

<https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2020.3.202713>
УДК 553.98

С.Ф. ПОВЕРЕННИЙ, А.Й. ЛУР'Є

Український науково-дослідний інститут природних газів, Харків, Україна
E-mail: sergei-poverennyi@ukr.net

ПОШИРЕННЯ КАРБОНАТНИХ ЦЕМЕНТІВ У ПІСКОВИКАХ ПІВДЕННОГО СХОДУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ У ЗВ'ЯЗКУ З МОЖЛИВОСТЯМИ ВИНИКНЕННЯ В НИХ ВТОРИННОЇ ПОРИСТОСТІ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ

Основною проблемою під час пошуків нафти і газу на великих глибинах є відсутність промислового колектору. Оскільки великі глибини відповідають високим ступеням катагенетичних перетворень, первинна пористість більшості порід редукована і всі сподівання пов'язані або з реліктовою первинною, значення якої прогресивно зменшується з глибиною, або з вторинною пористістю. Існують різні погляди на утворення вторинної пористості в пісковиках — основних колекторах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Деякі з них коротко розглянуті у цій роботі. В усіх випадках важливу роль відіграє карбонатний цемент, завдяки розчиненню якого під впливом різних чинників і утворюється вторинна пористість. Виникають запитання, а як часто трапляються пісковики з карбонатним цементом серед різновидів з іншим цементацийним матеріалом, на якій глибині, у відкладах якого віку, чи багато пісковиків, в яких можливе утворення вторинної пористості за тим чи іншим механізмом? Метою цієї роботи є кількісна оцінка поширеності карбонатних пісковиків серед піщаних порід південно-східної частини ДДЗ, з'ясування розподілу карбонатних пісковиків за глибиною й основними стратиграфічними горизонтами, попередня оцінка вмісту різних карбонатів у цементі пісковиків за даними польових і стандартних лабораторних досліджень кернавого матеріалу. У ході виконання роботи проаналізовано відомості щодо понад 10 тис. зразків, відібраних на різних родовищах північного борту і північної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ. Інтервали глибини відбору використаних зразків варіюють від 1 до 6 км, вік охарактеризованих ними відкладів — від тріасу до девону. Отримані результати показують, що вміст карбонату в цементі пісковиків із значних глибин досить великий, щоб його переміщення могло спричинити утворення вторинної пористості в промислово значущих масивах, що, в свою чергу, зумовлює хороші перспективи пошуків покладів вуглеводнів на значних глибинах.

Ключові слова: вторинна пористість; вторинний колектор; метасоматичний колектор; катагенетичний флюїдоупор; зони розущільнення; рівень стійкості кальциту; карбонатність порід; розподіл карбонатності за глибиною; розподіл карбонатності за стратиграфічними комплексами.

Цитування: Поверенний С.Ф., Лур'є А.Й. Поширення карбонатних цементів у пісковиках південного сходу Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з можливостями виникнення в них вторинної пористості на значних глибинах. *Геологічний журнал*. 2020. № 3 (372). С. 03—16. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2020.3.202713>

Citation: Poverennyi S.F., Lurie A.Y. Distribution of carbonate cements in the sandstones of the southeast of the Dnieper-Donetsk Depression in the aspect of forming in them at high depths. *Geological Journal (Ukraine)*, No. 3 (372), pp. 03-16. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2020.3.202713>

Вступ

Успішність пошуків нафти і газу на великих (понад 5 км) глибинах обумовлена переважно наявністю колектора. Осадкові породи значних глибин, як правило, перебувають на стадії глибинного катагенезу (MK_3 та більше), який призводить до майже повного зникнення міжзернової пористості пісковиків — основного різновиду колекторів ДДЗ. Проте на тлі переважання щільних, практично непроникних порід, існують резервуари, представлені або реліктами первинної, або новоутвореною вторинною пористістю, заповнені вуглеводнями, зазвичай під надгідростатичним тиском.

Відомий комплекс чинників, які сприяють збереженню первинної пористості на значних глибинах. Головними компонентами цього комплексу є раннє заповнення первинних пористими вуглеводнями, крупнозернистий, гарно відсортований, мономінеральний кварцовий пісковик із мінімальним вмістом глинистого цементу, значна потужність шару. Подальшому збереженню пористості сприяє формування аномально високого пластового тиску й екранування колектора потужними соляними товщами. Водночас, якщо орієнтуватись на такі реліктові, залишкові резервуари, існування яких є результатом рідкісного збігу обставин, то зона глибинного катагенезу неминуче буде уявлятися як зона загасання промислової газоносності, пов'язана чи зі згаданими вище реліктовими резервуарами, чи з тріщинними резервуарами, що утворились поблизу зон активної тектоніки (глибинні розломи, інтенсивне складкоутворення).

Викладене пояснює цікавість до процесів утворення вторинної пористості, яка відкриває нові перспективи для пошуків нафти і насаперед газу на значних глибинах. Існує кілька теорій утворення вторинної пористості (вторинного колектора). Нижче коротко розглянемо деякі з них.

Роботи Н.А. Мінського загалом оформились наприкінці 1970-х рр. (Минский, 1979), а 2007 року були видані у закінченому вигляді (Минский, 2007) та здобули визнання відомих геологів (Япаскерт, 2011). В основу цих робіт Н.А. Мінського покладено вироблене ним поняття глибинного рівня стійкості кальциту, вище якого кальцит є стійким та схильним до

кристалізації, а нижче — нестійким та схильним до розчинення. Глибина розташування рівня стійкості кальциту визначена рівнем рН пластових вод, напруженістю теплового поля і величиною гідростатичного тиску, обумовленою глибиною занурення породи. рН пластових вод з глибиною зменшується унаслідок збільшення вмісту CO_2 (він утворюється як у результаті розкладу органічної речовини, так і внаслідок підтоку з більших глибин), зростання дисоціації води, а деякою мірою й підвищення мінералізації води. Розчинність кальциту зі зростанням температури дещо знижується, проте сумарна дія цих чинників призводить до того, що виникає тенденція до утворення у розрізі на певній глибині зони ущільнення. Останнє пов'язано не з гравітаційним ущільненням, а з цементацією та розташованою нижче межі стійкості кальциту зоною глибинного розущільнення. Ця зона являє собою вторинний колектор, утворений шляхом розчинення кальциту й винесення його у розташовану вище зону цементації. Якщо новоутворений вторинний колектор не буде заповнений вуглеводнями, то пізніше буде знищений гравітаційним ущільненням на загальних підставах. Зазначимо, що йдеться не лише про кальцит — рівні стійкості визначені для доломіту, сидериту і для переходу монтморилоніту в гідрослюду, що також є одним із чинників утворення вторинної пористості. За Н.А. Мінським, вторинний колектор за цим механізмом утворюється переважно на глибинах 1,5—2,5 км, але за умови слабкої напруженості теплового поля (близько 2—2,5 °C/100 м) можливе утворення кількох зон розчинення на глибині до 5 км.

