

УДК 552.51:551.735.1:553.98(477.5)

**Олена Володимирівна Тунік,**

аспірантка, кафедра геології нафти і газу,

ННІ «Інститут геології», Київський національний університет імені Тараса Шевченка,

вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна,

e-mail: [alyonatanunik1@gmail.com](mailto:alyonatanunik1@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0002-6088-7331>;

**Віктор Володимирович Огар,**

д. геол. н., професор, кафедра геології нафти і газу,

ННІ «Інститут геології», Київський національний університет імені Тараса Шевченка,

e-mail: [ogar\\_victor@ukr.net](mailto:ogar_victor@ukr.net), <https://orcid.org/0000-0002-7566-3648>

## ВТОРИННІ ПЕРЕТВОРЕННЯ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД НИЖНЬОГО КАРБОНУ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ (НА ПРИКЛАДІ ДЕЯКИХ РАЙОНІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)

Вивчено візейські та серпуховські пісковики, розкриті глибокими свердловинами у межах Солохівсько-Диканського та Березівсько-Котелевського валів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Мікроскопічні дослідження показали широкий розвиток стадіальних та накладених епігенетичних змін теригенних порід. Залучення лабораторних значень пористості і проникності дозволило якісно оцінити основні тенденції впливу вторинних процесів на фільтраційно-ємнісні властивості порід. Показано, що розвиток вторинної мікротріщинуватості та каолінітизації підвищує значення пористості та проникності. Розчинення та регенерація кварцу супроводжуються локальним перерозподілом кремнезему і призводять до різкої диференціації колекторських властивостей теригенних порід в одних і тих же горизонтах. Процеси сидеритизації сприяють розвитку вторинних колекторів на великих глибинах, а карбонатизація, навпаки, призводить до зменшення їх порового простору. Присутність бітуміноїдів і вторинних кристалів піриту може свідчити про наявність та міграцію вуглеводневих флюїдів. Зіставлення результатів досліджень з термобаричними даними, отриманими як за безпосередніми вимірами тиску і температури у свердловинах, так і розрахованими теоретично на прикладі Більського газоконденсатного родовища показало, що формування катагенетичного флюїдоприву в інтервалі, обмеженому ізотермами 110 та 120° С, обумовлене процесами розчинення кварцу та інтенсивною кальцитизацією теригенних порід. Водночас, вториннопоріві колектори, що розміщуються під катагенетичним флюїдопривом поширені локально та обумовлені мікротріщинуватістю, сидеритизацією та каолінітизацією. Особливі вториннопоріві піщані колектори Березівського газоконденсатного родовища, що розміщуються в зоні, обмеженій ізотермами 110 та 120° С, виникли в умовах кислого середовища, яке спричинило розчинення кальцитового цементу та інтенсивну каолінітизацію пісковиків. Такі сприятливі для формування вторинної пористості умови на цьому родовищі могли скластись внаслідок імовірної інверсії тектонічних рухів, що призвело до інтенсивного розвитку регресивного катагенезу.

**Ключові слова:** Дніпровсько-Донецька западина, нижній карбон, пісковики і алевроліти, великі глибини, постседиментаційні зміни, вторинний колектор, вторинна покривка

**Е. В. Тунік, В. В. Огарь. ВТОРИЧНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НИЖНЕГО КАРБОНА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ (НА ПРИМЕРЕ НЕКОТОРЫХ РАЙОНОВ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ).** Изучены визейские и серпуховские песчаники, раскрытые глубокими скважинами в пределах Солоховско-Диканьского и Березовско-Котелевского валов центральной части Днепровско-Донецкой впадины. Микроскопические исследования показали широкое развитие стадіальных и накладенных эпігенетических изменений терригенных пород. Привлечение к анализу лабораторных значений пористости и проницаемости позволило определить основные тенденции влияния вторичных процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород. Показано, что развитие вторичной микротрещиноватости и каолинитизации повышает значение пористости и проницаемости. Растворения и регенерация кварца сопровождаются локальным перераспределением кремнезема и приводят к резкой дифференциации колекторских свойств терригенных пород в одних и тех же горизонтах. Процессы сидеритизации способствуют развитию вторичных колекторов на больших глубинах, а карбонатизация, наоборот, приводит к уменьшению их порового пространства. Присутствие битуминоидов и вторичных кристаллов пирита могут свидетельствовать о наличии и миграции углеводородных флюидов. Сопоставление полученных результатов с термобарическими данными, полученными как непосредственными измерениями в скважинах, так и рассчитанными теоретически на примере Бельского газоконденсатного месторождения показало, что формирование катагенетического флюидоупора в интервале, ограниченном изотермами 110 и 120° С, обусловлено процессами растворения кварца и интенсивной кальцитизацией терригенных пород. В то же время, вторичнопоровые колекторы, локализуемые под катагенетическим флюидоупором, распространены локально и обусловлены микротрещиноватостью, сидеритизацией и каолинитизацией. Необычные вторичнопоровые колекторы Березовского газоконденсатного месторождения, размещающиеся в зоне, ограниченной изотермами 110 и 120° С, возникли в условиях кислой среды, которая обусловила растворение кальцитового цемента и интенсивную каолинитизацию песчаников. Такие способствующие формированию вторичной пористости условия на этом месторождении могли сложиться вследствие предполагаемой инверсии тектонических движений, что вызвало интенсивное развитие регресивного катагенеза.

**Ключевые слова:** Днепровско-Донецкая впадина, нижний карбон, песчаники и алевролиты, большие глубины, постседиментационные изменения, вторичный колектор, вторичная покривка.

**Постановка проблеми.** Первинні фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) теригенних колекторів у приповерхневих умовах обумовлені перш за все обстановками седиментації та пода-

льшими діагенетичними перетвореннями. На великих глибинах зростає роль вториннопоріві колекторів, які виникають внаслідок стадіальних (стадіальний епігенез) та накладених (накладе-

ний епігенез) процесів. Межа між ними є достатньо умовною, оскільки обидва процеси є багатфакторними, часто взаємообумовленими. Ймовірно, що саме з труднощами, які виникають при ідентифікації цих процесів, пов'язано те, що у англомовній літературі таке розділення не практикується. Для постседиментаційних змін порід застосовується термін діагенез (diagenesis), який поділяють на дві стадії еогенез або ранній діагенез (eogenesis, early diagenesis) та мезогенез або діагенез занурення (mezogenesis, burial diagenesis) [23].

Перетворення осадових порід в результаті стадіального епігенезу при зануренні осадових товщ обґрунтовано теоретично та експериментально [3, 6, 16]. Так, на прикладі узагальнення даних по Донбасу [1] показано, що пористість порід зменшується на стадії діагенезу у 1,5–2,0 рази (з 40–60 до 20–30%), на стадії раннього катагенезу у 1,5–2,0 (з 20–30 до 10–15%), на середній стадії також у 1,5–2,0 рази (з 10–15 до 5–7%) і на стадії пізнього катагенезу ще у 1,5–2,0 рази (з 5–7 до 2–3%). В межах окремих площ Дніпровсько-Донецької западини за даними цього ж автора на глибинах більше 3 км пористість не перевищує 5–6%, тобто породи фактично втрачають пористість і проникність, перетворюючись у неколектори.

Близькі оцінки наводить В.О. Терещенко [17, с. 28] для Глинсько-Розбишівського і Солохівсько-Диканського валів, де на глибинах 5,3–6,0 км пористість більшості піщано-алевролітових порід знижується до 3–5% і менше, а проникність до  $1-15 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  і менше.

Разом з тим, ряд даних, отриманих для різних ділянок осової та приосових частин ДДЗ, свідчить про те, що і на великих глибинах можуть формуватись вториннопорові високопроникні колектори, що виявлені, зокрема у кам'яновугільних відкладах ряду родовищ (Перевозівське, Березівське та ін.) [17]. Більше того, після відкриття глибокзанурених (понад 6 км) покладів вуглеводнів (ВВ) на Семиріньківському газоконденсатному родовищі вивчення нафтогазоносності великих глибин розглядається як один з найперспективніших напрямів геологорозвідувальних робіт в ДДЗ [6, 9]. Поява вториннопорових колекторів на таких глибинах пояснюється переважно впливом накладених глибинних (гіпогенних) процесів, які призводять до формування зон розущільнення та мікротріщинуватості, розвитку вторинних пористості та проникності внаслідок змін структури і мінерального складу порід (аллотигенна мінералізація).

