

8. Геологические отчеты Ирана. Geological survey of Iran, 1980–1987
9. Девис Д. С. Статистический анализ данных в геологии [Текст] : пер. с англ. – М. : Недра, 1990. – 319 с.
10. Искенрог К. Г. Геологический факторный анализ / К. Г. Искенрог, Д. И. Клован, Р. А. Реймент – Л. : Недра, 1980. – 223 с.
11. Амджади Азиз Сравнительная характеристика химического состава грунтовых вод Ширазской и Хоррамабадской межгорных впадин Ирана [Текст] / Азиз Амджади // Вісник Харк. нац. ун-ту ім. В.Н. Каразіна, № 1084. – Харків : ФОП «Петрова», 2013. – С. 22-31.
12. Чомко Д. Ф. Многомерный статистический анализ при исследовании техногенного загрязнения подземных вод [Текст] / Д. Ф. Чомко, И. К. Решетов, Ф. В. Чомко, Р. Ф. Чомко // Геологічний журнал, ІГН НАН України, №2. – К. : 2002. – С. 73–80.
13. Чомко Ф. В. Багатовимірний статистичний аналіз в гідрогеології [Текст]: навчальний посібник / Ф. В. Чомко, І. К. Решетов, Д. Ф. Чомко та інші. – К. : Видавничий центр Київ. нац. ун-ту, 2004. – 114 с.

УДК 552.578+553.98

*В.М. Владика, завідувач,

*М.Ю. Нестеренко, д.геол.н., пров.н.с.,

*Р.С. Балацький, м.н.с.,

**Ю.М. Неспляк, гол. геолог,

***О.В. Чебан, к.геол.н., гол. геолог,

*Львівський комплексний науково-дослідний центр (ЛКНДЦ) УкрНДІгазу,

**ТОВ “Горизонти”,

***Львівське відділення ГПУ “Полтавагазвидобування”

МЕТОДИЧНІ ПИТАННЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА ПРИКЛАДІ САРМАТСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ¹

Для порід-колекторів сарматського ярусу (горизонт НД-10) експериментально виявлено, що дія бурового розчину призводить до погіршення фазової газопроникності в 2,1 рази. 10 % розчин оцтової кислоти сприяє підвищенню фазової газопроникності в 1,5 рази. Внаслідок дії реагенту СПК та комплексної дії 10 % розчину соляної кислоти і реагенту СПК фазова газопроникність зростає відповідно в 4,8 та 13 разів.

Ключові слова: порода-колектор, фазова газопроникність, відкрита пористість, залишкове водо насичення.

В.Н. Владика, Н.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький, Ю.М. Неспляк, О.В. Чебан. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ САРМАТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА. Для пород-колекторов сарматского яруса (горизонт НД-10) экспериментально обнаружено, что действие бурового раствора приводит к ухудшению фазовой газопроницаемости в 2,1 раза. 10% раствор уксусной кислоты способствует повышению фазовой газопроницаемости в 1,5 раза. Вследствие действия реагента СПК и комплексного действия 10% раствора соляной кислоты и реагента СПК фазовая газопроницаемость возрастает соответственно в 4,8 и 13 раз.

Ключевые слова: порода-колектор, фазовая газопроницаемость, открытая пористость, остаточное водонасыщение.

Методика досліджень

У методичному відношенні роботи виконувались згідно з існуючими нормативними документами [1–3] та рекомендаціями, описаними в працях [4–6]. Дослідження проводилися в умовах, що моделюють пластові на циліндричних зразках довжиною 3 см і діаметром 3 см., вибурених перпендикулярно нашаруванню порід. Величина ефективного тиску залежить від глибини залягання порід і в нашому випадку становила 12 МПа. Літолого-петрографічні дослідження виконувались на основі виготовлення і аналізу шліфів.

Об'єкт досліджень – породи-колектори сарматського ярусу (горизонт НД-10), підняті у вигляді керну в інтервалі 1105-1107,5 м (типовий розріз свердловин в районі Меденицького, Грудівського, Південно-Грабинського, Летнянського, Малогорожанського родовищ північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину).

Мета статті – провести літолого-петрофізичне вивчення порід і відпрацювати методичні питання щодо інтенсифікації припливів газу для даних геологічних умов залягання покладів.

Фільтраційно-ємнісні властивості порід

Результати визначення фільтраційно-ємнісних параметрів досліджених порід наведені нижче.

Параметри досліджуваних моделей

Для достовірної оцінки дії того чи іншого реагенту, який може застосовуватися у процесі інтенсифікації припливів вуглеводнів із дослідженого кернавого матеріалу були підібрані три моделі з близькими значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей і подібною структурою порового простору, яка ідентифікувалася за кривими капілярного тиску.

Модель № 1 (зразок GR-5) мала наступні фільтраційно-ємнісні параметри: абсолютна газопроникність 2,45 мД; ефективна фазова газопроникність при водонасиченні 38%-0,48 мД;

| Лабораторний № зразка | Інтервал відбору керна | Пористість K_p , % | | Газопроникність, мД | | Залишкове водонасичення $K_{зв}$, % |
|-----------------------|------------------------|----------------------|--------------------|---------------------|--------|--------------------------------------|
| | | в поверхневих умовах | в пластових умовах | абсолютна | фазова | |
| GR-1 | 1105-1107,5 | 22,8 | 21,9 | 6,9 | 0,2 | 47,6 |
| GR-4 | | 21,6 | 20,7 | 0,95 | - | - |
| GR-5 | | 18,0 | 17,3 | 2,45 | 0,48 | 47 |
| GR-6 | | 22,1 | 21,2 | 1,19 | - | - |
| GR-7 | | 18,9 | 18,1 | 0,29 | - | - |
| GR-8D | | 17,6 | 16,9 | 10,6 | 5,3 | 45,3 |

залишкове водонасичення 47 % (газонасичення 53 %); відкрита пористість 17,3 %. Параметри структури порового простору (рис. 1, 2) виглядають таким чином: на частку субкапілярних пор, які заповнені залишковою водою і мають радіус менше 0,5 мкм припадає 48 %; частка капілярних пор радіусом від 0,5 до 2,2 мкм становить 24 %; решта загального об'єму складають надкапілярні пори радіусом від 2,2 до 100 мкм (26 %).