У роботах О.П. Заріцького та І.І. Зіненка зі співавторами (Зиненко, Зарицкий, 1992; Зарицкий и др., 2005, 2007; Заріцький, 2009) від початку 1980-х рр. триває розробка теорії глибинних зон газонакопичення. Теорія базується на можливості утворення в зоні глибинного катагенезу (MK_3 і нижче) вторинного колектора під вторинним-таки катагенетичним флюїдоупором. Теорія набула поширення й отримала критичні, але загалом позитивні відгуки (Бенько та ін., 2013). Оскільки температура є головним чинником катагенезу, усі процеси пов'язані з певними температурними інтервалами: утворення вторинного флюїдоупору —

110—120 °С, вторинного колектора — 120—140 °С. Цей високотемпературний інтервал співпадає з термодегідратаційною зоною нижнього ярусу другого гідрогеологічного поверху, де унаслідок термодегідратації глинистих мінералів (передовсім монтморилоніту, що переходить у гідрослюду) генеруються низькомінералізовані катагенні води з високим вмістом CO_2 , які інтенсифікують активні процеси розчинення, гідратації й інших фізико-хімічних реакцій. Ці агресивні води розчиняють і виносять карбонатний матеріал із зони розущільнення і внаслідок зниження парціального тиску CO_2 , а також у результаті геохімічної несумісності з седиментогенними хлор-кальцієвими розсолами відкладають його у температурному інтервалі 110—120 °С. Утворена товща ущільнених унаслідок гравітаційного ущільнення (не менше МК_3) і міцно зцементованих розчиненим нижче карбонатом порід є катагенетичним флюїдоупором. Останній перекидає новоутворений вторинний колектор, який заповнюють газоподібні вуглеводні, що генеруються у цій самій зоні і перебувають, як правило, під надгідростатичним тиском. У роботі (Зарицький, 2009) згадана участь в утворенні катагенетичного флюїдоупору разом з карбонатною також силікатної речовини, однак основна роль, вочевидь, належить карбонату (Зиненко, Зарицький, 1992; Зарицький і др., 2005). У праці (Зарицький і др., 2007) вказано на факт і причини зміщення області газонакопичення у вторинних колекторах у бік прибортових зон ДДЗ стосовно заглибленої частини ДДЗ, зайнятої Полтавською депресією. Це зміщення робить пошук нафти і газу на значних глибинах у приосьовій частині депресії малоперспективним і змушує звернути увагу на прибортові зони.

У роботах В.О. Терещенка (Терещенко, 2008, 2013) також описано катагенетичний флюїдоупор і вторинний колектор, але жоден з них не пов'язаний з певним температурним інтервалом. Утворення катагенетичного флюїдоупору пов'язано радше з нормальним перебігом катагенезу (МК_3 - МК_4), який призводить до прогресування ущільнення порід і редукції первинної пористості. Катагенетичний флюїдоупор частіше утворюється у породах, що формують потужні, істотно глинисті, регіональні покривки звичайного типу. Другоряд-

ні алевроито-піщані прошарки, що входять до їх складу, в умовах глибинного катагенезу інтенсивно ущільнюються, цементуються матеріалом, винесеним з глини, що ущільнюються, і разом з глинами формують потужну непронику товщу катагенетичного флюїдоупору. Під цією товщею, серед щільних, практично непрониких порід, трапляються невеликі реліктові первинні резервуари, породи яких через сприятливий збіг обставин зберегли первинну пористість, а також невеликі новоутворені резервуари, де формувалась вторинна пористість. Ті й інші збирають флюїд, який утворюється у ході дегідратації монтморилонітів та розкладі органічної речовини, а ускладнений відтік створює умови для існування у цих резервуарах надгідростатичного тиску. Утворення реліктових резервуарів у піщаних породах пов'язано з добре відсортованими, надзвичайно щільними мономіктовими кварцовими пісковиками. Механізм утворення вторинної пористості не визначений, але, зважаючи на можливість розчинення карбонатного матеріалу відродженими водами з високою концентрацією CO_2 тільки у мономіктових кварцових пісковиках, можна дійти висновку, що вторинна пористість також утворюється унаслідок винесення карбонату, але у певному типі порід.

Відповідно до поглядів О.Ю. Лукіна (Лукин, 2004; Лукин і др., 2011), первинна пористість уламкових порід суттєво редукується на початку мезокатагенезу, на стадіях МК_3 і вище первинна пористість редукована вже повністю і промислова газоносність значних глибин практично вся пов'язана зі вторинною пористістю. Так, на глибині понад 4—5 км існування піщаних колекторів загалом обумовлено розвитком вторинної пористості, утворення якої відбувається у результаті розчинення карбонатного, глинистого, регенераційно-кварцового цементів і часткового виносу уламкового кварцу кластичної частини. Розчинення і винесення одних мінералів супроводжується утворенням інших. Вторинні колектори глибоких горизонтів О.Ю. Лукін розглядає як вторинні метасоматити по катагенетично перетворених уламкових породах. Причини метасоматозу криються у періодичному вторгненні високонапірних, високотермальних флюїдів, агресивних як до карбонату, так і до силікатів і

кварцу. У періоди тектоно-магматичних активізацій, обумовлених короточасними збуреннями мантійних плюмів, відбувається розкриття флюїдоупорів, різко зростає проникність тріщинуватих зон різного походження, відбувається природний гідророзрив найміцніших різновидів порід, а перша кислотна хвиля метасоматозу обумовлює інтенсивне розчинення карбонатів. Падіння тиску глибинних флюїдів обумовлює зниження парціального тиску CO_2 і підвищення рН середовища. Кислотну хвилю заступає лужна, водночас відбувається розчинення кварцу і силікатів, але можлива кристалізація карбонату. Погляди О.Ю. Лукіна поділяє О.Д. Коробов зі співавторами (Коробов и др., 2011; Коробов, Коробова, 2011), розглядаючи явища розущільнення у тектонічно активних зонах Західного Сибіру.

Вказуючи як приклад породи шеркалінської пачки (верхня частина нижньої юри) Талинського родовища, він зазначає, що ці породи стають високоякісними колекторами у результаті глибокого гідротермального перетворення та є дикіт-каоолініт-кварцовими метасоматитами. Доповнюючи погляди О.Ю. Лукіна на послідовність подій протягом метасоматозу, він стверджує, що у період тектоно-магматичної активізації на ділянках максимальних гідротермальних змін у розломних зонах провідну роль відігравали високотермальні розчини, збагачені не тільки на CO_2 , а й на SO_3 . Однак надходження сірчанокислотних розчинів відбувалось лише в умовах максимуму гідротермальної діяльності, а CO_2 надходив у породи на всіх етапах активізації.

Таким чином, у різних теоріях утворення вторинної пористості важливе місце належить карбонатному матеріалу пісковиків, завдяки розчиненню якого під впливом різноманітних чинників і формується вторинна пористість. Якщо карбонат відсутній, то вторинна пористість не утворюється. Це дещо спотворений підхід, адже існують й інші метасоматичні механізми утворення вторинної пористості, але карбонат відіграє провідну роль. Постає питання: як часто можна натрапити на пісковик, карбонатний настільки, щоб він був сприйнятливим до такого впливу?

Мета роботи — кількісна оцінка поширення карбонатних пісковиків серед піщаних порід ДДЗ, з'ясування відносної частоти зустріну-

тості різних значень карбонатності в них, розподіл карбонатних пісковиків за глибиною й за основними стратиграфічними горизонтами, отримання попереднього, оцінювального уявлення про поширеність деяких мінералів, що складають карбонатну фазу піщаних колекторів.

Методика дослідження

Поширення порід, яким присвячене це дослідження, можна орієнтовно оцінити за кількістю відібраних зразків різної карбонатності, спираючись на керновий матеріал. Оскільки існують визначені норми випробування з метра проходки, то кількість відібраних зразків є приблизно пропорційною потужності піщаних горизонтів, з яких зразки відібрано. Зрозуміло, що є певні неточності, обумовлені методикою відбору. Наприклад, зі щільного керна з базальним карбонатним цементом зазвичай не брали стільки ж зразків, скільки з пористого керна продуктивного горизонту, що обумовлює деяку похибку у бік зниження кількості відібраних зразків і, відповідно, карбонатних різновидів пісковиків у розрізі. Однак така похибка буде пов'язана з візуально дуже щільними породами, яких не так вже й багато. Іншими словами, можна вважати, що співвідношення між зразками достатньою мірою відбиває співвідношення різновидів у природних умовах.