Прогнозування вториннопорових колекторів, що виникли в результаті накладеного епігенезу, пов'язане зі значними труднощами. Це

обумовлено тим, що формування таких накладених перетворень є багатфакторним процесом, окремі стадії якого часто роз'єднані в часі. Цей процес залежить як від первинних особливостей породи, так і від складу підземних розчинів, наявності в них вуглеводнів, фізико-хімічних умов середовища та динаміки їх змін, тобто фактично від історії розвитку осадового басейну в цілому і його окремих частин зокрема. Комбінації цих та інших факторів відрізняються не тільки для різних басейнів, але й для ділянок одного і того ж басейну, і навіть для сусідніх родовищ. Вказане обумовлює необхідність вивчення накладених процесів у межах кожного об'єкту досліджень, що особливо актуально, якщо враховувати нерівномірну охарактеризованість керном розрізів свердловин.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Вплив вторинних перетворень на ФЄВ порід карбону ДДЗ вивчається тривалий час. Важливими стали роботи О.Ю. Лукіна [4; 5]. Вторинні перетворення теригенних порід карбону на великих глибинах для різних зон ДДЗ описані також О.Ю. Лукіним зі співавторами [6, 9], В.А. Барановим [1], В.П. Стрижаком [15], В.В. Макогоном [7]. Найґрунтовніші результати вивчення глибинних процесів в ДДЗ, що впливають на зміну ФЄВ порід та розподіл покладів вуглеводнів, отримані харківськими геологами. Так, Заріцький О.П. і Заріцький П.В. [3] в ДДЗ виділяють *основну зону* нафтогазонакопичення, яка розміщена під нижньопермською соленосною регіональною покришкою, та *глибинну зону* газонакопичення, що локалізована нижче раніше вперше виділеного В.О. Терещенком у 1997 р. [16] вторинного катагенетичного флюїдотриву (КФТ). Розвиваючи концепцію В.О. Терещенка, Заріцький О.П. та інші дослідники розглядають КФТ як вторинну покришку, яка обмежена ізотермами 110 до 120°C і сформована внаслідок цементації порід на геохімічному бар'єрі з нижньою межею, що збігається з градаціями катагенезу МК<sub>2</sub> і МК<sub>3</sub>. Ця вторинна покришка екранує поклади ВВ, що розміщені у порово-тріщинних і тріщинних колекторах та локальних зонах вторинного розущільнення. Формування вториннопорових колекторів під КФТ автори пояснюють тектонічними процесами, хімічним впливом агресивних відроджених у процесах катагенезу вод та вертикальною міграцією флюїдів, що на межі з КФТ може приводити до виникнення аномально високих пластових тисків (АВПТ).

Проте дослідження В.О. Терещенка [17–19] демонструють більш складну картину розміщення КФТ, а також розподілу вториннопорових резервуарів у глибинних зонах та формування АВПТ. Зокрема, В.О. Терещенко на великих

глибинах сходу ДДЗ виділяє нижній гідрогеологічний поверх, у верхній частині якого розміщується основна зона промислової газонасності, а сучасні пластові температури коливаються в межах 110-120°C, зрідка досягаючи 140°C [17, с. 28]. Водночас, у нижній частині цього гідрогеологічного поверху розміщується потужний (300-800 м) вторинний флюїдотрив, що складений переважно глинистими та ущільненими піщано-алевритивними породами і залягає у температурних умовах, які часто значно відрізняються від інтервалу, обмеженого ізотермами - 110-120°C. За даними В.О. Терещенка на окраїнах Донбасу КФТ формується в температурному інтервалі 90-110°C, а в депресійних зонах східної частини ДДЗ він виникає при температурах від 140-160°C. Глибини залягання покрівлі КФТ про цьому змінюються від 5,1-5,8 км до 3,2-4,0 км, а підшви від 6,2-6,5 до 3,6-4,2 км [17, с. 30; 18, с. 110]

Отже, В.О. Терещенко вважає, що глибина залягання КФТ визначається як пластовими температурами, так і літолого-фаціальними особливостями порід.

Незважаючи на зазначені розбіжності, обидві групи харківських дослідників погоджуються з тим, що нижче КФТ внаслідок інтенсивних фазових перетворень значення колекторських властивостей зростають за рахунок формування вторинної пористості та тріщинуватості. Важлива роль при цьому відводиться циркуляції відроджених внаслідок перетворення монтморилоніту в гідрослоду глибинних вод, а також таких агресивних компонентів як вуглекислий газ, сірководень, що генеруються органічною речовиною на великих глибинах.

Результати досліджень вторинних змін кам'яновугільних порід в межах території досліджень викладені в публікаціях С. Ф. Поверенного зі співавторами [12, 13]. В продуктивних горизонтах В-25-25 та С-5 Березівського родовища вони виділяли особливий тип пісковиків, що здатний зберігати первинну пористість на значних глибинах, пов'язуючи його генезис з особливими фаціальними умовами формування. Значимо, що цей висновок не підтверджується нашими дослідженнями. До того ж, раніше було показано, що провідну роль у формуванні порового простору на великих глибинах відіграє не первинний фаціальний склад порід, а гіпогенно-алогенетичні процеси (інтенсивне вилуговування і метасоматоз), що відбуваються внаслідок циркуляції глибинних флюїдів і обумовлюють виникнення вторинних пор, мікротріщин та мікрокаверн [6].

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** Отже, на сьогодні трактовка природи і розподіл порового простору і тих

процесів, які відбуваються на великих глибинах неоднозначна. Одні автори вважають найбільш важливим первинний фаціальний склад порід, інші віддають перевагу вторинним накладеним процесам, що сприяють формуванню вторинної пористості або схиляються до висновку щодо сприятливих комбінацій первиннофаціальних і вторинних накладених процесів. У визначенні умов формування вторинних катагенетичних покришок також існують суттєві розбіжності. Частина дослідників обмежують зону КФТ ізотермами 110-120°C. Водночас, інші - наводять докази більшої мінливості температурних умов і глибин формування КФТ в різних частинах ДДЗ. При цьому, вважається, що КФТ утворюється внаслідок надходження з глибинних зон великої кількості карбонатної речовини, що призводить до катагенетичної цементації, суттєвого зменшення порового простору і формування вторинних покришок. Разом з тим, наявні лише фрагментарні дані щодо мінерального складу зон КФТ і суміжних товщ, які, на нашу думку, вивчені недостатньо. Концепція КФТ передбачає, що ці вторинні утворення сучасні, відносно недовговічні в геологічній історії. Порооди, що залягають глибше КФТ на різних етапах вже пройшли стадію катагенетичної цементації і перебувають у зонах інтенсивних фазових перетворень. Характер цих перетворень в літературі окреслений лише у загальних рисах. Опубліковано дані щодо вторинних перетворень, зафіксовані для різних частин ДДЗ (але не для території досліджень), серед яких карбонатизація [13, 17], каолінізація [6, 7, 15], розчинення та регенерація кварцу [13], мікротріщинуватість і мікрокавернозність [3, 6, 10].

**Формулювання мети статті.** Метою статті є визначення вторинних змін теригенних відкладів візейського і серпуховського віку Центральної частини ДДЗ в зонах КФТ, а також у товщах, що їх перекривають і залягають під ними, та оцінка впливу цих змін на ФЄВ алевро-піщаних порід. Об'єкт дослідження – візейські та серпуховські алевро-піщані породи в зонах КФТ та суміжних товщах Центральної частини ДДЗ. Предмет досліджень – вторинні перетворення алевро-піщаних порід та їх вплив на ФЄВ.

**Виклад основного матеріалу дослідження.** Район робіт розміщується в межах Солохівсько-Диканського та Березівсько-Котелевського валів і Коломацького підняття, де відкрито ряд газоконденсатних родовищ. Досліджено kern з 13 глибоких свердловин, пробурених в межах Березівського, Більського, Солохівського, Західно-Солохівського, Коломацького, Котелевського та Степового родовищ (рис. 1). Із зразків керну виготовлено та досліджено під поляризаційним

мікроскопом 43 прозорих петрографічних шліфа (табл. 1). Застосована методика досліджень вторинних перетворень осадових гірських порід під мікроскопом, розроблена та узагальнена М.В. Логвиненком, Е.І.Сергєєвою, О.В. Япаскуртом [20], В.О. Хмелевським та ін.

Для визначення відносно однорідних інтервалів, складених теригенними породами, а також прив'язки кернового матеріалу та кореляції розрізів свердловин застосовано дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та виміри пласто-

вих температур. Розчленування розрізів вивчених свердловин на продуктивні горизонти (ПГ) та значення ФЄВ за даними лабораторних досліджень наведено за даними УкрНДІГазу, м. Харків (рис. 2, табл. 1). Наведені дані свідчать про те, що керном достатньо повно охарактеризована продуктивна товща візейського (ПГ В-15-26) та тільки верхня частина серпуховського (ПГ С-4-5) ярусів. Глибини відбору керну коливаються в межах від 3369 м (Солохівська площа) до