Залежність фазових проникностей для газу і води (рис. 3) вказує на те, що за водонасичення порід близько 50 % вона для газу наближається до нуля, а для води – теж до нуля, але за водо насичення близько 40 %. Отже, досліджені породи характеризуються надзвичайно низькою фазовою проникністю для обох фаз в діапазоні водо насичення 30-70 %.

Модель № 2 (зразок GR-1) параметри цієї моделі дуже близькі до попередньої (рис. 4-5), а моделі № 3 (зразок GR-8D) ідентичні.

Вплив бурового розчину на фільтраційні властивості порід-колекторів

Після моделювання залишкового водонасичення (газонасичення) і вимірів ефективної (фазової) газопроникності зразки керну занурювались нижнім торцем на глибину 4-5 мм у буровий розчин і під вакуумом здійснювалось капілярне просочування протягом 17 год. Потім зразки почергово вставлялися в кернотримач і після продувки їх газом з протилежного торця під тиском 0,4 МПа здійснювалось повторне вимірювання ефективної фазової газопроникності. Як виявилось, дія бурового розчину призводить до її зниження в 1,77-2,4 рази (в середньому в 2,1 рази), тому проведення інтенсифікації для її відновлення повинно бути обов'язковою технологічною операцією в свердловинах.

Моделювання відновлення фазової газопроникності після дії бурового розчину

Модель № 1 (зразок GR-5) – підлягала впливу реагенту СПК (сучасний піноутворюючий компонент, І.Б. Губич, 2013) протягом однієї доби. При цьому в часі ефективна газопроникність зростала в такій послідовності: перша доба-0,76 мД, друга доба-1,52 мД, третя доба-

2,3 мД, кратність збільшення проникності відповідно становила-1,58; 3,2; 4,8 рази (рис. 6).

Модель № 2 (зразок GR-1) – підлягала впливу 10 % розчину соляної кислоти шляхом її капілярного насичення під вакуумом протягом 1 год. Після продувки продуктів реакції із порового середовища газом шляхом його стравлювання під тиском від 0,4 до 0,1 МПа, фазова проникність становила 0,7 мД, (на рис. 6 показано точкою і пунктиром) тобто зросла в 3,5 рази (в порівнянні з початковою 0,2 мД).

Потім, після дії 10 % розчину соляної кислоти зразок під вакуумом до насичувався реагентом СПК протягом однієї доби, вставлявся в кернотримач і продувався газом шляхом стравлювання тиску від 0,4 до 0,1 МПа. Виміри ефективної фазової газопроникності засвідчили її зростання в часі у такій послідовності: перша доба-1,2 мД, друга доба-1,75 мД, четверта доба-2,6 мД, тобто кратність збільшення проникності відповідно становила-6; 8,7; 13 разів (в порівнянні з початковою 0,2 мД) – див. рис. 6. Для порівняння на цей графік нанесені результати дії реагенту СПК.

Модель № 3 (зразок GR-8D) – підлягала впливу 10 % розчину оцтової кислоти протягом 21 год. шляхом її капілярного насичення під вакуумом. Виміри ефективної газопроникності засвідчили, що вона зросла до 8 мД у порівнянні з початковою 5,3 мД (в 1,5 разів).

Літолого-петрографічні особливості порід сарматського ярусу (горизонт НД-10) до і після проведення інтенсифікації

Виявлені структурно-текстурні особливості породи, її внутрішня будова та результати солянокислотної обробки і взаємодії з реагентом полягають у наступному.

Порода характеризується неправильно-шаруватою текстурою, яка утворилася за умов відкладання осаду в прибережно-морських (пляжних) умовах. Формування шарів відбувалось шляхом послідовного відкладання окремих шарів та прошарків невеликої товщини (від перших мм до декількох см). Ці шари і прошарки характеризувались різною сортованістю і мінливо-різноспрямованим характером, оскільки у суміжних серіях шарів і прошарків спосте-