Виклад основного матеріалу

Постає друге питання: за якого значення карбонатності зразок можна вважати сприйнятливим до описаних вище впливів? Карбонатність пісковиків — це здебільшого карбонатний цемент. Навіть якщо пісковик від початку містить карбонат у складі кластичної частини (карбонатне зерно), на глибині залягання продуктивних комплексів ДДЗ він вже підлягав пластичній деформації, “затік” у пори, кородував прилеглі зерна і практично не відрізняється від цементу. З цієї точки зору, всі породи дещо умовно можна розділити за карбонатністю на пісковики з базальним (карбонатність 40—50 %), повнопоровим (25—40 %), неповнопоровим (10—25 %) і контактним (5—10 %) цементом.

Ситуацію ускладнює те, що в породі наявний не тільки карбонатний цемент, а й глинистий і кременистий. У практиці лабораторних

досліджень зазвичай масово визначають карбонатність, а вміст глинистого і кременистого цементу визначають візуально. Другим ускладненням є схильність карбонатів до утворення плямистих, згусткових цементів з різним розміром згустків. Визначена у зразку карбонатність може відповідати карбонатному згустку, а пористість — міжзгустковому простору і навпаки. Це ускладнює вивчення зв'язку карбонатності з іншими ємнісно-фільтраційними властивостями порід, обумовлює розсіяння точок на графіках та низькі коефіцієнти кореляції. Прикладом може слугувати графік залежності пористості від карбонатності для тріасових пісковиків Бельського родовища (рис. 1). На ньому видно, що значенням карбонатності 2—4 % відповідають значення пористості від 28 до 13 %. Верхнє значення відповідає пісковикам з найчистішим карбонатним цементом, нижнє — пісковикам з переважанням глинистого цементу й другорядною роллю карбонатного. На таких графіках добре помітна загальна тенденція — чим більше цементу, тим менша пористість (і проникність), але складно сказати щось про нижню межу числового значення карбонатності, за якого породу можна вважати практично не карбонатною у рамках окресленого питання.

Практика свідчить, що вміст карбонату до 5 % практично не впливає на ємнісно-фільтраційні властивості порід. Якщо це чисто карбонатний контактний цемент, то його надто мало; якщо він карбонатно-глинистий, то така кількість розсіяного карбонату або губиться серед глинистої компоненти, або, у випадку згусткового цементу, цього вистачить на одиничний згусток, не набагато більший за розміром за основне породотвірне зерно. Виходячи з цього, будемо вважати породи з карбонатністю менше 5 % некарбонатними. Породи з карбонатністю понад 5 % розділимо на групи, кожна з яких міститиме на 5 % більше за попередню. Під час розгляду групи 45—50 % треба враховувати, що туди ж увійшли поодинокі значення карбонатності понад 50 %.

Розрахунок відносного вмісту пісковиків з різною карбонатністю виконано у декілька етапів. На першому було обраховано результати дослідження кернового матеріалу, відібраного на всій площі південно-західної частини ДДЗ за вісім років (2002—2009 рр. включно). Пло-

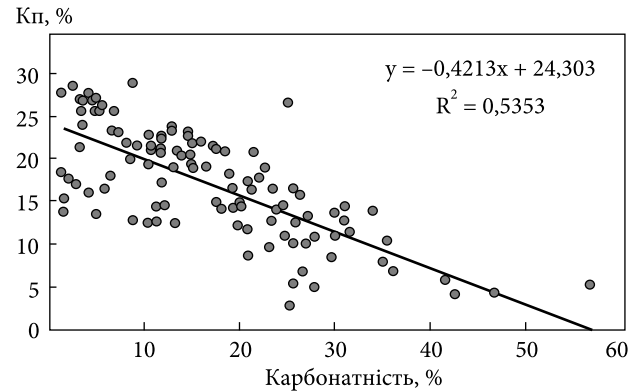


Рис. 1. Залежність пористості від карбонатності для тріасових пісковиків Бельського родовища
Fig. 1. Dependence of porosity on carbonate content for Triassic sandstones of the Belsky Deposit

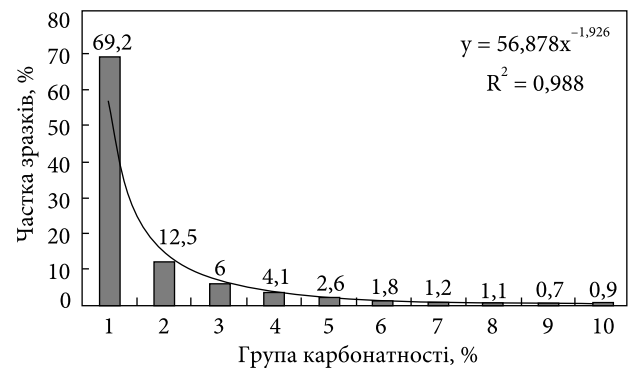


Рис. 2. Гістограма розподілу різних значень карбонатності серед загального масиву зразків, відібраних зі всієї площі південно-східної частини ДДЗ
Fig. 2. Histogram of the distribution of various values of carbonation among the total array of samples taken over the entire area of the South-East of the DDD

щу розбито на три зони: 1) на схід від меридіана с. Бельськ до лінії м. Люботин — пгт Сахновщина (включаючи Бельське, Юльївське, Кобзівське родовища); 2) на схід від лінії м. Люботин — пгт Сахновщина до північно-західних окраїн Донбасу (включаючи Дробишівське, Святогірське родовища, Слов'янську, Корувльську площі); 3) північні і частково північно-західні (Артемівська площа) окраїни Донбасу. Результати наведено у табл. 1, гістограму розподілу — на рис. 2. Як видно з табл. 1 і рис. 2, у всіх випадках зі зростанням карбонатності кількість зразків гіперболічно зменшується. Можна зазначити, що дещо більше поширені карбонатні пісковики у зразках зі свердловин, пробурених на північних окраїнах Донбасу. Найменше їх у зразках зі свердло-

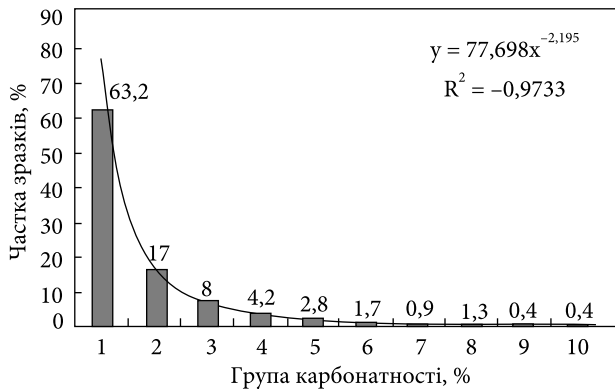


Рис. 3. Гістограма розподілу різних значень карбонатності серед загального масиву зразків, відібраних на північних окраїнах Донбасу

Fig. 3. Histogram of the distribution of various values of carbonation among the total array of samples collected on the Northern outskirts of the Donbas

вин з північно-західної частини площі, ближче до центра ДДЗ.