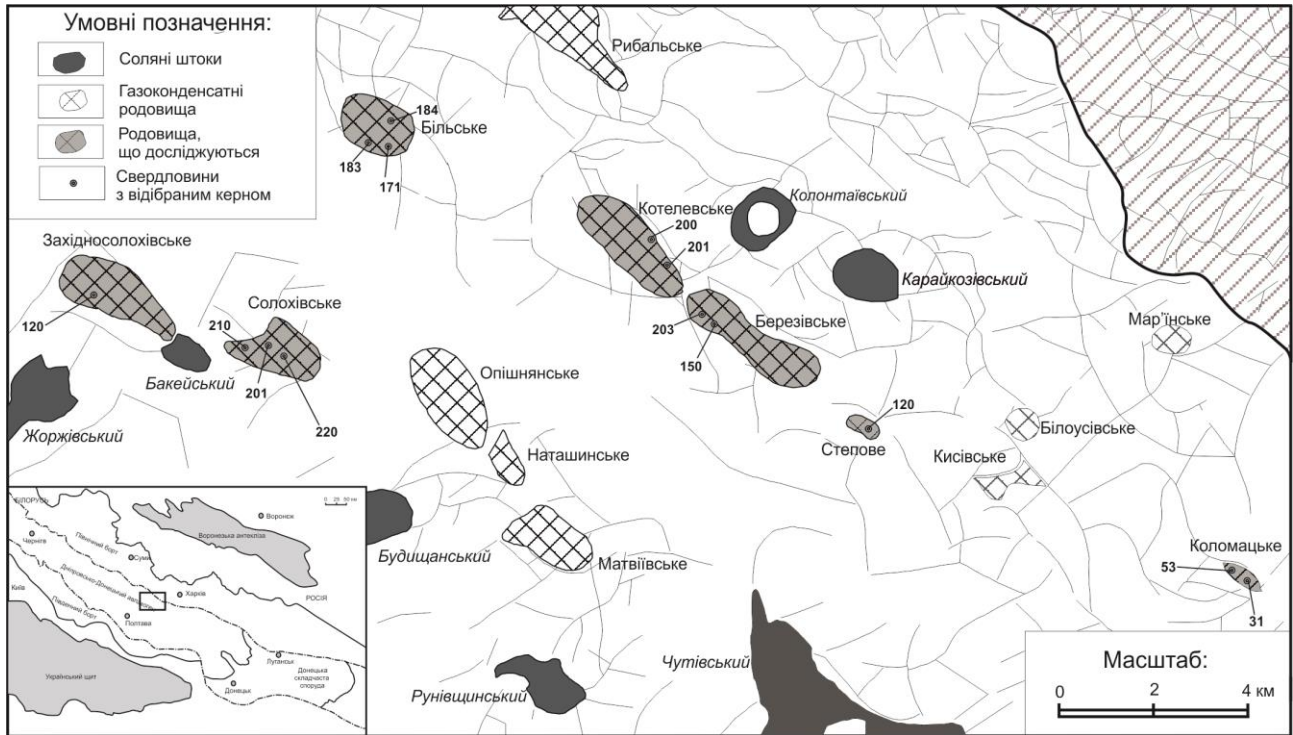


Рис. 1. Оглядова карта району досліджень

Котелівсько-Березівський вал (Більське, Котелівське, Березівське, Степове, Коломацьке родовища)		Солохівсько-Диканський вал (Західносолохівське, Солохівське родовища)	
Свердловина	Продуктивний горизонт	Свердловина	Продуктивний горизонт
Коломацька 31	С-4	В-15а	Солохівська 201
Березівська 203 Коломацька 53	С-5	В-16/ В-16а	Солохівська 210 Західно-солохівська 120
Більська 184, 171 Степова 120	В-15/ В-156	В-17/ В176	Солохівська 201
Котелівська 200 Більська 171	В-16/ В-16н	В-22в	Західно-солохівська 120
Котелівська 200	В-17	В-24	Солохівська 220
Більська 184	В-19-23		
Більська 184	В-21-23		
Котелівська 200, 201	В-24		
Котелівська 200 Березівська 150	В-25-26		

Рис. 2. Схема зіставлення ПГ, розкритих свердловинами з відібраним та вивченим керном

Загальна характеристика досліджених зразків (значення пористості і проникності та прив'язка до продуктивних горизонтів - за даними УкрНДІГаз, м. Харків)

Свердловина	Глибина відбору, м	Проникність, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	Пористість, %	ПГ	№ шліфа	Типові вторинні зміни
Березівська 150	5912,1	4,83	12,27	В-25-26	49019	Рчн, Клн, Клц
Березівська 203	4750	173,14	14,30	С-5	45064	Триц, Сдр, Клн
Там же	4752	7,96	10,86	С-5	45069	Сдр, Клн, Рчн
Там же	4753,6	54,02	11,27	С-5	45074	Клн, Сдр
Там же	4734,1	46,26	11,29	С-5	45598	Рчн, Ргн
Там же	4734,6	73,46	12,17	С-5	45600	Клн, Сл, Рчн
Там же	4735,1	14,91	10,12	С-5	45602	Рчн, Клц
Там же	4736,5	6,72	9,36	С-5	45606	Рчн, Триц, Клн,
Там же	4737,3	25,24	9,93	С-5	45613	Триц, Рчн, Клн
Там же	4739,4	150,64	11,79	С-5	45620	Триц, Клн, Рчн
Більська 171	4176,7	0,27	0,93	В-156	29883	Клц, Клн, Рчн
Там же	4224	0,21	5,63	В -16н	30049	Рчн, Бтн
Там же	4225,3	127,42	9,56	В -16н	30054	Рчн, Клн, Клц
Більська 183	4016,3	0,04	4,01	В-15	41775	Рчн, Клц
Там же	4066,5	0,01	2,03	В-15	41779	Клц, Сл, Сдр
Там же	4077,7	16,83	9,21	В-15	41789*	Триц, Рчн, Клц
Там же	4079,8	0,03 тр.	2,33	В-15	41793	Клц, Рчн
Більська 184	4520,2	1,53 тр.	7,02	В-19-23	36066	Клц, Триц, Сдр, Сл
Там же	4521,5	8,15 тр.	9,25	В-19-23	36070	Рчн, Триц
Там же	4528,1		1,54	В-21-23	36196*	Ргн, Стил, Клн, Сл
Там же	4610,9	1,61	9,74	В-21-23	36199	Рчн, Клц
Західно-солохівська 120	4338,2	0,03	2,71	В-16а	44039	Клц, Рчн, Сл, Клн, Сдр
Там же	4340,1	0,03 тр.	3,16	В-16а	44045	Сдр, Сл, Рчн, Клц
Там же	4341,7	0,01	2,57	В-16а	44048	Клц, Рчн, Сл, Сдр
Там же	4994,8	0,01	3,14	В-22в	45291	Сдр, Клц, Триц
Коломацька 31	5356	0,06	4,12	С-4	34587	Рчн, Клн, Клц, Сл
Там же	5357,1	0,05	3,61	С-4	34591*	Сл, Клц, Рчн
Коломацька 53	5529,2	0,13 тр.	4,76	С-5	40473	Рчн, Клн, Клц
Там же	5531,3	2,43	9,25	С-5	40480*	Клн, Триц, Рчн Сдр
Там же	5555,5		1,91	С-5	40486	Сл, Клц, Рчн, Сдр
Котелевська 200	5570,6	0,51	5,19	В-16	33296	Клц, Ргн, Рчн, Пі
Там же	5571,4	0,01	1,77	В-17і	33299*	Ргн, Клц
Там же	5844,1	0,54 тр.	2,98	В-23	33818*	Рчн, Клц, Триц
Там же	6067,1	0,01	0,52	В-24-26	35721*	Клц, Рчн, Пі
Котелевська 201	5828,6	0,01	2,58	В-23	43148*	Триц, Ргн, Клц, Клн
Солохівська 201	3369,5	96,65	10,85	В-15а	40803	Клц, Триц, Рчн
Там же	3812,2	0,01	3,70	В-17	40854	Сдр, Рчн
Солохівська 210	3605,4	0,01	1,74	В-16	42324	Клц, Рчн
Там же	3605,7		2,21	В-16	42325	Б.зн.з.
Там же	3751,4		1,15	В-17б	42328	Б.зн.з.
Солохівська 220	4552,5	0,43	6,34	С <sub>1</sub> В <sub>1</sub>	45332	Б.зн.з.
Степова 120	5668,6	0,01	1,37	–	48316	Сдр, Сл, Клц, Пі, Рчн
Там же	5669,2	0,01	1,22	–	48318*	Клц, Рчн, Пі, Бтн
Там же	5683	0,07	7,48	В-15	48320*	Сдр, Клн, Клц

Примітки: Скорочені позначення вторинних змін, що зафіксовані в шліфах (розміщені у послідовності, починаючи з найінтенсивніше проявлених для кожного зразка): Рчн – розчинення кварцу, Ргн – регенерація кварцу, Триц – мікротріщинуватість, Стил – мікростилітизація, Клн – каолінітизація, Клц – кальцитизація, Сдр – сидеритизація, Сл – слюди́зація, Пі – піритизація, Бтн – бітуміноїди, Б.зн.з. – без значних змін. Знак \* - відображає номери шліфів, фото яких розміщені в статті; тр. – тріщинуватість

5912 м (Березівська площа).

Вивчені зразки теригенних порід за значеннями відкритої пористості та проникності згідно з традиційною класифікацією А.А. Ханіна відносяться до III-го та нижчих класів колекторів. Деякі з них мають дуже низькі значення ФЄВ. Наведені в таблиці дані лабораторних досліджень пористості і проникності залучались для попередньої оцінки впливу зафіксованих проявів вторинних перетворень порід на їх ФЄВ. Вивчені зразки керну та шліфи зберігаються на кафедрі геології нафти і газу ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

### Результати робіт.

Серед досліджених порід переважають пісковики світло-сірі, дрібно-тонкозернисті, зрідка крупно- та середньозернисті або різнозернисті, шаруваті або неясношаруваті, мономіктового кварцового або олігоміктового кварц-польовошпатового складу. Зерна у більшості не обкатані та слабообкатані, цемент карбонатний, каоліновий, регенераційний або змішаний. Породи формувались в мілководноморських та у перехідних

дних прибережних умовах з середньою та високою гідродинамічною активністю середовища [6].