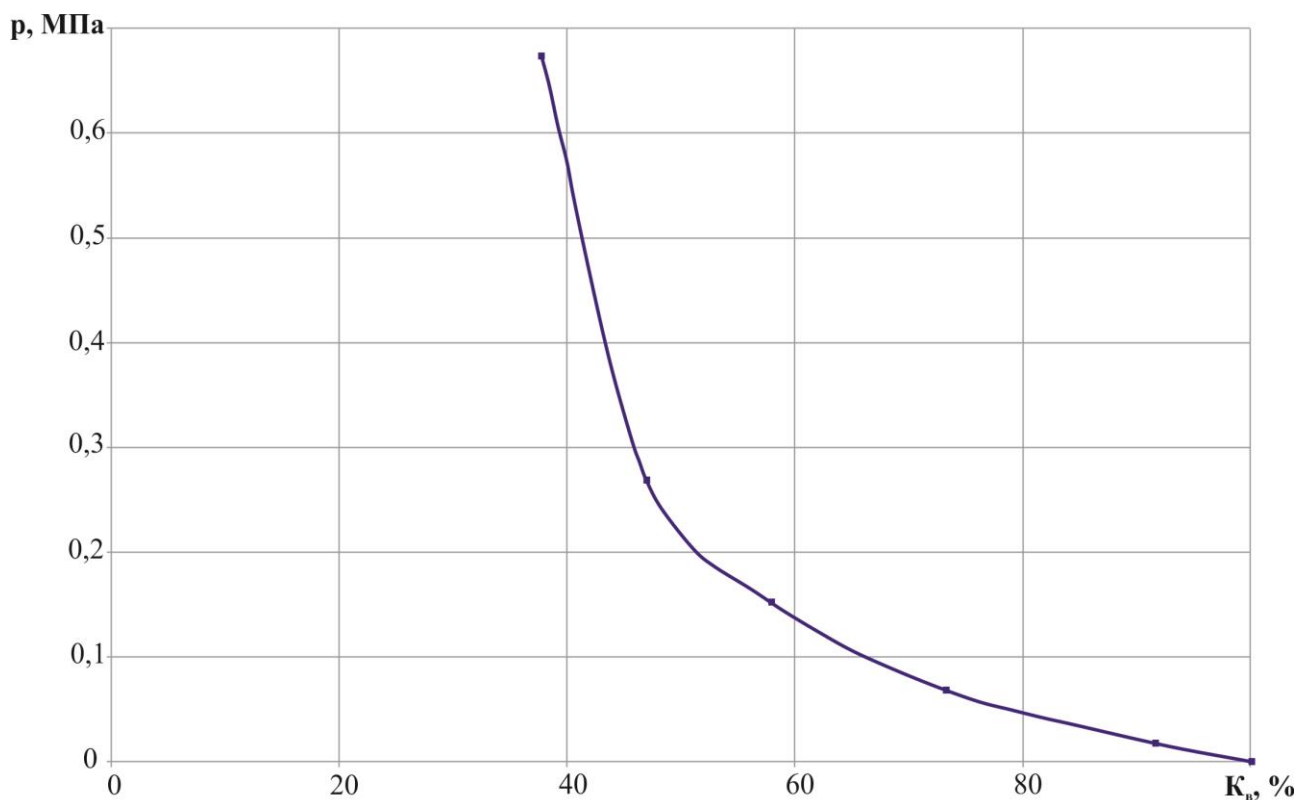


Рис. 1. Залежність водонасичення від тиску витіснення (зразок GR-5, $K_n = 17,3\%$, $K_{np} = 2,45$ мД, $K_{пре} = 0,48$ мД, $K_{зв} = 47\%$)

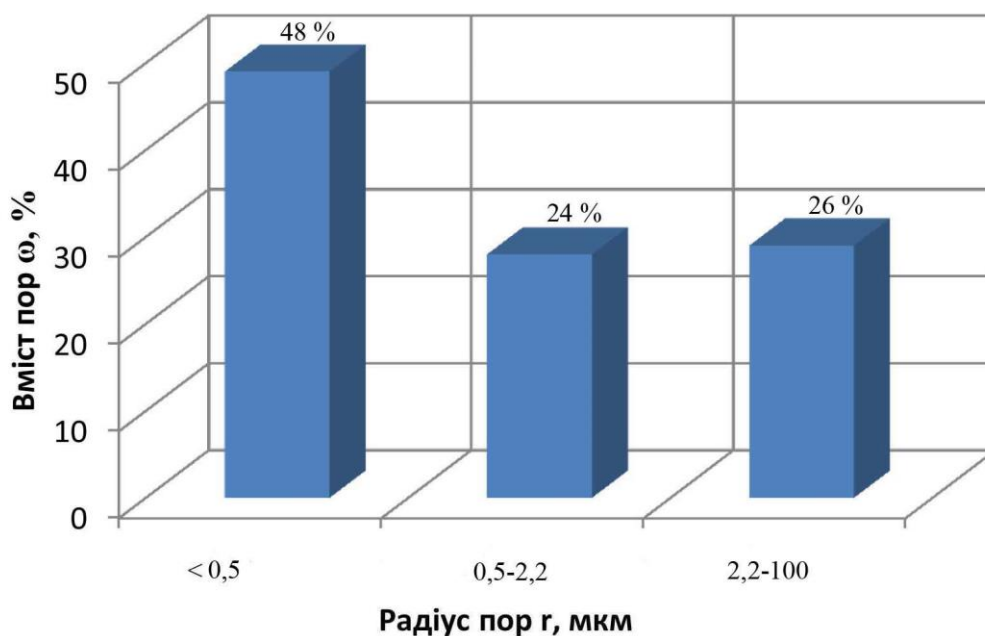


Рис. 2. Порометрична характеристика зразка GR-5, що має такі параметри: $K_n = 17,3\%$, $K_{np} = 2,45$ мД, $K_{пре} = 0,48$ мД, $K_{зв} = 47\%$