На другому етапі було обраховано північні окраїни Донбасу (від Євгенівського до Кружи-

лівського родовищ включно). Тут, окрім поширення різних груп карбонатності у загальному масиві зразків (табл. 2), був розрахований також вміст карбонатних і некарбонатних зразків за інтервалом глибини (табл. 3). На рис. 3 показано гістограму розподілу різних значень карбонатності серед загального масиву зразків, відібраних на північних окраїнах Донбасу, на рис. 4 — розподіл карбонатних зразків за глибиною.

На третьому етапі обраховано північний борт і північну прибортову зону центральної частини ДДЗ (від Бельського до Аксютівського родовища включно). Використано дані щодо 3622 зразків, відібраних із 106 свердловин, що пробурені на 18 родовищах. У табл. 4 представлено, які саме свердловини і з яких родовищ використано для розрахунків.

У табл. 5 проілюстровано поширеність різних груп карбонатності у загальному масиві зразків, відібраних зі свердловин північного борту і прибортової зони ДДЗ, на рис. 5 подано

Таблиця 1. Поширеність різних груп карбонатності у загальному масиві досліджених зразків по всій площі південного сходу ДДЗ

Table 1. Prevalence of different groups of carbonation in the total array of samples collected through the entire area of the south-east DDD

Показник	Група карбонатності, %										Σ
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Межі групи	<5	5—10	10—15	15—20	20—25	25—30	30—35	35—40	40—45	45—50*	
1 зона (4910 зр.)	72,3	10,7	5,2	3,9	2,9	1,7	1,4	0,9	0,5	0,7	100,2
2 зона (3361 зр.)	70,6	11,6	5,4	3,5	2,7	2,1	1,5	1,0	0,7	1,0	100,1
3 зона (1167 зр.)	64,8	15,2	7,5	5,0	2,1	1,6	0,6	1,3	0,9	1,1	100,1
Частка у 9438 обр., %	69,2	12,5	6,0	4,1	2,6	1,8	1,2	1,1	0,7	0,9	100,1

Примітка. До цієї групи занесено нечисленні зразки з карбонатністю понад 50 %.

Note. This group includes a few samples with a carbonate content of more than 50%.

Таблиця 2. Поширеність різних груп карбонатності у загальному масиві досліджених зразків по північних окраїнах Донбасу

Table 2. Prevalence of different groups of carbonation in the total array of samples collected from the northern outskirts of the Donbas

Показник	Група карбонатності, %										Σ
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Межі групи	<5	5—10	10—15	15—20	20—25	25—30	30-35	35—40	40—45	45—50*	
Кількість зразків, од.	1487	400	187	99	66	40	21	31	10	10	2351
Частка зразків, %	63,2	17	8	4,2	2,8	1,7	0,9	1,3	0,4	0,4	99,9

Примітка. До цієї групи занесено нечисленні зразки з карбонатністю понад 50 %.

Note. This group includes a few samples with a carbonate content of more than 50%.

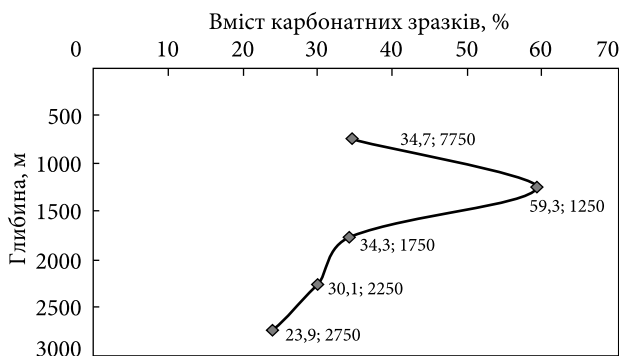


Рис. 4. Розподіл карбонатних зразків за глибиною для північних окраїн Донбасу

Fig. 4. Distribution of carbonate samples by depth for the Northern outskirts of Donbas

гістограму розподілу різних значень карбонатності серед загального масиву зразків.

Окрім поширення різних груп карбонатності у загальному масиві відібраних зразків і вмісту карбонатних і некарбонатних зразків за інтервалами глибини розраховано і вміст карбонатних і некарбонатних зразків за основними стратиграфічними підрозділами (табл. 7, рис. 7). Зазначимо, що висока карбонатність тріасу зумовлена великою кількістю зразків, відібраних у свердловинах Бельського родовища (більше зразків тріасу не було ніде), де тріас, перм і верхній карбон вельми карбонатні. У ході ширшого розгляду результат може не підтвердитись. Верхній карбон представлений переважно зразками авілівської й араукаристової світ, з ісаївської світи у розрахунку враховано лише 11 зразків.

З урахуванням показаних у роботах (Минский, 1979; Минский, 2007) різними розчинністю та рівнем стійкості різних карбонатів цікавими видаються відомості про мінерало-

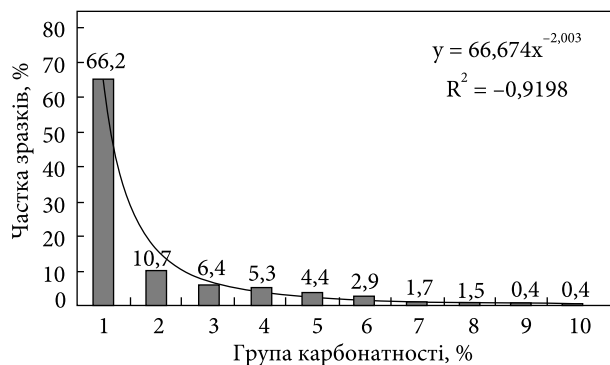


Рис. 5. Гістограма розподілу різних значень карбонатності серед загального масиву зразків, відібраних зі свердловин північного борту та прибортової зони центральної частини ДДЗ

Fig. 5. Histogram of the distribution of various values of carbonation among the total array of samples taken in the boreholes of the North side and the instrument zone of the Central part of the DDD

гічну форму карбонатів, що формують цемент пісковики. Таких відомостей обмаль. Широко застосовний аналіз карбонатності газоволюметричним методом звичайно виконують, виходячи з того, що весь карбонат представлений кальцитом і необхідності відокремлювати різні карбонати немає. Диференціальні карбонатометри, які дають змогу окремо визначати бодай кілька основних різновидів — кальцит, доломіт, сидерит, у широку практику так і не увійшли, а зроблені за їх допомогою визначення нечисленні. Під час польового опису вид карбонату встановлюють за характером реакції з соляною кислотою з подальшим уточненням за мінералогічною щільністю і деякими іншими властивостями. Але визначення виду карбонату таким чином можливо, якщо цемент утворений карбонатом одного виду і його досить.

Таблиця 3. Співвідношення карбонатних і некарбонатних зразків у різних глибинних інтервалах

Table 3. Ratio of carbonate and non-carbonate samples in different depth intervals

Глибина, м	Кількість зразків, од.		Частка зразків, %		Глибина, м	Кількість зразків, од.		Частка зразків, %	
	некарбонатних	загальна	некарбонатних	карбонатних		некарбонатних	загальна	некарбонатних	карбонатних
500—1000	130	199	65,3	34,7	2500—3000	124	163	76,1	23,9
1000—1500	175	430	40,7	59,3	3000—3500	1	1	—	—
1500—2000	510	776	65,7	34,3	Р а з о м	1486	2350	63,2	36,8
2000—2500	547	782	69,9	30,1					

Примітка. Карбонатними тут вважаємо зразки з карбонатністю понад 5 %.

Note. We consider samples with a carbonate content of more than 5% to be carbonate.