Нижче наведена характеристика найпоширеніших вторинних змін піщано-алевритових порід, виявлених авторами при мікроскопічних дослідженнях.

Трактовка умов, при яких могли відбуватися ті чи інші епігенетичні процеси запозичена з опублікованих джерел.

**Розчинення та регенерація кварцу** відбувається у лужному середовищі (рН 9 і більше) [8]. Інтенсивність цих процесів зростає із збільшенням температури. Найчастіше вони проявляються на пізньокатагенетичній стадії [21]. Процеси розчинення та регенерації кварцу генетично пов'язані і підпорядковуються відомому правилу Рікке. Регенерація кварцу у більшості випадків супроводжує процес розчинення. Як видно з фото (рис. 3А), регенераційні смужки мають мінливу товщину та відділяються від початкових уламкових зерен кварцу тонкими лініями, утвореними ймовірно глинистим матеріалом.

Корозія та розчинення зерен кварцу у дослі-

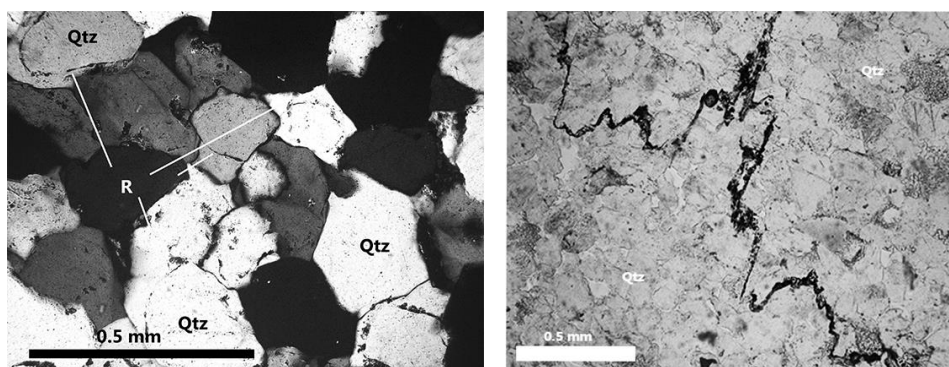


Рис. 3. Регенерація кварцу та мікростилітизація піщаних порід. А – регенерація кварцу. Видно ввігнуто-випуклі (конформні) контакти кварцових зерен та виразно проявлені межі (R) між зернами кварцу і регенераційними смужками мінливої товщини (шліф 33299, св. Котелевська 200, гл. 5571.4 м). Б – мікростилітова тріщина в пісковіку з регенераційним кварцовим цементом (шліф 36196, св. Більська 184, гл. 4528,1 м).

Тут і далі на рис. 3-7: прив'язка та ФЄВ зразків, з яких виготовлені шліфи, наведена в табл. 1; застосовано скорочення мінералів у відповідності з міжнародними рекомендаціями [22]

джених зразках виражається в спотворенні форми зерен, границі яких набувають сутурної, «роз'їденої» форми (рис. 4 А, В).

Просторово розчинення і регенерація кварцу можуть бути роз'єднаними, що пов'язано з перерозподілом кремнезему у товщі порід. Рис. 3А демонструє конформні контакти між окремими зернами та регенераційний кварцовий цемент. Ймовірно подібним перерозподілом можуть пояснюватись відмінності в пористості в породах одного і того ж продуктивного горизонту. Це можна бачити на прикладі кварцових пісковиків з ПГ С-5, що мають явні ознаки розчи-

нення та регенерації кварцу при близькому літологічному складі. Так, пористість пісковіку з св. Коломацька 53 (шліф 40473, гл. 5529,2 м) становить 4.76%, водночас, пісковік зі св. Березівська 203 (шліф 4598, гл. 4734,1 м) має пористість 11.29% (див. табл. 1).

Отже, процеси розчинення, регенерації та перевідкладення кварцу могли призводити до нерівномірного перерозподілу кремнезему в породі, суттєво збільшуючи або зменшуючи до мінімальних значень ФЄВ пісковиків та формуючи локальні ділянки розрізу як із суттєвим підвищенням, так і з дуже зниженими значеннями по-

ристості та проникності. Закономірності такого перерозподілу потребують детальнішого вивчення.

**Мікростилолітизація** виникає внаслідок розчинення мінералів під тиском. Інтенсивність розчинення зростає з підвищенням лужності середовища. Мікростилолітові тріщини характерні для ущільнених порід з інкорпораційним з'єднанням зерен кварцу та регенераційним цементом. На великих глибинах в зонах катагенезу [9] формування мікростилолітових швів обумовлюється підвищеним флюїдним тиском, тобто генетично вони пов'язуються з процесами флюїдорозриву. Така реакція породи призводить до збільшення глибинної пористості та проникності порід [20]. Однак, досліджений нами зразок з проявленою мікростилолітизацією не демонструє підвищених значень пористості (св. Більська 184, глибина 4528.1 м, шліф 36196), що можна пояснити локальним проявом цього процесу. Мікростилолітові тріщини у цьому зразку заповнені чорною бітумінозною речовиною, що ймовірно є результатом міграції вуглеводневих флюїдів (рис. 3Б).

**Каолінітизація** – гідротермально-метасоматичний процес, результатом якого є формування кристалів каолініту та діккіту. Каолінітизація відбувається тільки в різко кислому середовищі. Описано два основних варіанти виникнення таких обстановок в осадовій товщі. По-перше, кисле середовище може виникати на великих глибинах внаслідок надходження збагачених вуглекислою флюїдів і розчинення карбонатних мінералів [11, 16, 20, 21]. Ймовірно, що рух таких флюїдів міг відбуватись у проникних зонах, які виникали як завдяки тектонічним факторам, так і внаслідок флюїдорозриву. По-друге, таке середовище характерне для зон інверсійних підняття і регресивного катагенезу. В цьому випадку діоксид вуглецю утворюється внаслідок руйнування вуглеводнів, надходження великих обсягів якого у перекриваючі товщі призводять до розчинення кальциту, децементатії уламкових порід з масовим утворенням каолініту [20, с. 38].

Каолінітизація є одним з найважливіших процесів, що суттєво впливає на ФЄВ на великих глибинах. Це пов'язано з тим, що цей процес призводить до зменшення об'єму породи, внаслідок чого розвивається вторинна пористість [2, 4-5, 11, 15].

Каолінітизація польових шпатів спостерігалась у зразках зі св. Березівська 203, 150, св. Степова 120, св. Коломацька 53 (рис. 4Г, 5А), де зафіксовані підвищені значення ФЄВ (див. табл. 1). Особливо характерна вона для зразків з Березівського ГКР. Водночас, в св. Більська 184 та

Коломацька 53, де в окремих інтервалах виявлені ознаки каолінітизації, значення ФЄВ низькі, що може пояснюватись більш пізніми накладеними на каолінітизовані породи процесами карбонатизації, які призвели до скорочення порового простору. Зафіксовано також випадки каолінітизації мусковіту (шліф 45600, св. Березівська 203, гл. 4734,6 м).

**Кальцитизація**, на відміну від каолінітизації, відбувається у лужному середовищі. Саме тому кальцитизація, супроводжує процеси корозії кварцу (рис. 4 А, В). Разом з тим, це часто багатостадійний процес, який залежить перш за все від наявності в осадовій товщі діоксиду вуглецю і кислотності-лужності середовища. При дефіциті діоксиду вуглецю виникає лужне середовище, сприятливе для кальцитизації, і навпаки, при надходженні цього компонента формується кисле середовище, в якому кальцит повністю або частково розчиняється. Такі інверсії середовища в осадовій товщі могли відбуватись неодноразово, що призводило до утворення декількох генерацій кальциту. Як вже згадувалось вище, в ДДЗ надходження глибинної карбонатної речовини формує КФТ в інтервалі пластових температур (110-120° С).

Ознаки кальцитизації часто спостерігались у шліфах (рис. 4А-В, 5А), а також виявлялись при макроскопічному дослідженні керну за реакцією породи на слабкий розчин соляної кислоти. Така реакція спостерігалась зокрема при дослідженні пісковиків із ПГ В-19-23, розкритих св. Більська 184. Вторинний кальцит заповнює порожнини та відкриті тріщини (кальцитовий цемент пойкилітового типу). Наші дані підтверджують відому закономірність, яка полягає в тому, що процеси кальцитизації призводять до зменшення порового простору теригенних порід [7, 21]. В цьому легко пересвідчитись, якщо порівняти пористість зразків з одних і тих же горизонтів з проявленою кальцитизацією та без такої. Наприклад, пісковик ПГ С-5 св. Коломацька-53 (гл. 5555,5м) з проявленою кальцитизацією має пористість 1,91%, натомість, пористість пісковика з того ж самого ПГ (гл. 5531,3 м), але без проявленої кальцитизації становить 9,25%. Табл. 1 ілюструє також і інші приклади подібних співвідношень.