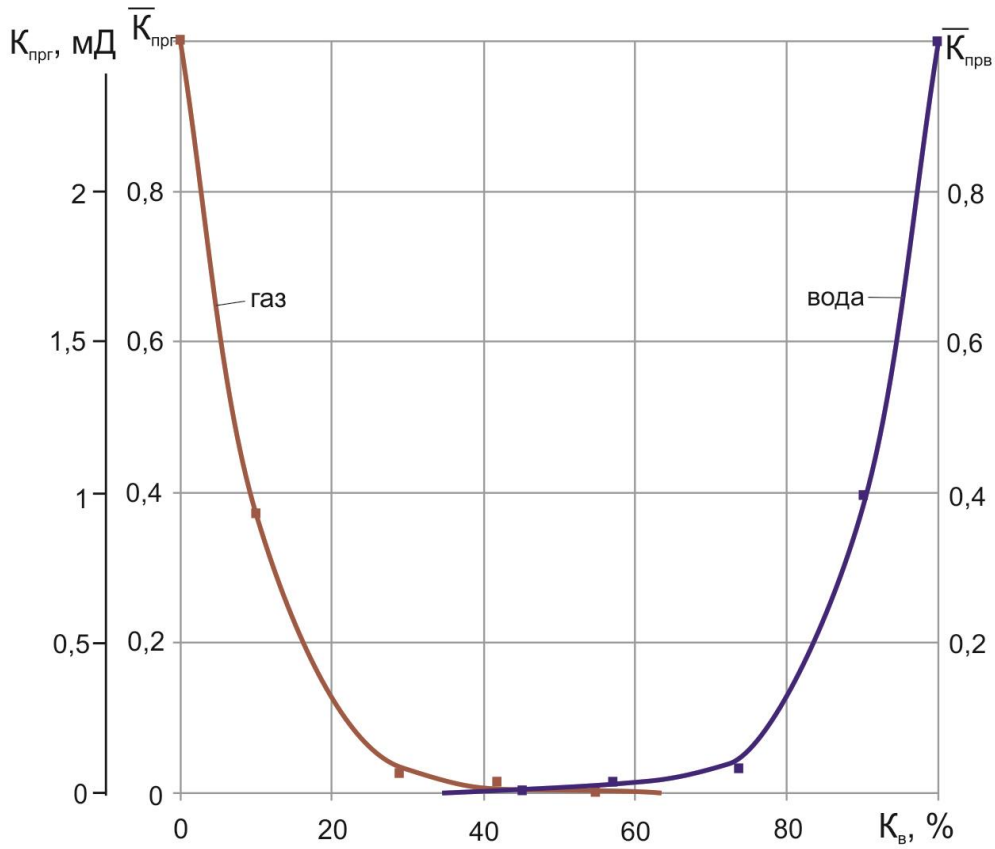


Рис. 3. Залежність фазової проникності для газу і відносних фазових проникностей для газу і води від водонасичення порід-колекторів сарматського ярусу (зразок GR-5, $K_{пр} = 2,45$ мД, $K_{п} = 17,9\%$, $K_{зв} = 47\%$)

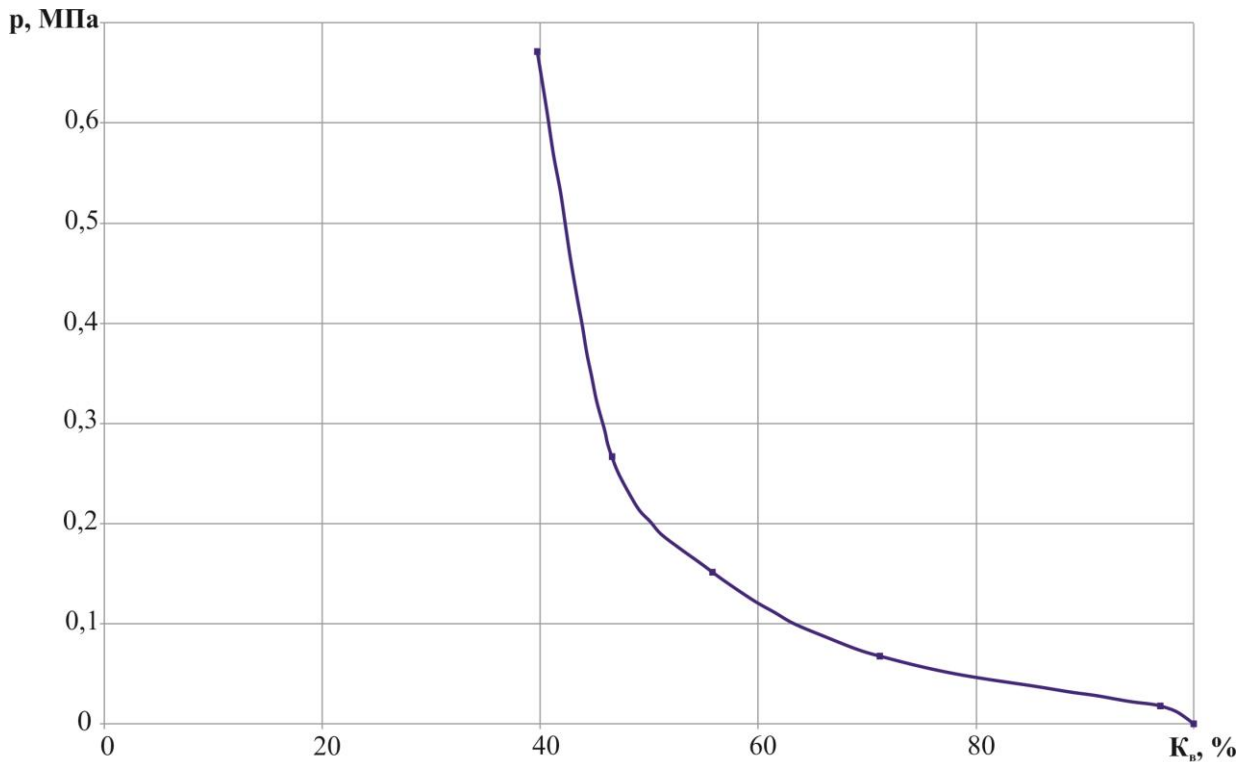


Рис. 4. Залежність водонасичення від тиску витіснення (зразок GR-1, $K_{п} = 21,9\%$, $K_{пр} = 6,9$ мД, $K_{прс} = 0,2$ мД, $K_{зв} = 46,6\%$)