Якщо ж ні, то склад цементу визначають як «карбонатний» без подальшої деталізації. Проглядаючи описи керна матеріалу й відмічаючи тільки випадки, коли мінеральний склад цементу визначено, можна загалом скласти уявлення про поширення карбонатів у цементах пісковиків різних горизонтів на різній глибині. Варто наголосити, що йдеться саме про склад цементів, а не про конкреції, стягнення та виділення, які також характеризують розподіл карбонатів різних видів, але тут ми їх не розглядаємо. З викладеного зрозуміло, що наведені відомості не претендують на достовірність і мають винятково оглядовий, попередній характер.

У результаті розподілу даних таким чином, щоб кожному з виділених інтервалів глибини відповідала більш-менш представницька кількість зразків, отримано табл. 8. Вона дає підстави стверджувати, що у складі цементів пісковиків на всіх глибинах переважає кальцит, але переважання це різне. На глибині 2000 м кальцит переважає найпевніше, практично відсутні сидеритові цемента. З глибиною відносна частка кальциту зменшується, зростає частка доломіту й сидериту. Розподіл

даних за стратиграфічними комплексами за тим самим принципом ілюструє табл. 9.

Судячи з відкладів Бельського і Шебелінського родовищ, цемента пісковиків триасу складені винятково кальцитом. У відкладах картамиської світи визначень мало: видно, що переважає кальцит, але трапляється й доломіт. У верхньому карбоні (є матеріал з C_3^2 і C_3^3) наявні кальцит і доломіт з переважанням першого. У відкладах московського ярусу середнього карбону переважає кальцит, часто наявний доломіт і з'являється залізистий карбонат. У відкладах башкирського ярусу різко переважає кальцит, але трапляються доломіт і сидерит. У відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону переважання кальциту мінімальне, майже так само часто трапляється доломіт і значно частіше, ніж у інших горизонтах, фіксується сидерит. (Треба мати на увазі, що засновані на макроознаках визначення природно орієнтовні, ми говоримо про умовний сидерит — залізистий карбонат.) У відкладах візейського ярусу кальцит вертає собі панівну роль: доломіт і сидерит трапляються, однак стають другорядними. Наприклад, цементам регіонально про-

Таблиця 4. Родовища та свердловини, відомості про зразки з яких використано для розрахунків характеристик північного борту та прибортової зони ДДЗ

Table 4. Data on fields and wells, samples from which were included in the calculations for the North side and the instrument zone of the DDD

Площа, родовище	Номер свердловини	Кількість свердловин
Аксютівське	1, 3, 4, 5, 6	5
Бельське	170, 171, 180, 181, 183, 184, 213, 300, 301, 302, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406	17
Березовське	124, 150, 200, 201, 202, 203, 204, 205	8
Гадяцьке	153, 154, 155	3
Зах.-Новотроїцьке	2, 6	2
Коломацьке	30, 31, 53	3
Котелівське	200, 201	2
Кузьмичівське	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17	8
Люботинське	1	1
Малороганська	1	1
Нарижнянська	31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39	9
Недільне	1, 2, 2 біс, 3, 4, 5	6
Островерхівське	1, 5, 7	3
Пн.-Коломацьке	32, 33, 33 біс, 34	4
Скворцовське	46, 47, 48, 49, 50, 60, 62, 64, 65, 71, 72, 73, 74, 77, 78, 80, 81	17
Степове	111, 120	2
Харківське	2, 3	2
Юльївське	25, 26, 27, 31, 32, 33, 34, 72, 73, 74, 75, 77, 112	13
Разом	18	106



Рис. 6. Розподіл карбонатних зразків за глибиною для північного борту та прибортової зони ДДЗ

Fig. 6. Distribution of carbonate samples by depth for the North side and the instrument zone of the DDD

дуктивного горизонту С-5 властивий сидеритовий цемент (рис. 8), а горизонтам нижнього візе В-24-26, які інтенсивно розвідують нині, — кальцитовий цемент (рис. 9).

На рис. 8 та 9 привертає увагу щільність заповнення пор кальцитом (пористість 3,0 %) по-

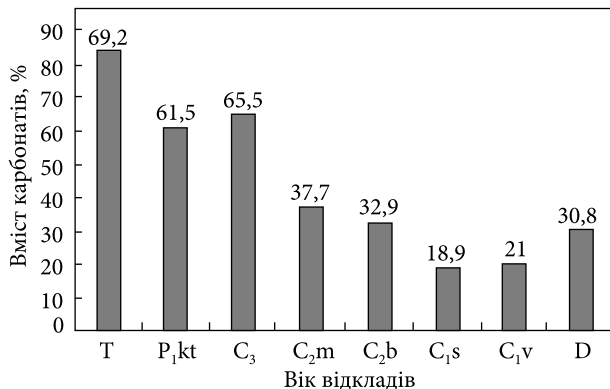


Рис. 7. Розподіл карбонатних зразків за основними стратиграфічними підрозділами

Fig. 7. The distribution of carbonate samples for the main stratigraphic units

рівняно з порожнинами, що збереглися після виповнення пор сидеритом (пористість 11,3%).

Якщо розглядати розріз загалом, то середнє співвідношення різновидів (за табл. 8 та 9) буде таким: К : Д : С = 71 : 20,5 : 8,5. Тобто, майже три чверті карбонатної фази цементів представле-

Таблиця 5. Поширеність різних груп карбонатності у загальному масиві зразків, відібраних зі свердловин північного борту та прибортової зони ДДЗ

Table 5. Prevalence of different groups of carbonation in the total array of samples taken in the wells of the North side and the instrument zone of the DDD

Параметр	Група карбонатності, %										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Σ
Межі групи	<5	5—10	10—15	15—20	20—25	25—30	30—35	35—40	40—45	45—50*	
Кількість зразків, од.	2396	388	233	191	159	106	63	54	16	16	3622
Частка зразків, %	66,2	10,7	6,4	5,3	4,4	2,9	1,7	1,5	0,4	0,4	99,9

Примітка. До цієї групи занесено нечисленні зразки з карбонатністю понад 50 %.

Note. This group includes a few samples with a carbonate content of more than 50%.

Таблиця 6. Співвідношення карбонатних і некарбонатних зразків у різних глибинних інтервалах

Table 6. Ratio of carbonate and non-carbonate samples in different depth intervals

Глибина, м	Кількість зразків, од.		Частка зразків, %		Глибина, м	Кількість зразків, од.		Частка зразків, %	
	некарбонатних	загальна	некарбонатних	карбонатних		некарбонатних	загальна	некарбонатних	карбонатних
1000—1500	30	41	73,2	26,8	4000—4500	250	322	77,6	22,4
1500—2000	165	321	51,4	48,6	4500—5000	185	213	86,9	13,1
2000—2500	505	921	54,8	45,2	5000—5500	71	80	88,8	11,2
2500—3000	314	589	53,3	46,7	5500—6000	128	149	85,9	14,1
3000—3500	270	374	72,2	27,8	Разом	2369	3592	66,0	34,0
3500—4000	451	582	77,5	22,5					

Примітка. Карбонатними тут вважаємо зразки з карбонатністю понад 5 %.

Note. We consider samples with a carbonate content of more than 5% to be carbonate.

но кальцитом і лише чверть — магnezіальними й залізистими карбонатами. На більшій глибині (4—6 км) співвідношення буде іншим — К : Д : С = 50 : 26,5 : 23,5; при цьому, як видно з табл. 9, переважно за рахунок відкладів серпуховського ярусу. Останнє дещо дивує, якщо враховувати значну кількість сидеритових і сидероплезитових конкрецій у візейському ярусі (Макогон, 2007).