**Слюди́зація** – це процес метасоматичного та гідротермального заміщення мінералів слюдами або формування слюд в порожнинах та тріщинах. У досліджених пісковиках та алевролітах переважають слюди світлих відтінків (мусковіти, гідромусковіти). За походженням слюди поділяються на 2 типи: первинні та вторинні (новоутворені). Кристали первинних слюд конформні та спотворені, натомість слюди вторинного походження мають досконалу форму лусок

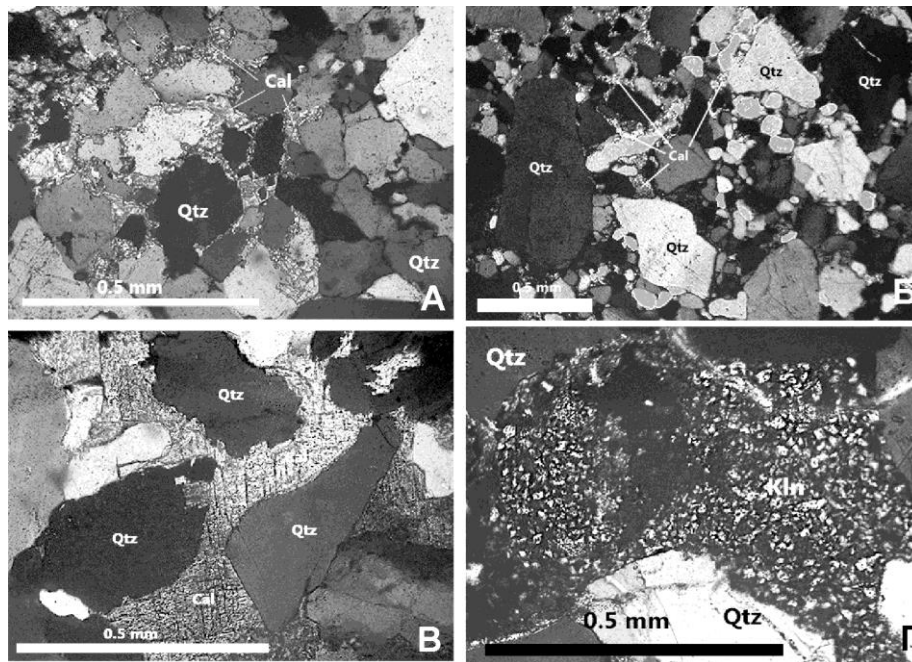


Рис. 4. Розчинення кварцу, кальцитизація, каолінізація. А – В – у дрібнозернистому пісковику (шліф 33818, св. Котелевська 200, гл. 5844,1 м) видно кородовані «роз’їдені» зерна кварцу (Qtz). Міжзерновий простір заповнений вторинним кальцитом (Cal). Б – різнозернистий пісковик з вторинним кальцитом у міжзерновому просторі (шліф 43148, св. Котелевська 201, гл. 5828,6 м). В – середньозернистий кварцовий пісковик з карбонатним цементом. Видно сліди розчинення кварцу, заповнені кальцитом, що свідчить про вторинність останнього (шліф 43148, св. Котелевська 201, гл. 5828,6 м). Г – міжзерновий простір пісковика заповнений каолінітовим агрегатом (Kln). Кутасті контури агрегату (справа вгорі) свідчать про його розвиток по зернах польового шпату (шліф 40480, св. Коломацька 53, гл. 5531,3 м)

та розташовані дисконформно відносно сусідніх зерен (рис. 5А). Останні є результатом накладених епігенетичних процесів.

Відомо, що біотит на великих глибинах втрачає стійкість, де гідратується та хлоритизується або перетворюється на мусковіт та згодом на гідромусковіт. В кислому середовищі відбувається каолінізація мусковітів, в лужному – гідролізидизація. Одночасно, велика кількість мусковіту може залишатись без змін або незначно змінюватись. Також, встановлено, що у присутності вуглеводнів катагенетичне перетворення слюдистих мінералів сповільнюється [20].

Утворення вторинного мусковіту спостерігалось у зразках зі св. Західносолохівська 120, Березівська 203, Коломацька 31,53, Більська 184, Степова 120. Найчастіше слюдизація траплялась у зразках із Західносолохівського ГКР.

Масштаби розвитку вторинної слюдизації незначні, що мабуть пов’язано з обмеженим вмістом польових шпатів у алевро-піщаних породах. Суттєвого впливу слюдизації на ФЄВ вивчених порід не зафіксовано.

**Мікротріщинуватість** пов’язана з катагенетичними перетвореннями та виникненням нерівномірних напружень в породі, що спричинює мікророзриви зерен. На великих глибинах такі

нерівномірні напруження в породі можуть виникати внаслідок інтегрованої дії тектонічних факторів (дилатансія) та процесів флюїдорозриву з формуванням матричної мікротріщинуватості [6, 9]. Мікротріщинуватість спостерігалась в шліфах 41789, св. Більська 183, гл. 4077.7 м та 45064, св. Березівська 203, 4750 м (рис. 6А). За результатами лабораторних досліджень породи з проявленою мікротріщинуватістю мають підвищені значення ФЄВ (див. табл. 1).

**Сидеритизація та піритизація** відбуваються у близьких умовах. Сидерит є одним з головних мінералів-маркерів, що свідчить про вторинні зміни в породі. Він утворюється в слабо-відновлювальній обстановці за наявності в порових розчинах окисненого заліза в кислому або нейтральному середовищі [10].

Сидеритизація спостерігалась у зразках зі св. Березівська 203, Степова 120, Коломацька 31, Більська 183 (рис. 5Б). Помічена цікава закономірність, яка полягає в тому, що зразкам з повністю сидеритизованим міжзерновим цементом властиві покращені колекторські властивості (св. Березівська 203, Степова 120). Водночас, незначний вміст сидериту, що трапляється в інтервалі глибин від 4000 до 5300 м різних родовищ, не призводить до суттєвої зміни ФЄВ порід (св. Ко-



ломацька 31, Більська 183). Також, асоціація вторинних мінералів сидерит-каолінит характерна для найбільш глибинних зон Степового та Коломацького родовищ.

Пірит представлений ідіоморфними кристалами кубічної форми. Піритові скупчення тяжіють до тріщин, заповненим бітуміною речовиною (рис. 6Б), що може вказувати на їх зв'язок з міграцією ВВ [21]. При такій міграції виникало стійке відновлювальне середовище, що сприяло утворенню ідіоморфних кристалів піриту. Підтвердженням останнього є зразки керну зі св. Степова 120. При виготовленні шліфів з цих зра-

зків відчувався бітумінозний запах та візуально спостерігались включення кристалічного піриту.

**Стадіальні перетворення.** За характером вторинних змін досліджені породи нижнього карбону перетворені наприкінці раннього (початкового) – початку пізнього (глибинного) прогресивного катагенезу. Ознаки пізньої стадії ранньокатагенетичних перетворень широко проявлені у вигляді корозії зерен кварцу та кальцитизації, що призвело до катагенетичної цементації порід та формування вторинної катагенетичної покришки.

Про пізньокатагенетичні перетворення, що

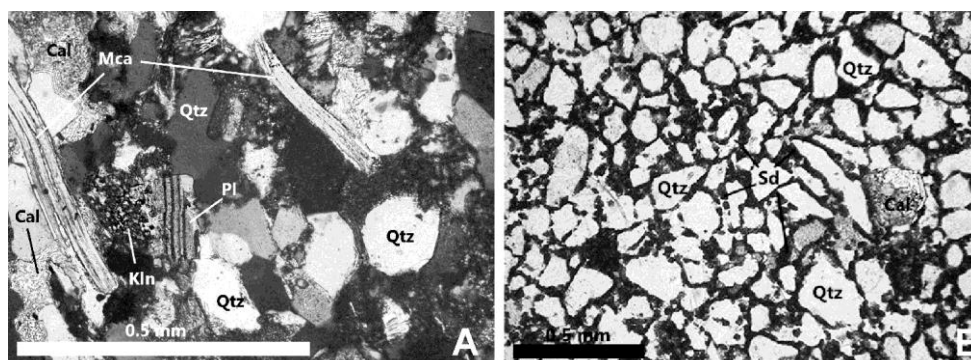


Рис. 5. Слюдизація та сидеритизація. А – дрібнозернистий олігоміктовий пісковик з зернами плагіоклазу (Pl) та вторинними дисконформними кристалами слюди (Mca), а також зміненими процесами кальцитизації та каолінізації міжзерновим простором (шліф 34591, св. Коломацька 31, гл. 5357,1 м).