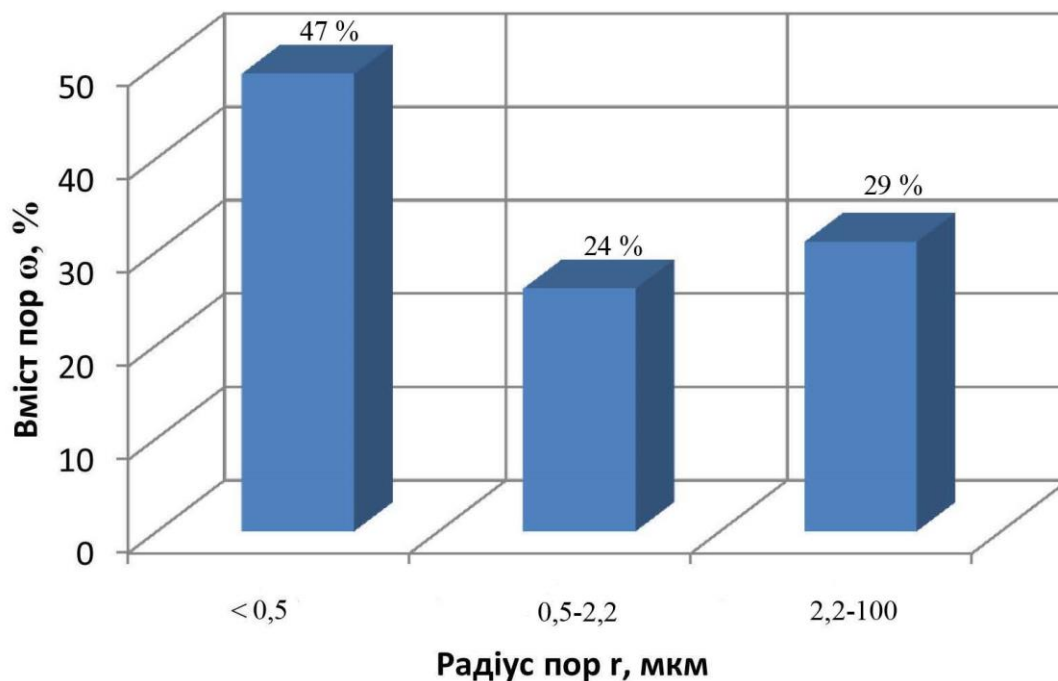


Рис. 5. Порометрична характеристика зразка GR-1, що має такі параметри:
 $K_{п} = 21,9\%$, $K_{пр} = 6,9$ мД, $K_{пре} = 0,2$ мД, $K_{зв} = 46,6\%$

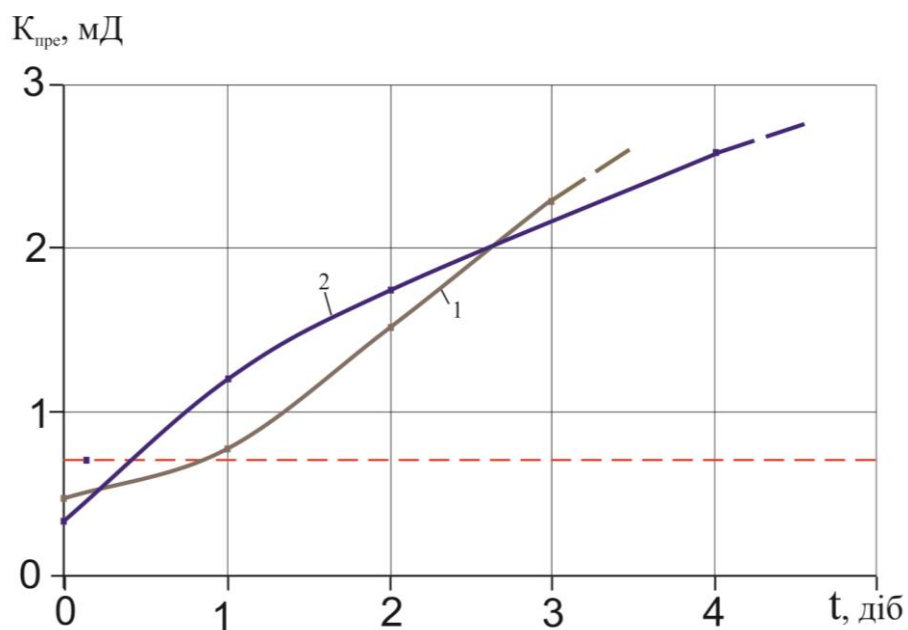


Рис. 6. Динаміка відновлення ефективної (фазової) газопроникності в часі при вмісті в моделі 40% залишкової води після дії реагенту СПК (1) та 10% розчину соляної кислоти і реагенту СПК (2); точкою на початку кривої 2 нанесена величина ефективної проникності після СКО

рігасмо падіння у різних напрямках. Одна серія шарів представлена змішаними (погано сортованими) алеврит-дрібнопсамітовими теригеними скупченнями, зцементованими апоглинистим плівково-поровим цементом з частковим заповненням пор, рідко цемент базальний. У наступній серії може переважати алевролітова теригенна складова з глинистим цементом, що відрізняється нерівномірним розподілом.

Така шаруватість зазвичай формується морськими течіями у прибережній зоні, для яких властива періодична зміна напрямку руху.

Часто шари і прошарки представлені переважно алевролітовим або середньодрібнопсамітовим теригеним матеріалом. В алевролітах цемент апоглинистий з незначною домішкою кальциту. В піщаних відмінах кальцитовий компонент в цементуючій масі переважає. Інколи кальцит домінує по відношенню до теригенної частини, що практично зумовлює перехід до теригенно-карбонатної породи.

Характерно, що кожен наступний шар або прошарок перекриває попередній, як правило, незгідно, ніби зрізаючи попередні нашарування. Ця особливість тісно пов'язана з процесами, зазначеними вище (д.геол.н. Ю.І. Федоришин, 2013). Зігнутість шарів в межах окремих серій вказує на сповзання неконсолідованого але вже

осадженого матеріалу під дією різних динамічних факторів (цунамі, сильні шторми, землетруси, гравітаційні процеси тощо) (рис. 7, 8).

Згідно з нашаруванням, а інколи і проникаючи частково в окремі шари розташовані лінзовидно-шаруваті утворення концентрованого скупчення органічної речовини та слюдистих мінералів. Їхня товщина зазвичай від частки мм до 3-4 мм (рис. 9). Вказані лінзовидно-шаруваті скупчення при мікроскопічному вивченні виявилися протяжними кавернозно-тріщинними зонами проникності, які тісно пов'язані з зонами різнонаправленої тріщинуватості, що проявилася лише після солянокислої обробки та взаємодії породи з реагентом СПК (див. рис. 7-10).