Обговорення результатів

Таким чином, на всіх трьох етапах підрахунків (тобто на всій площі південно-західної частини ДДЗ, окремо на північних окраїнах і у межах північного борту і прибортової зони) карбонатні зразки складають відповідно 30,8, 36,8 і 33,8 % від загальної кількості зразків. Зі зрос-

Таблиця 7. Співвідношення карбонатних і некарбонатних зразків у основних стратиграфічних підрозділах

Table 7. Ratio of carbonate and non-carbonate samples in the main stratigraphic divisions

Вік порід	Кількість зразків, од.		Частка зразків, %	
	некарбонатних	загальна	некарбонатних	карбонатних
T	17	110	15,5	84,5
P ₁ kt	40	104	38,5	61,5
C ₃	182	527	34,5	65,5
C ₂ m	325	522	62,3	37,7
C ₂ b	286	426	67,1	32,9
C ₁ s	811	1000	81,1	18,9
C ₁ v	708	896	79,0	21,0
D	27	39	69,2	30,8
Разом	2396	3624	66,1	33,9

Таблиця 8. Розподіл шарів із визначеною мінеральною формою карбонату за глибиною

Table 8. Distribution of layers with a certain mineral form of carbonate by depth

Глибина, м	Кількість шарів із визначеним видом карбонату	Відношення кальцит : доломіт : сидерит
1000—2000	28	82 : 18 : 0
2000—3000	66	71 : 20 : 9
3000—4000	47	74 : 19 : 6
4000—5000	18	50 : 28 : 22
5000—6000	12	50 : 25 : 25
Разом	171	70 : 21 : 9 (9 : 2,6 : 1)

танням карбонатності частота зустрітості зразків гіперболічно зменшується. Загалом, для всього масиву відібраних зразків можна вважати, що третина зразків (33,8 %) є сприйнятливими до процесів, що спричиняють утворення вторинної пористості. Якщо за нижню межу карбонатності прийняти значення менше 10 %, то кількість зразків, сприйнятливих до процесів утворення вторинної пористості, знизиться до 20—25 %.

Розглядаючи розподіл карбонатності зразків за глибиною (табл. 3, 6, рис. 4, 6), можна відмітити підтвердження широко відомої тези про те, що на значних глибинах карбонат є менш стійким за кварц. Після деякого максимуму, відміченого на північних окраїнах Донбасу на глибині 1000—1500 м, а на північному борту і у прибортовій зоні центральної частини ДДЗ на глибині 1500—3000 м, відбувається доволі різке зниження вмісту карбонатів у пісковиках. Як катагенетичний флюїдоупор за (Зиненко, Зарицький, 1992; Зарицький и др., 2005, 2007; Зарицький, 2009) це розглядати неможливо. Чи можна ці максимуми інтерпретувати як верхню зону ущільнення (A₂) за (Минский, 1979, 2007), нижче від якої проходить межа стійкості кальциту, покажуть тільки детальніші дослідження, адже в цьому випадку відбувається змішування зразків, відібраних із різних зон з доволі відмінними геологічними умовами, зокрема з різним геотермічним градієнтом.

Найбільше значення вторинна пористість має для горизонтів глибокого залягання, де первинна редукована. Найчастіше вони пред-

Таблиця 9. Розподіл шарів з визначеною мінеральною формою карбонату за основними стратонами

Table 9. Distribution of layers with a certain mineral form of carbonate by main stratons

Стратиграфічний комплекс	Кількість шарів із визначеним видом карбонату	Відношення кальцит : доломіт : сидерит
T	17	100 : 0 : 0
P ₁ kt	7	86 : 14 : 0
C ₃	20	55 : 45 : 0
C ₂ m	23	69 : 22 : 9
C ₂ b	38	87 : 10 : 3
C ₁ s	47	40,4 : 38,3 : 21,3
C ₁ v	50	90 : 4 : 6
Разом	202	73 : 19 : 8 (9 : 2,4 : 1)

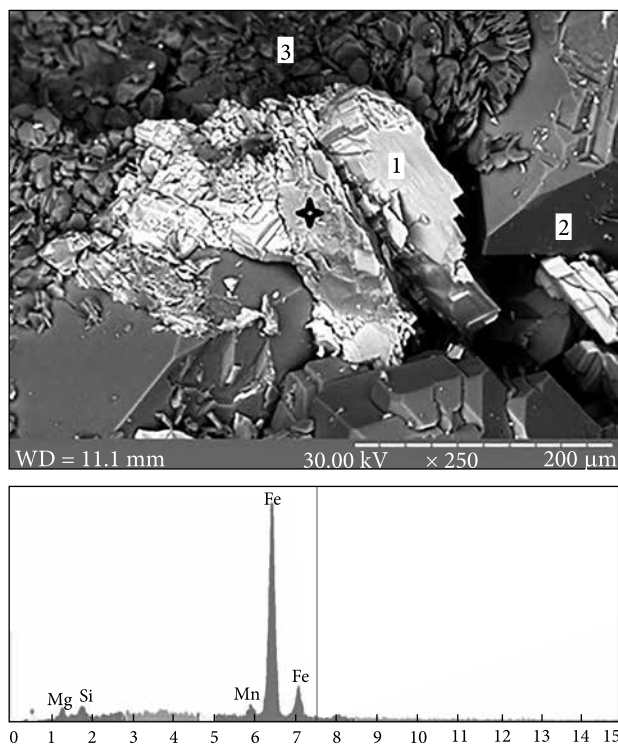


Рис. 8. Березовське родовище, св. 203, гор. С-5, 4749,4–4757,3 м: 1 — сидерит з домішкою Mn і Mg; 2 — кварц; 3 — каолінит. Хрест — точка зонда. РЕМ-106. Фото Я. Лукіна

Fig. 8. Berezovskoe Deposit, sq. 203, Gor. С-5, 4749.4–4757.3 m: 1 — siderite with an admixture of Mn and Mg; 2 — quartz; 3 — kaolinite. Cross — point of the probe. RAM-106. Photo by Ya. Lukin

ставлені відкладами нижнього карбону, що перебувають на стадії глибинного катагенезу. Виходячи з табл. 6, для цих відкладів (глибше 4,5 км), що розташовані у північній прибортової зоні, середній вміст карбонатних пісковики становитиме 12,8 %. Розподіл частот значень карбонатності на значних глибинах відрізняється від розподілу частот загалом тим, що на значних глибинах не зафіксовано зразків із карбонатністю понад 25 %.