Б – дрібнозернистий кварцовий пісковик з сидеритовим (Sd) цементом (шліф 48320, св. Степова 120, гл. 5683 м)

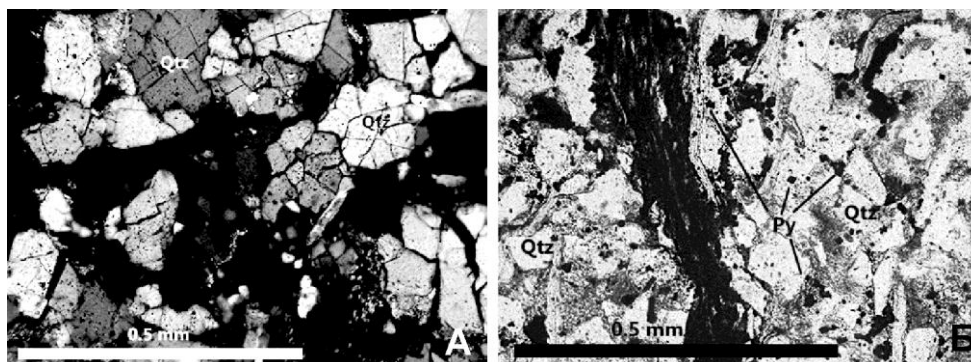


Рис. 6. Мікротріщунуватість, бітуміноїди та піритизація. А – дрібнозернистий кварцовий пісковик, розбитий мікротріщинами (шліф 41789, св. Більська 183, гл. 4077,7 м). Б - дрібнозернистий кварцовий пісковик з карбонатним цементом (шліф 48318, св. Степова 120, гл. 5669.2 м). Видно широку тріщину, заповнену чорною бітумоподібною речовиною, та дрібні кубічні кристали піриту (Py)

встановлені на найбільш занурених інтервалах розрізу, свідчить розвиток конформних та регенераційних структур кварцу, перевідкладення та утворення базального кварцового цементу, каолінізація, мікротріщунуватість та мікростилолітизація. Це приблизно відповідає даним, отриманим раніше за показниками відбивальної здатності вітриніту. Так, у межах Котелевської і Березівської площ на глибинах, що перевищують 4000 м,  $R_0$  0,77-0,95% [14], що відповідає кінце-

вій стадії раннього (МК<sub>2</sub>) та початковій стадії пізнього катагенезу (МК<sub>3</sub>).

На Березівському ГКР ідентифіковано ознаки регресивного катагенезу, проявлені у вигляді практично повсюдного прояву каолінізації на фоні зростання ФЄВ пісковиків, що пов'язано з розчиненням кальцитового цементу в умовах різко кислого середовища.

**Деякі закономірності прояву вторинних процесів.** Для аналізу і узагальнення отриманих даних залучено усереднені розрахункові дані

щодо положення зон КФТ на різних родовищах Березівсько-Котелевського та Солхівсько-Диканського валів (рис. 7). Згідно з цими даними КФТ достатньо повно охарактеризований зразками на Більському ГКР. Тут виявлено прояви типових вторинних процесів, що могли призвести до суттєвої редукції порового простору. До

таких процесів перш за все відноситься розчинення кварцу та кальцитизація, які зафіксовані майже у всіх вивчених зразках, і майже всі вони мають низькі значення пористості і проникності. Винятком є два зразки з чітко проявленою мікротрищинуватістю, пористість і проникність яких дещо підвищена (див. табл. 1).

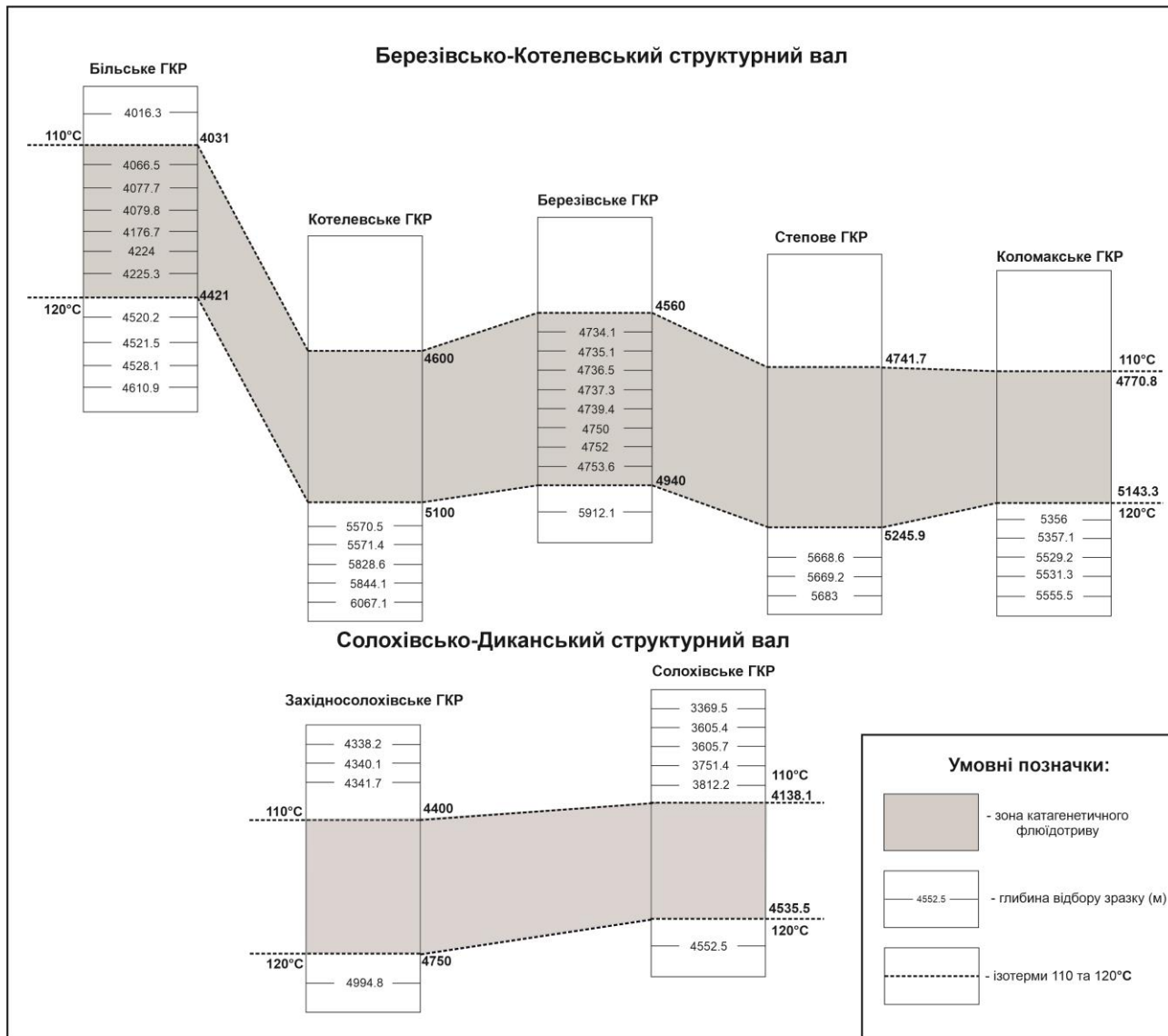


Рис. 7. Розрахункове положення катагенетичного флюїдотриву (за даними УкрНДІгаз) та відносне розміщення відібраних зразків. Положення ізоТЕРМ 110 та 120 градусів визначалося як прямими вимірюваннями в свердловинах, так і теоретично за геотермічними градієнтами. Фактична глибина залягання ізоТЕРМИ в кожній окремій свердловині може відрізнитись від узагальненої по родовищу та може уточнюватись за прямими вимірами

Зразки порід, які характеризують зону, розташовану над КФТ, відібрані переважно з розрізів свердловин Західносолохівського та Солохівського ГКР. Серед них виявлені породи, в яких суттєвих вторинних змін не зафіксовано, а також пісковики і алевроліти з проявами слюдизації, розчинення кварцу, кальцитизації, сидеритизації. Всі вони мають низькі значення колекторських властивостей за винятком пісковиків з мікротри-

щинуватістю кварцу (Солохівська 201, гл. 3369,5 м).

Породи, що залягають під КФТ вивчені переважно у свердловинах Більського, Котелевського, Степового та Коломацького ГКР. Більшість із них мають низькі колекторські властивості. Спостерігались прояви вторинних процесів розчинення, регенерації та перевідкладення кварцу, мікротрищинуватості, стилолітизації, кальцити-

зації, сидеритизації та каолінізації. Особливої уваги заслуговують ознаки суттєвого перевідкладення кварцу, масштаби якого з'ясувати поки що не вдалось.

Підвищені значення пористості та проникності для вториннопорових колекторів, розміщених під зоною КФТ, зафіксовано для зразків з чітко проявленою мікротріщинуватістю, сидеритизацією та каолінізацією (див. табл. 1).

Таким чином, незважаючи на недостатню кількість вивчених зразків, вдалося виявити тенденції у зміні вторинних процесів для різних глибинних зон вивченої території. Зокрема, для зони КФТ Більського родовища найбільш характерними є розчинення кварцу та кальцитизація, що призвели до катагенетичної цементації порід.