Об'єм первинного пустотного простору суттєво зменшився за рахунок наложеної карбонатизації. Карбонатизація розвивалась у породі нерівномірно. В одних випадках спостерігаємо незначну присутність кальциту, в інших – суцільні зони карбонатизації.

Зони кавернозно-тріщинного типу формувалися на границі шарів і прошарків на стадії перетворення пластичного осаду в породу за рахунок пошарових зміщень. В них зосереджена основна частина органічної речовини.

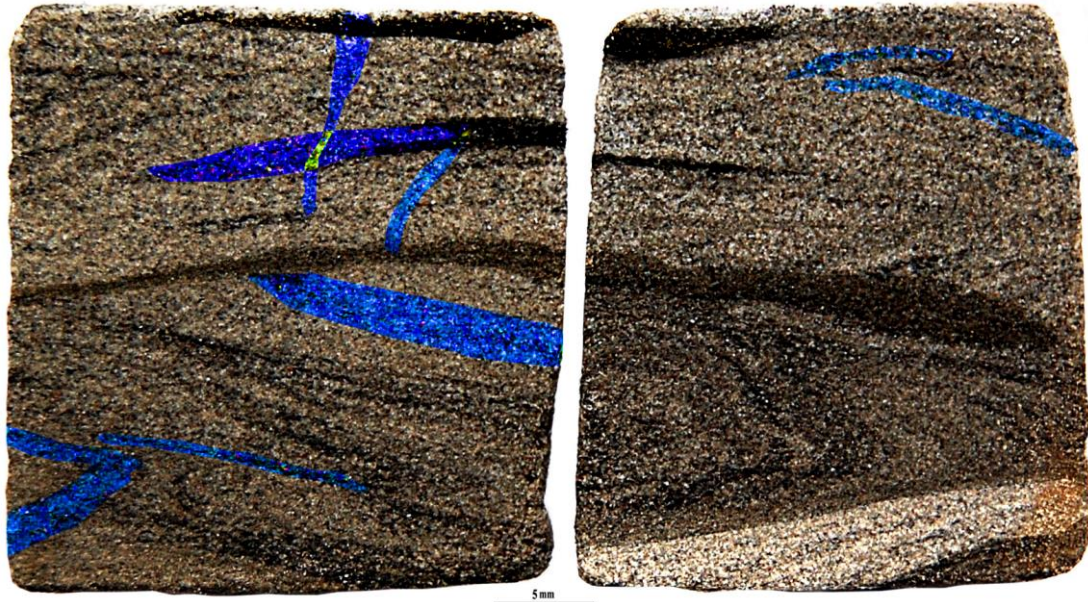


Рис. 7. Зразок GR-1 (інтервал відбору 1105-1107,5 м). Розріз циліндра керну після солянокислої обробки та дії реагенту СПК. Характерна неоднорідність будови породи, у зв'язку з чим на рисунку виділено: світла ділянка на правій частині рисунка (внизу) – прошарок збагачений карбонатним цементом; дугоподібна темно-сіра ділянка у середній частині обох половин розрізу – прошарок алевроліту з переважаючим апоглинистим цементом; чорні лінзоподібні прошарки – збагачення органічною речовиною; сині ділянки – різнонаправлені приховані зони тріщинуватості, які частково збагачені органічною речовиною і тісно асоціюють з лінзоподібними аномально збагаченими органічною речовиною прошарками. По суті зони тріщинуватості і аномально збагачені органічною речовиною прошарки представляють собою єдину каверно-тріщинну систему вторинного пустотного простору. Фрагмент аналогічної системи показано на рис. 8.

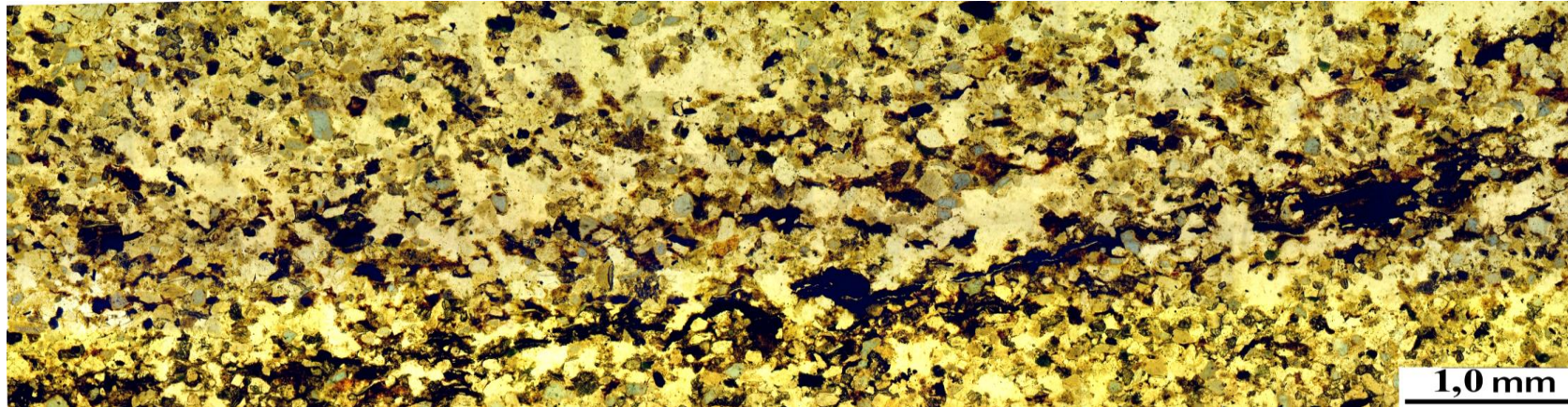


Рис. 8. Зразок GR-1 (інтервал відбору 1105-1107,5 м). Панорамне зображення шліфа до солянокислої обробки та взаємодії з реагентом СПК. Показано фрагмент лінійно-розсіяної зони, збагаченої органічною речовиною, яка виповнює тріщини та каверни. В межах подібних зон властиве зростання кількості кальциту у складі цементу.