Врахуємо зауваження (Терещенко, 2008), що у поліміктових пісковиках відбуватимуться не стільки реакції розчинення карбонатного цементу, скільки реакції розкладання польових шпатів та інших алюмосилікатів з утворенням нових порцій глинистого і кварцового цементу. Полі- та мезоміктові пісковики трапляються в нижньому карбоні Скворцовського, Чкалівського, Борисівського, Борового, Євгенівського родовищ. Але, за даними (Ткачук и др., 1981) і згідно з нашими спостереженнями, по-

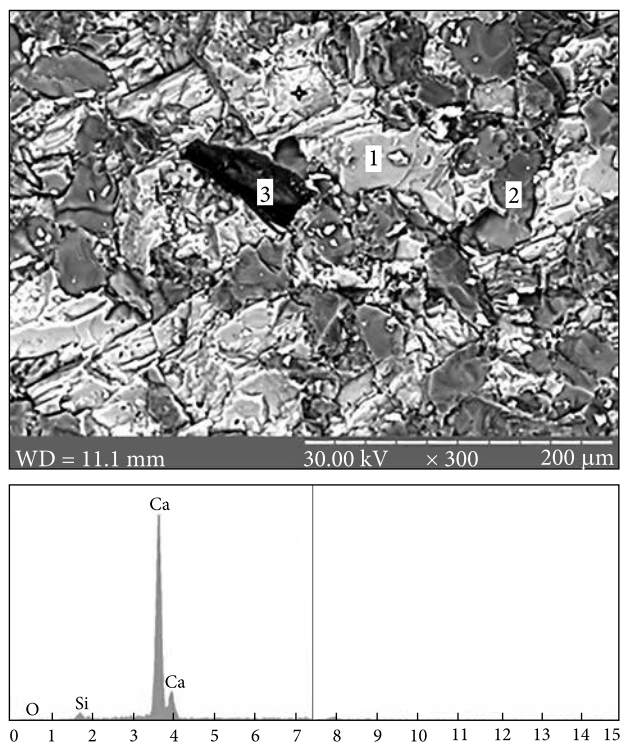


Рис. 9. Березовське родовище, св. 150, гор. В-25-26, 5936–5938,4 м: 1 — кальцит; 2 — кварц; 3 — вуглиста речовина. Хрест — точка зонда. РЕМ-106. Фото Я. Лукіна

Fig. 9. Berezovskoe Deposit, 150 sq., Gor. V-25-26, 5936–5938,4 m: 1 — calcite; 2 — quartz; 3 — carbonaceous substance. Cross — point of the probe. RAM-106. Photo by Ya. Lukin

ліміктові пісковики для нижнього карбону північного борту і північної прибортової зони (імовірно, за винятком нижньої частини турне) загалом не характерні. За нашими даними, зустрінутість полі- і мезоміктових пісковики у названих відкладах складає до 20 % випадків. Якщо зменшити на ці 20 % середній вміст карбонатних пісковики, то можна отримати дещо більше 10 % пісковики, що мають деяку схильність до утворення вторинної пористості за указаним механізмом. При цьому практично половина з них буде вмщувати кальцитові цементи, а половина — доломітові чи сидеритові.

Розглядаючи розподіл карбонатності зразків за основними стратиграфічними підрозділами (табл. 7, рис. 7), можна відмітити доволі різке зниження карбонатності нижче авілівської світи верхнього карбону. З точки зору можливості утворення вторинної пористості по карбонату найважливішими є глибокі горизонти,

звичайно представлені нижнім карбоном. Для нижнього карбону борту і прибортової зони ДДЗ кількість карбонатних зразків становить (у середньому для C_{1s} та C_{1v}) лише 19,9 %, тобто лише п'ята частина піщаних зразків тією чи іншою мірою припускає утворення вторинної пористості за цим механізмом. Характер розподілу частот значень карбонатності за масивом зразків нижнього карбону практично не відрізняється від розподілу загалом.

Висновки

Для всього масиву зразків, відібраних на різних глибинах з різновікових відкладів, вміст карбонатних різновидів складає близько третини (33—34 %). При цьому частота зустрітості значень карбонатності гіперболічно спадає зі зростанням цих значень. У складі карбонатних фаз цементів стійко переважає кальцит.

З глибиною, після деякого максимуму, відбувається доволі різке падіння вмісту карбонатів у пісковиках та змінюється характер розподілу за рахунок поступового зникнення порід з карбонатністю понад 25 %. Тобто з глибиною зменшуються і частота зустрітості карбонатних цементів, і відносний вміст карбонату в цементах, і відносний вміст кальциту у карбонатній фазі.

Майже таку картину спостерігаємо і для різних стратиграфічних комплексів: зі зростанням віку порід вміст карбонатів у цементах пісковиків зменшується з мінімумом у відкладах серпуховського ярусу, впритул до девону, де він знову дещо збільшується. Характер розподілу частотності значень при цьому є практично незмінним, а співвідношення різних карбо-

натів у цементах змінюється без помітної закономірності.

Максимально цікавими з точки зору утворення вторинної пористості є відклади значних глибин і стратиграфічно низьких горизонтів. Тут вміст карбонатних пісковиків становить близько 13 % (за винятком мезо- і поліміктових — трохи більше за 10 %), при цьому майже половина має суттєво кальцитовий склад, а інша половина — доломітовий і сидеритовий. Виключивши мезо- і поліміктові різновиди, ми отримуємо ті самі 10 % олігоміктових і мономінеральних кварцових пісковиків, які, згідно з О.Ю. Лукіним, слугують субстратом утворення вторинного метасоматичного колектора.

Чи пов'язано це все з первинними умовами карбонатонакопичення чи з катагенетичним перерозподілом карбонатів, поки що незрозуміло. Якщо це вихідні нерівні умови, то як з цим можна пов'язати потужні товщі карбонатів башкирського і візейського ярусів («башкирська плита», «візейська плита»), які асоціюють з мінімальною зустрітостію пісковиків з карбонатним цементом. Якщо це катагенетичний перерозподіл, то він не призводить до утворення катагенетичного флюїдоупору, адже на глибині максимального вмісту карбонатів ми фіксуємо найвищі колекторські властивості. У будь-якому випадку виконане дослідження свідчить, що вміст карбонату у цементах пісковиків досить значний, щоб його переміщення могло спричинити утворення вторинної пористості у промислово значущих масштабах, що, у свою чергу, обумовлює гарні перспективи пошуків покладів вуглеводнів на великих глибинах.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- Бенько В.М., Маєвський Б.Й., Лагутін А.А., Хомин В.Р. Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 208 с.
- Зарицький А.П., Зиненко І.І., Тердовидов А.С., Лизанец А.В. Взаимосвязь вертикальной гидрогеологической зональности Днепровско-Донецкой впадины с зональностями основных элементов осадочного чехла. *Геол. журн.* 2005. № 3 (313). С. 83—89.
- Зарицький А.П., Зиненко І.І., Лизанец А.В. Соотношение основной и глубинной зон нефтегазонакопления Днепровско-Донецкой впадины. *Геол. журн.* 2007. № 1 (318). С. 27—31.
- Зарицький О.П. Нафтогазоносність глибинних зон розущільнення порід Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтова і газова пром-сть.* 2009. № 2. С. 12—13.
- Зиненко І.І., Зарицький А.П. Глубинные зоны газонакопления Днепровско-Донецкой впадины. *Нефтяная и газовая промышленность.* 1992. № 1. С. 12—15.