Водночас, зразки з зони КФТ Березівського родовища з підвищеними значеннями ФЄВ демонструють прояви зовсім інших процесів, серед яких типовими є мікротріщинуватість, каолінізація та сидеритизація. Ці процеси властиві вторинним колекторам, що розміщуються під зоною КФТ, наприклад на Більському, Степовому, Коломацькому ГКР. Такі прояви більш глибинних процесів в зоні потенційного КФТ на Березівському родовищі можуть пояснюватись інверсією тектонічних рухів, які: 1) вивели в цю зону вторинні колектори, що утворились на великих глибинах; 2) за рахунок руйнування, розміщених глибше покладів вуглеводнів з утворенням великої кількості діоксиду вуглецю, спричинили формування різко кислого середовища. Останнє призвело до розчинення кальцитового цементу, широкого розвитку процесів каолінізації та, у підсумку, суттєвого зростання вторинного порового простору.

**Висновки.** Результати виконаних досліджень доповнюють та уточнюють інформацію щодо характеру вторинних змін нижньокам'яновугільних теригенних порід на великих глибинах у межах Березівсько-Котелевського та Солохівсько-Диканського валів. Вивчення теригенних порід візейського і серпуховського віків виявило основні види вторинних перетворень

глибоко занурених теригенних порід та дозволило окреслити найважливіші тенденції впливу цих перетворень на ФЄВ порід.

1. Показано, що парагенетичний зв'язок між корозією кварцових зерен та вторинною карбонатизацією різко знижує ФЄВ піщано-алевритових порід і характерний для зони КФТ, яка досліджена у свердловинних Більського ГКР.

2. Формування вториннопорових колекторів під зоною КФТ пов'язане з мікротріщинуватістю, сидеритизацією та каолінізацією, що підтверджено прикладами Більського, Котелевського, Степового та Коломацького родовищ. При цьому, для глибинних зон Степового і Коломацького ГКР зафіксовано стійкий парагенезис каолініт-сидерит, що властивий породам з підвищеними значеннями ФЄВ.

3. Встановлено невідповідність характеру вторинних перетворень пісковиків Березівського ГКР зоні КФТ, в яку вони попадають згідно з теоретичними розрахунками. Це може пояснюватись інверсією тектонічних рухів і спричиненим нею регресивним катагенезом. Глибинні вториннопорові колектори тут потрапили у різко кисле середовище, яке спричинило збільшення порового простору пісковиків внаслідок розчинення карбонатного цементу і інтенсивної каолінізації порід. Хоча природа цієї тектонічної інверсії потребує окремих досліджень, отримані дані дозволяють відхилити концепцію С. Ф. Поверенного зі співавторами щодо природи подібних колекторів, обумовленої первинними фаціальними умовами

Автори висловлюють вдячність Українському науково-дослідному Інституту природних газів в м. Харкові філії АТ "Укргазвидобування" НАК "Нафтогаз України" за надання ядерного матеріалу, результатів лабораторних досліджень та даних геофізичних досліджень в свердловинах. Особливу подяку висловлюємо співробітнику цього ж інституту С.В. Горяйнову за конструктивні зауваження до початкової версії статті.

#### **Література**

1. Баранов В. А. Стадии литогенеза и закономерности уплотнения пород / В. А. Баранов. // *Науковий вісник Дніпропетровського гірничого університету. Геологія.* – 2014. – №2. – С. 35–44.
2. Жуковская Е. А. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения / Е. А. Жуковская, Г. Г. Кравченко // *Известия Томского Политехнического Университета.* Т. 316. – 2010. – №1. – С. 93–98.
3. Зарицкий А. П., Зарицкий П. В. Зональные особенности нефтегазоаккумуляции Днепровско–Донецкой впадины / А. П. Зарицкий, П. В. Зарицкий // *Вісник Харківського національного університету. Серія геологія – географія – екологія.* – 2013. – № 1084. – С. 71–75.
4. Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско–Донецкой впадины / А. Е. Лукин. – Москва: Недра, 1977. – 102 с.
5. Лукин А. Е. Литогодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев / А. Е. Лукин. – Киев: Наукова думка, 1997. – 224 с.

6. Лукин А. Е. О генезисе вторичных коллекторов нефти и газа на сверхбольших глубинах / А. Е. Лукин, И. П. Гафич // *Доповіді Національної академії наук України*. – 2016. – №7. – С. 86–94.
7. Макогон В. В. Деякі особливості вторинних теригенних колекторів центральної частини Дніпровсько–Донецької западини / В. В. Макогон // *Мінеральні ресурси України*. – 2017. – №4. – С. 24–28.
8. Маметова Л. Ф. Процеси розчинення і регенерації мінералів в пісковиках вугільних родовищ / Л. Ф. Маметова // *Геотехнічна механіка*. – 2015. – №122. – С. 129–139.
9. Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско–Донецкой впадины / А. Е. Лукин, Н. В. Щукин, О. И. Лукина, Т. М. Пригарина // *Геофизический журнал*. – 2011. – №1. – С. 2–27.
10. Осипова Е. Н. Влияние катагенетических преобразований на коллекторские свойства пласта Ю11 Хвойного нефтяного месторождения / Е. Н. Осипова, А. В. Ежова // *Известия Томского Политехнического университета*. – Т. 317. – 2010. – №1. – С. 105–109.
11. Парагенезисы и история формирования глинистых и титанистых минералов терригенных коллекторов Западной Сибири – основа прогноза зон нефтегазоаккумуляции / [А. Д. Коробов, Л. А. Коробова, А. Т. Колотухин и др.]. // *Известия СГУ*, Т.13. – 2013. – №1. – С. 69–78.
12. Пісковики з аномально низькою буримістю / С. Ф. Поверенний, Р. А. Діц, М. В. Боровик, О. В. Піддубна // *Нафтогазова галузь України*. – 2014. – №3. – С. 23–26.
13. Піщаний колектор горизонту В–25–26 Березівського газоконденсатного родовища за даними вивчення керну / С. Ф. Поверенний, С. В. Кривуля, А. Й. Лур'є, О. В. Піддубна // *Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія»*. – 2015. – №46. – С. 23–36.
14. Показатели отражения витринита угольной органики осадочной толщи Доно–Днепровского и Переддобрджинского прогибов с установленными палеогеотермическими градиентами и амплитудами вертикальных перемещений тектонических структур: каталог / [сост. Иванова А. В.] – Киев: НАН Украины. Киев, Ин-т геол. наук, 2012. – 100 с.
15. Стрижак В. П. Потенціал глибоких горизонтів східного нафтогазоносного регіону (на прикладі Центральної частини Дніпровсько–Донецької западини) / В. П. Стрижак, Л. І. Стрижак, С. Г. Вакарчук. // *Проблеми нафтогазової промисловості: збірн. наук. праць*. – 2012. – №10. – С. 54–58.
16. Терещенко В.А. Гидродинамическая структура нижнего гидрогеологического этажа Днепровско–Донецкого артезианского бассейна / В. А. Терещенко // *Вестник Харьковского университета. Серия : Рациональное природопользование*. – 1997. – № 306. – С. 48–50.
17. Терещенко В. А. Гидрогеологические условия газоносности Днепровско–Донецкой впадины на больших глубинах / В. А. Терещенко // *Вісник Харківського національного університету. Серія «геологія – географія – екологія»*. – 2008. – № 824 – С. 27–36.
18. Терещенко В. А. Природа аномально високих пластових давлень в Днепровско–Донецкой впадине и подходы к их прогнозированию / В. А. Терещенко // *Вісник Харківського національного університету. Серія «геологія – географія – екологія»*. – 2009. – № (30) 864. – С.103–112.
19. Терещенко В. А. Закономерности традиционного и нетрадиционного газонакопления а аспекте гидрогеологической и катагенетической зональности (на примере Днепровско–Донецкой впадины) / В. А. Терещенко // *Вісник Харківського національного університету. Серія геологія – географія – екологія*. – 2013. – № (39)1084 – С. 119–125.
20. Япаскурт О. В. Стадиальный анализ литогенеза / О. В. Япаскурт. – Москва: Изд-во МГУ, 1995. – 138 с.
21. Япаскурт О. В. Предметаморфические изменения осадочных пород в стратиферее: Процессы и факторы / О. В. Япаскурт. – Москва: ГЕОС, 1999. – 260 с.
22. Siivola J. and Schmid R. List of Mineral Abbreviations. Recommendations by the IUGS Subcommission on the Systematics of Metamorphic Rocks: Web version 01.02.07. Режим доступу: <http://www.bgs.ac.uk/scmr/home.html>.
23. Worden, R. H., Burley, S. D. Sandstone Diagenesis: The Evolution of Sand to Stone. Sandstone Diagenesis / Eds S. D. Burley and R. H. Worden. Cornwall: Blackwell Publishing Ltd, 2003. – P. 3–44. <https://doi.org/10.1002/9781444304459.ch>

**Внесок авторів:** всі автори зробили рівний внесок у цю роботу.

UDC 552.51:551.735.1:553.98(477.5)

***Olena Tunik,***

PhD Student (Petroleum geology), Institute of Geology,  
Taras Shevchenko National University of Kyiv, 90 Vasylkivska St., Kyiv, 03022, Ukraine,  
e-mail: [alyonatunik1@gmail.com](mailto:alyonatunik1@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0002-6088-7331>;

***Viktor Ohar,***

Doctor of Sciences (Geology), Professor, Petroleum Geology Department,  
Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv,  
e-mail: [ogar\\_viktor@ukr.net](mailto:ogar_viktor@ukr.net), <https://orcid.org/0000-0002-7566-3648>

## **SECONDARY ALTERATIONS OF DEEP BURIED LOWER CARBONIFEROUS TERRIGENOUS ROCKS IN SOME AREAS OF THE DNIEPER-DONETS BASIN**

**Problematics.** Due to the ambiguous understanding of the nature and void space distribution within reservoir rocks, prediction of prospective deep buried and low permeable reservoirs becomes more uncertain. There are many factors influencing on the pore space, such as primary rock composition, hydrogeological regime, tectonic processes, geological time, epigenetic processes etc. Moreover, in explanation of different factors the influence of secondary reservoirs formation, systematization problems become more essential. Either, it is important to identify ‘working’ conditions of influencing factors to make the prediction of hydrocarbon deposits at great depth more certain. Finding universal criteria of prospective secondary reservoir rocks identification will allow us to enhance the discovery rate of deep buried hydrocarbon deposits.

