Ukrainian).
- Dzeban, I. P. (1986). Influence of various combinations of intergranular and secondary porosity on the speed of elastic waves. *Razvedochnaya geofizika*, (103), 127—135 (in Russian).
- Dorokhov, M., Kogut, T., Makeev, V., Kychka, O., Kharchenko, M., Bashkirov, G., & Verlyukh, A. K. (2017). *Geological and economic evaluation of Opishnia oil and gas condensate deposit: Report*. Kyiv, 61 p. (in Ukrainian).
- Ivanuta, M. M., Fedyshin, V. O., Denega, B. I., Arsiriy, Y. O., & Lazaruk, Ya. G. (1998). *Atlas of oil and gas fields of Ukraine*. Lviv: Edition Ukrainian Oil and Gas Academy, 181 p. (in Ukrainian).
- Lukin, O. (2008). The hydrocarbon potential of the subsoil of Ukraine and the main directions of its development. *Visnyk NAN Ukrainy*, (4), 56—67 (in Ukrainian).
- Lukin, A. E. (1977). *Formations and secondary*

- changes of coal deposits of the DDB in connection with oil and gas potential*. Moscow: Nedra, 102 p. (in Russian).
- Morozov, V. P., Plotnikova, I. N., Zakirov, R. Kh., Kolchugin, A. N., Kalcheva, A. V., Korolev, E. A., Eskin, A. A. (2012). Morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure. *Georesursy*, (4), 19—22 (in Russian).
- Ponomareva, M. V., Tungyshbaeva, A. T., & Aukeshev, B. K. (2017). Evaluation of the secondary porosity of carbonate reservoirs by a complex of geophysical methods. *Molodoy uchenyy*, (9), 194—198 (in Russian).
- Prodayvoda, G. T., Vyzhva, S. A., Bezrodna, I. M., & Prodayvoda, T. G. (2011). *Geophysical methods for assessing the performance of oil and gas collectors*. Kyiv: VPC "Kyivs'kiy universitet", 367 p. (in Ukrainian).
- Tkachenko, O. (2016). Main characteristics of the Bashkirian stage carbonate sediments (illustrated by the example of velykobubnivs'ka field of the Dnipro-Donets depression. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka. Heolohiya*, (3), 45—50. doi.org/10.17721/1728-2713.74.08 (in Ukrainian).
- Fedorishin, D. D., & Makhambetova, M. S. (2006). Selection of carbonate reservoirs of deposits of the Dnipro-Donets depression and assessment of their productivity by geological and geophysical materials. *Naukovyy visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu*, (2), 20—25 (in Ukrainian).
- Khamidullina, G. S., Ziganshin, E. R., Minnibaeva, E. I., & Khaliullin, R. R. (2015). Study of the filtration-capacitance properties of carbonate rocks on the basis of the analysis of the reservoir quality index. *Neftyanoye khozyaystvo*, (10), 64—66 (in Russian).