- Коробов А.Д., Коробова Л.А., Колотухин А.Т., Мухин В.М., Елисеєва Л.В. Рифтогенно-осадочний комплекс платформ як породження гидротермально-метасоматических процесів в породах перехідного комплексу і осадочного чехла. *Уч. зап. Казан. ун-та*. 2011. Т. 153, кн. 4. С. 183—198.
- Коробов А.Д., Коробова Л.А. Пульсуючий стрес як відображення тектоногидротермальної активізації і його роль в формуванні продуктивних колекторів чехла (на прикладі Західної Сибіри). *Геологія, геофізика і розробка нафтяних і газових местороджень*. 2011. № 6. С. 4—12.
- Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение — ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа. *Геол. журн.* 2002. № 4 (302). С. 15—32.
- Лукин А.Е., Шукин Н.В., Лукина О.И., Пригарина Т.М. Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33, № 1. С. 3—27.
- Макогон В.В. Літологія і палеогеографія візейських відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (у зв'язку з нафтогазоносністю): дис. канд. геол. наук. Київ, 2007. 150 с.
- Минский Н.А. Закономерности формирования поясов оптимальных коллекторов. Москва: Недра, 1979. 398 с.
- Минский Н.А. Литофизическая зональность осадочного чехла платформ и её влияние на распределение месторождений нефти, газа и гидротермальных руд. Москва: ГЕОС, 2007. 150 с.
- Терещенко В.А. Гидрогеологические условия газоносности Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах. *Вісн. Харків. нац. ун-ту імені В.Н. Каразіна*. 2008. № 824. С. 27—36.
- Терещенко В.А. Закономерности традиционного и нетрадиционного газонакопления в аспекте гидрогеологической и катагенетической зональности (на примере Днепровско-Донецкой впадины). *Вісн. Харків. нац. ун-ту імені В.Н. Каразіна*. 2013 № 39. С. 119—125.
- Ткачук Л.Г., Литовченко Е.И., Коваленко Д.Н. Обломочные породы Украины. Киев: Наук. думка, 1981. 352 с.
- Япаскурт О.В. Пороодообразование в стратисфере (Опыт стадияльно-генетических исследований). *Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология*. 2011. № 5. С. 3—14.

Надійшла до редакції 14.05.2020

Прийнята 24.07.2020

REFERENCES

- Benko V.M., Mayevskij B.J., Lagutin A.A., Homin V.R., 2013. Features of the geological structure and the prospects for oil and gas content of the deep horizons of the Dnieper-Donetsk Depression. Ivano-Frankivsk: IFNTUNG (in Ukrainian).
- Korobov A.D., Korobova L.A., Kolotuhin A.T., Mulin V.M., Eliseeva L.V., 2011. Rift-sedimentary complex of platforms as a product of hydrothermal-metasomatic processes in the rocks of the transitional complex and sedimentary cover. *Uchyonye zapiski Kazanskogo universiteta*, vol. 153, book 4, pp. 183-198 (in Russian).
- Korobov A.D., Korobova L.A., 2011. Pulsating stress as a reflection of tectonohydrothermal activation and its role in the formation of productive reservoirs of the cover (Case study of Western Siberia). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, № 6, pp. 4-12 (in Russian).
- Lukin A.E., 2002. Hypogenous-allogenic decompaction is a leading factor in the formation of secondary oil and gas reservoirs. *Geolohichnyj zhurnal*, № 4, pp. 15-32 (in Russian).
- Lukin A.E., Shukin N.V., Lukina O.I., Prigarina T.M., 2011. Oil and gas reservoirs of deep-lying Lower Carboniferous complexes of the central part of the Dnieper-Donetsk Depression. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 33, № 1, pp. 3-27 (in Russian).
- Makogon V.V., 2007. Lithology and paleogeography of Visean deposits in the central part of the Dnieper-Donetsk Depression (due to oil and gas content). (Unpublished candidate thesis). Kyiv, Ukraine (in Ukrainian).
- Minskij N.A., 1979. Regularities of formation of belts of optimal reservoirs. Moscow: Nedra (in Russian).
- Minskij N.A., 2007. Lithophysical zoning of the sedimentary cover of platforms and its influence on the distribution of oil, gas and hydrothermal ore deposits. Moscow: GEOS (in Russian).
- Tereshenko V.A., 2008. Hydrogeological conditions of gas content of the Dnieper-Donetsk Depression at great depths. *Visnik Harkivskoho Natsionalnoho Universitetu imeni V.N. Karazina*, № 824, pp. 27-36 (in Russian).
- Tereshenko V.A., 2013. Regularities of traditional and non-traditional gas accumulation in the aspect of hydrogeological and catagenetic zoning (on the example of the Dnieper-Donetsk Depression). *Visnik Harkivskoho Natsionalnoho Universitetu imeni V.N. Karazina*, № 39, pp. 119-125 (in Russian).
- Tkachuk L.G., Litovchenko E.I., Kovalenko D.N., 1981. Clastic rocks of Ukraine. Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
- Yapaskurt O.V., 2011. Breed formation in the stratisphere (Experience of stage-genetic studies). *Vestnik Moskovskogo universiteta*. Ser. 4. Geologiya, № 5, pp. 3-14 (in Russian).
- Zarickij O.P., 2009. Oil and gas content of clayey zones is developed from Dnieper-Donetsk Depressions. *Naftova i gazova promislovist*, № 2, pp. 12-13 (in Ukranisan).

- Zarickij A.P., Zinenko I.I., Lizanec A.V., 2007. The ratio of the main and deep zones of oil and gas accumulation in the Dnieper-Donetsk Depression. *Geolohichnyj zhurnal*, № 1 (318), pp. 27-31 (in Russian).
- Zarickij A.P., Zinenko I.I., Terdovidov A.S., Lizanec A.V., 2005. The relationship of the vertical hydrogeological zoning of the Dnieper-Donetsk Depression with the zoning of the main elements of the sedimentary cover. *Geolohichnyj zhurnal*, № 3 (313), pp. 83-89 (in Russian).
- Zineko I.I., Zarickij A.P., 1992. Deep zones of Dnieper-Donetsk Depression gas accumulation. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*, № 1, pp. 12-15 (in Russian).

Received 14.05.2020

Accepted 24.07.2020

S.F. Poverennyi, A.Y. Lurie

Ukrainian Research Institute of Natural Gas, Kharkiv, Ukraine,

E-mail: sergei-poverennyi@ukr.net

DISTRIBUTION OF CARBONATE CEMENTS IN THE SANDSTONES OF THE SOUTHEAST OF THE DNIEPER-DONETSK DEPRESSION IN THE ASPECT OF FORMING SECONDARY POROSITY IN THEM AT HIGH DEPTHS

The main problem when searching for oil and gas at great depths is the lack of an economic reservoir. Since great depths correspond to high degrees of catagenetic transformations, the primary porosity of most rocks is reduced and all hopes are associated either with the relict primary porosity, the value of which progressively decreases with depth, or with secondary porosity. There are different views on the formation of secondary porosity in sandstones - the main reservoirs of the Dnieper-Donetsk Depression (DDD). Some of these views are briefly discussed in this paper. In all cases, carbonate cement plays an important role as its dissolution under the influence of various factors forms secondary porosity. The question arises as to how often sandstones with carbonate cement are found among the differences with a different cementing material, at what depths, in the sediments of what ages, are there many sandstones in which the formation of secondary porosity is possible by one or another mechanism. The aim of this work is to quantitatively assess the prevalence of carbonate sandstones among the sandy rocks of the southeastern part of the DDD, clarify the distribution of carbonate sandstones in depth and over the main stratigraphic horizons, and preliminary estimate the content of various carbonates in the cement of sandstones according to field and standard laboratory studies of core material. In the course of the work, data from more than 10 thousand samples were used, taken at various fields of the northern side and the northern near-zone zone of the southeastern part of the Far East region, approximately from the Belskoye field in the north-west to Kruzhilovskoye in the southeast inclusive. The sampling depth intervals for the samples used vary from 1 to 6 km, the age of the sediments they characterize is from Triassic to Devonian. The results obtained show that the content of carbonate in sandstone cement at great depths is high enough for its movement to cause the formation of secondary porosity on an industrially significant scale, which, in turn, provides good prospects for prospecting hydrocarbon deposits at great depths.

Keywords: secondary porosity; secondary collector; metasomatic collector; catagenetic fluid resistance; densification zones; level of resistance of calcite; carbonate rocks; distribution of carbonate depth; distribution of carbonate content by stratigraphic complexes.