**Analysis of previous studies.** Many researches were devoted to epigenetic processes in the second part of XXth century. There were described major secondary alterations which may occur at great depth. Recent publications showed the expansion of previous knowledge about epigenetic processes and their influence on the secondary deep buried reservoir formation. Some scientists state that major influencing factors on reservoir quality are tectonic and primary mineral composition, others bring epigenetic imposed processes to the top of influencing factors.

**Purpose.** The purpose of the research is to study secondary alterations and find possible zonation based on the alteration intensity of Carboniferous (Viséan and Serpukhovian) rocks within Central part of the Dnieper-Donets basin.

**Methods.** During this research we studied 43 thin sections of Carboniferous sandstones from cores of Central part of the Dnieper-Donets basin, using polarizing microscope. Alteration stage analyses were used for determination of mineral sequence transformations.

**Results.** Carboniferous (Viséan and Serpukhovian) sandstones discovered by deep wells within Solokhivsko-Dykanskyi and Berezivsko-Kotelevskyi archs in Central part of the Dnieper-Donets depression have been studied. Microscopic studies have shown widespread development of imposed epigenetic alterations in terrigenous rocks. The involvement of laboratory evaluation of porosity and permeability, as well as the values of formation temperatures, allowed us to determine the main trends of secondary processes effect on reservoir properties of rocks. It is shown that the development of secondary microfracturing, kaolinitization and sideritization increases the value of porosity and permeability. Dissolution, regeneration and redeposition of quartz are accompanied by calcitization and lead to the significant decrease of the reservoir properties of terrigenous rocks and formation of secondary epigenetic seals. Sideritization facilitates the development of secondary reservoirs at great depth, meanwhile calcitization leads to decrease of the pore space. Bitumoids and pyrite presence may be the evidence of hydrocarbon migration process. Combination of the research results with thermobaric data retrieved directly from borehole measurements as well as theoretically calculated on Bilske gas condensate field shows that formation of epigenetic seal in the temperature interval of 110-120 °C is caused by quartz dissolution and intensive calcitization of terrigenous rocks. Consequently, secondary reservoir rocks below the epigenetic seal have local spreading caused by microfracturing, sideritization and calcitization. Specific secondary sandy reservoirs of Berezivske gas condensate field are located within 110 and 120 °C isotherm. They occurred in acid environment leading to dissolution of calcite cement and intense sandstone kaolinitization. Such favorable conditions for secondary porosity formation may occur as a result of possible tectonic movements inversion which triggered the development of regressive epigenesis.

**Keywords:** Dnieper-Donets depression, Lower Carboniferous, sandstones and siltstones, great depth, post-sedimentational alterations, secondary reservoir rocks, secondary seal.

## References

1. Baranov, V. A. (2014). Stages of lithogenesis and rock compression behavior. *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, 22(2), 35-34.
2. Zhukovskaya, Y. A., & Kravchenko, H. H. (2010). Effect of secondary alterations on the filtration capacity properties within Upper Jurassic pay zone of Krapivinskiy field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 316(1), 93-98.
3. Zaritskyi, A. P., & Zaritskyi, P. V. (2013). Zonal peculiarities of oil and gas accumulation within Dnieper-Donets depression. *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, Series "Geology. Geography. Ecology"*, 39(1084), 71-75.
4. Lukin, A. Y. (1977). *Rock formations and secondary alterations of Carboniferous rocks in the Dnieper-Donets basin*. Moscow: Nedra.
5. Lukin, A. Y. (1997). *Lithogeodynamic triggers of oil and gas accumulation in aulacogen basins*. Kyiv: Naukova Dumka.
6. Lukin, A. E., & Gaphich, I. P. (2016). On the genesis of secondary reservoirs of oil and gas at superdeep depths. *Dopov. Nac. akad. nauk Ukr.*, (7), 86-94. Retrieved from doi.org/10.15407/dopovidi2016.07.086
7. Makogon, V. V. (2017). Some peculiarities of secondary terrigenous reservoirs of the central part of DDB on large depths. *Mineralni resursy Ukrainy*, (4), 24-28.
8. Mametova, L. F. (2015). Processes of mineral dissolution and regeneration in the sandstones of coal deposits. *Geotekhnicheskaya mekhanika*, (122), 129-139.
9. Lukin, A. E., Schukin, N. V., Lukina, O. I., & Prigarina, T. M. (2011). Oil and gas bearing collectors of deep-lying Lower Carboniferous complexes of the central part of the Dnieper-Donets Basin. *Geophysical journal*, (1), 2-27.
10. Osipova, E. N., & Yezhova, A. V. (2010). Catagenetic transformations effect on reservoir properties of Yu11 pay zone of Khvoynoye oil field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 317(1), 105-109.
11. Korobov, A. D., Korobova, L. A., & Kolotukhin, A. T. (2013). Parageneses and Formation Histories of Clayey and Titanian Minerals from the West Siberian Terrigenous Reservoirs – the basis for Predicting Oil and Gas Accumulation Zones. *Izvestiya of Saratov University*, 13(1), 69-78.
12. Poverennyi, S. F., Dits, R. A., Borovyk, M. V., & Piddubna, O. V. (2014). Sandstones with abnormally low drillability. *Oil and Gas industry of Ukraine*, (3), 23-26.
13. Poverennyi, S. F., Kryvulya, S. V., Lurye, & A. Y., Piddubna, O. V. (2015). Core study of sandstones composing V-24-26 pay zone of Berezivske gas condensate field. *Visnyk of V.N. Karazin Kharkiv National University, series «Geology. Geography. Ecology»*, (46), 23-36.
14. Ivanova, A. V. (2012). *Vitrinite reflectance catalogue of coal organic matter in terrigenous strata of the Dono-Dniprovskaya and Predobrudzhenskaya depressions with established paleogeothermal gradients and vertical travel range of tectonic structures*. Kyiv: NAN Ukrainy. Institut geologicheskikh nauk.
15. Stryzhak, B. P., Stryzhak, L. I., & Vakarchuk, S. H. (2012). Prospects of the deep buried sediments of the eastern oil and gas bearing region (in the case of the central Dnieper-Donets basin). *Problemy naftohazovoyi promyslovosti: zbirnyk naukovykh prats*, (10), 54-58
16. Tereshchenko, V. A. (1997). Hydrodynamic structure of the lower hydrogeologic level of the Dnieper-Donets artesian basin. *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, Series "Ratsyonalnoie Prirodopolzovaniie"*, (306), 48-50.
17. Tereshchenko, V. A. (2008). The hydrogeological conditions of gas bearing of Dnieper-Donets basin on the great depths. *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, Series "Geology. Geography. Ecology"*, (824), 27-36.
18. Tereshchenko, V. A. (2009). The nature of abnormal high pressures in Dnieper-Donets depression and point of view to its forecast. *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, Series "Geology. Geography. Ecology"*, 30 (864), 103-112.
19. Tereshchenko, V. A. (2013). Principles of conventional and unconventional gas accumulations in terms of hydrogeologic and catagenetic zonation (in the case of the Dnieper-Donets depression). *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, Series "Geology. Geography. Ecology"*, 39 (1084), 119-125.
20. Yapaskurt, O. V. (1995). *Stage-based lithogenesis analysis*. Moscow: Izd-vo MGU
21. Yapaskurt, O. V. (1999). *Premetamorphic sedimentary transformations in the stratosphere: processes and drivers*. Moscow: GEOS
22. Siivola J. and Schmid R. 12. List of Mineral Abbreviations. Recommendations by the IUGS Subcommittee on the Systematics of Metamorphic Rocks: Web version 01.02.07. Access: <http://www.bgs.ac.uk/scmr/home.html>.
23. Worden, R. H., Burley, S. D. *Sandstone Diagenesis: The Evolution of Sand to Stone*. Sandstone Diagenesis Cornwall: Blackwell Publishing Ltd, 2003. 3-44. <https://doi.org/10.1002/9781444304459.ch>