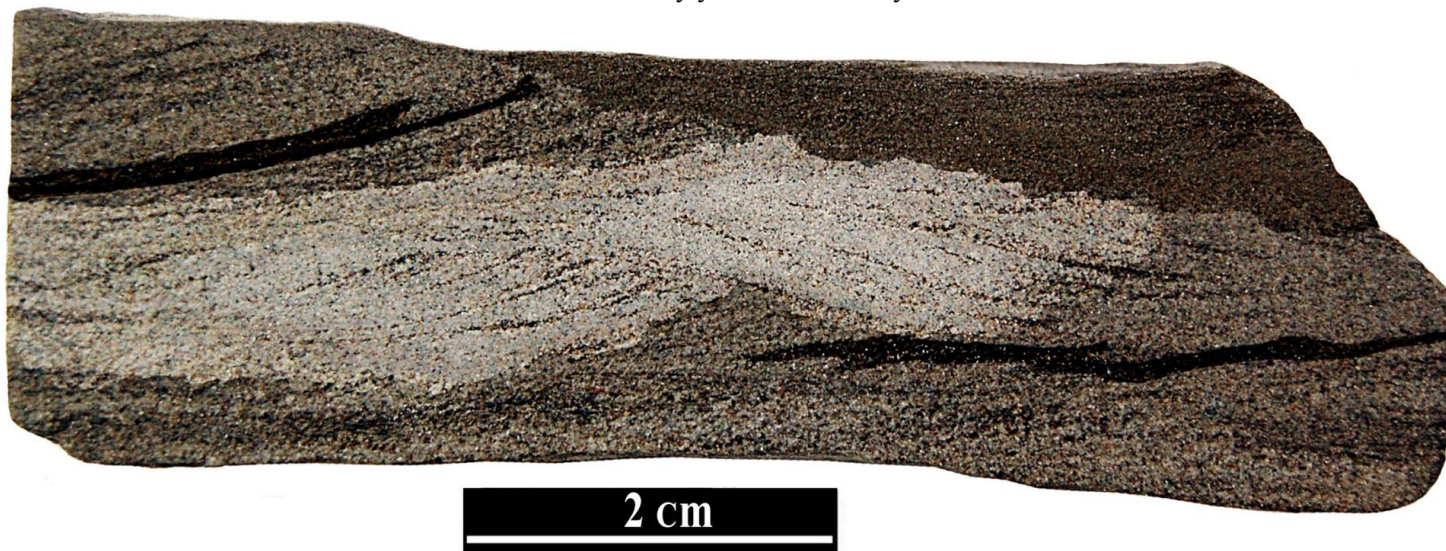


Рис. 9. Зразок GR-1 (інтервал відбору 1105-1107,5 м). До солянокислої обробки та взаємодії з реагентом. Загальний вигляд розрізу вздовж осі керну. На розрізі виділено: темно-сірий фрагмент справа вверху – прошарок піщанистого алевроліту з глинисто-гідрослюдиисто-хлоритовим складом цементу, кальцит практично відсутній; світло-сірий фрагмент у центральній частині зрізу – алевритистий пісковик середньо-дрібнозернистий з суттєво кальцитовим цементом; чорні лінозоподібні смуги справа внизу і зліва вверху – прошарки з підвищеною концентрацією слюдиного мінералу та органічної речовини, яка заповнює переривчасті тріщини та каверни, що розташовані згідно нашарування.

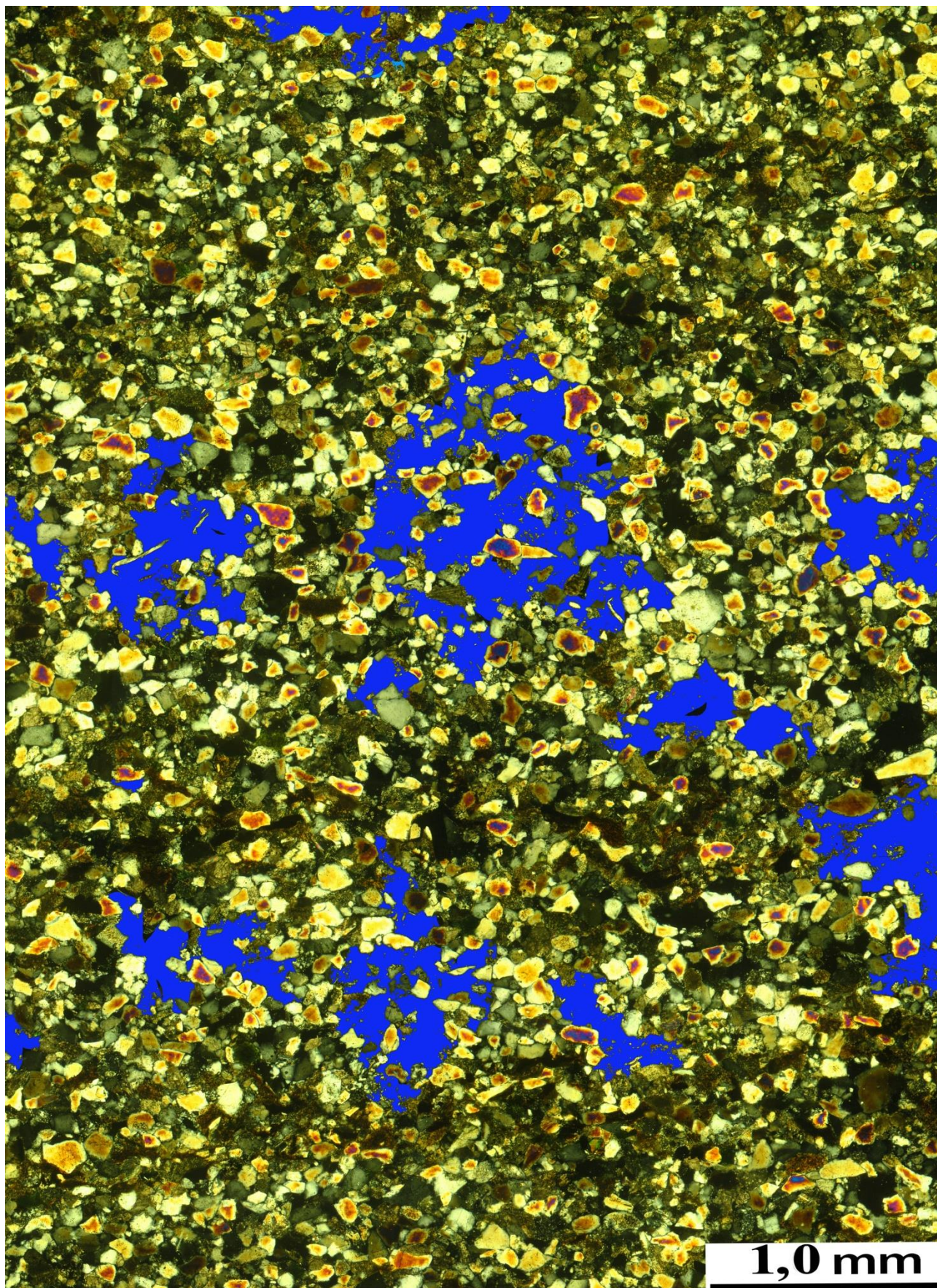


Рис. 10. Зразок GR-1 (інтервал відбору 1105-1107,5 м). Синім кольором показано масштаби збільшення об'єму пустотного простору після солянокислотної обробки та дії реагенту СПК.

Інший тип тріщинних зон зазвичай перетинає шари. Самі тріщини короткі, рідко виходять за межі одного-двох шарів, хаотично орієнтовані, органічна речовина зазвичай відсутня, пустотний простір для них не характерний (д.геол.н. Ю.І. Федоришин, 2013).

Висновки

1. Досліджені породи, незважаючи на високу пористість-17,6-22,1 % мають дуже низькі фільтраційні властивості-проникність 0,29-10,6 мД., коефіцієнт газонасичення становить близько 53 %.

2. Дія бурового розчину на пласт призводить до погіршення ефективної газопроникності в середньому в 2,1 рази. Тому проведення інтенсифікації з метою її відновлення повинно бути обов'язковою технологічною процедурою.

3. Дія реагенту СПК на породи-колектори сприяє збільшенню ефективної газопроникності до 4,8 разів.

4. Комплексна дія спочатку 10 % розчину соляної кислоти протягом однієї години і наступної дії реагенту СПК протягом чотирьох діб призводить до збільшення ефективної газопроникності (дебіту газу) в 13 разів.

5. Дія 10 % розчину оцтової кислоти призвела до руйнування порід-колекторів вздовж мікрона шарування прошарків пісковиків і алевролітів. При цьому ефективна газопроникність зростає в 1,5 рази.

6. Досліджувані породи завдяки широким кількісним варіаціям різних гранулометричних класів уламкового матеріалу (алевритового та дрібнопсамітового) та апоглинистого складу цементу з наложеною карбонатизацією найбільш доцільно віднести до **алевро-пісковиків з апоглинистим слюдисто-гідролюдисто-карбонатним цементом** (д.геол.н. Ю.І. Федоришин, 2013).

7. Структурні особливості та ряд текстурних ознак породи (хвиляста шаруватість з озна-

ками опливання та сповзання, концентрація лейст слюди у вигляді окремих шарів, псевдошаруватість без чітких границь розділу), які зумовлюють її внутрішню текстуру та морфотектурні ознаки поверхні окремих шарів, а також присутність серед мінералів аутигенного глауконіту дозволяють за фаціальною приналежністю віднести її до утворень прибережно-морських – лагунних (з низькою соленистю) фацій.

8. Присутність новоутвореного карбонату у складі цементу вказує на вторинне мінералоутворення, що мало місце на стадії діа- та катагенезу. На катагенетичні перетворення вказує і те, що глинисті мінерали цементу зазнали структурно-генетичних перетворень, трансформувались в якісно нову слюдисто-гідролюдисту асоціацію.

9. Пустотний простір має первинне походження, його об'єм дещо зменшений за рахунок новоутвореного кальциту та аутигенного глауконіту, які структурно приурочені до міжзернового простору.

10. Пустотний простір віднесений до розряду складних за рахунок поєднання порового і кавернозного типу пустот, нерівномірним поширенням по простяганню і по розрізу (д.геол.н. Ю.І. Федоришин, 2013). Розмір каверн (виходячи із зображених на рисунках) досягає 2 мм, ланцюжки зближених між собою каверн і пор витягуються на 5-10 мм. За сприятливих умов (гранулометричний склад, неконформного упакування уламків) пустотний простір характеризується відкритістю у вертикальному і горизонтальному напрямку. Проведення кислотної обробки колектора дозволить збільшити об'єм пустотного простору приблизно на 30 %, виходячи з кількості карбонатної речовини, яка входить до складу цементу.

Література

1. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств [Текст]. – М. : Изд-во стандартов. – 1985. – 12 с.
2. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. [Текст]. – М. : Изд-во стандартов. – 1985. – 8 с.
3. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. [Текст]. – М. : Изд-во стандартов. – 1985. – 16 с.
4. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами [Текст]. – М. : ВНИГНИ. –1978. –395 с.
5. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом. [Текст]. – Київ-Львів : ДКЗ України, ЛВ УкрДРГІ, 2010. – 42 с.
6. Нестеренко М. Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів [Текст] / М. Ю. Нестеренко. – К. : УкрДРГІ, 2010. – 224 с.

¹Примітка: стаття написана авторським колективом за результатами виконаних НДР згідно тематичного плану ЛВ ГПУ “Полтавагазвидобування” в 2013 р.