

ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ І НАФТОПРОМИСЛОВИХ ХАРАКТЕРИСТИК СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ (НА ПРИКЛАДІ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ)

¹О. В. Олійник*, ²С. А. Вижва, ²В. В. Антонюк, ²І. М. Безродна

¹АТ "Укргазвидобування", Департамент геофізики; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;
e-mail: sergiy.kurovec@gmail.com

²Київський національний університет імені Тараса Шевченка, ННІ "Інститут геології";
03022, м. Київ, вул. Васильківська, 90,
e-mail: orve@ukr.net, vsa@univ.net.ua, vitaliantoniuk@gmail.com, bezin3@ukr.net

Проаналізовано світову практику з вивчення карбонатних порід-колекторів із вторинними пустотами, а також продемонстровано комплексний підхід до вивчення даного типу покладів на прикладі порід-колекторів візейського ярусу Південно-Берестівського родовища Північно-західної частини ДДЗ. Метою даної роботи є прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей, а також нафтопромислових характеристик складнобудованих карбонатних порід-колекторів за стандартним комплексом промислово-геофізичних даних. Для вирішення поставленої задачі використано комплексний підхід, що включає методики балансу пористості та функціональних перетворень (нормалізацію) каротажних кривих БК-НГК, ІННК-НГК. В результаті авторами виділено в візейських карбонатних відкладах інтервали з наявними кавернами та тріщинами. На кожен окремих геофізичний метод впливає структура пустотного простору, за рахунок цього при розрахунку коефіцієнту пористості за різними зондами авторами виділено інтервали, що представлені карбонатними відкладами в основному порово-кавернового типу, проте виділяється інтервал 4287,6-4289,6 м порово-кавернозно-тріщинного типу. Встановлено, що в виділених пластах коефіцієнти різних типів пористості складають: вторинної - 2,5-6%, кавернозної - 1,7-5% та тріщинної - 0,2%. Потужність продуктивних відкладів змінюється в межах 0,8 - 2,4 м. Також авторами обґрунтовано вибір параметрів при розрахунку коефіцієнту насичення в складнобудованих відкладах. Окрім цього відмічено, що колекторські властивості забезпечує наявність вторинних пустот, а саме каверн, по яких і відбувається фільтрація флюїду, а матриця порід є ущільненою, низькопористою та низькопроникною.

Ключові слова: карбонатні породи-колектори, вторинні пустоти, тріщини, каверни, каротаж, візейська карбонатна плита, ДДЗ.

Проанализирована мировая практика по изучению карбонатных пород-коллекторов с вторичными пустотами, а также продемонстрирован комплексный подход к изучению данного типа залежей на примере пород-коллекторов визейского яруса Южно-Берестовского месторождения Северо-западной части ДДВ. Целью данной работы является прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств, а также нефтепромысловых характеристик сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов по комплексу промышленно геофизических данных. Для решения поставленной задачи использован комплексный подход, включающий методики баланса пористости и функциональных преобразований (нормализацию) каротажных кривых БК-НГК, ИННК-НГК. В результате в визейских карбонатных отложениях авторами выделены интервалы, имеющие каверновые пустоты и трещины. На каждый отдельный геофизический метод влияет структура пустотного пространства, за счет этого при расчете коэффициента пористости по разным зонам авторами выделены интервалы, представленные карбонатными отложениями в основном порово-кавернового типа, однако выделяется интервал 4287,6-4289,6 м порово-кавернозно-трещинного типа. Установлено, что K_p^{em} находится в пределах - 2,5-6%, $K_p^{кав}$ - 1,7-5%, $K_p^{тр}$ - 0,2%. Мощностные продуктивных отложений варьируется в пределах 0,8 - 2,4 м. Также авторами обоснован выбор параметров при расчете коэффициента насыщения в сложнопостроенных отложениях. Кроме этого, отмечено, что коллекторские свойства обеспечивает наличие вторичных пустот, а именно каверн, по которым и происходит фильтрация флюида, а матрица пород является уплотненной, низкопористой и низкопроницаемой.

Ключевые слова: карбонатные породы-коллекторы, вторичные пустоты, трещины, каверны, каротаж, визейская угольная плита, ДДЗ.

The world achievements of the study of carbonate reservoir rocks with secondary voids have been analyzed. An integrated approach to the study of this type of reservoir has been demonstrated on the example of reservoir rocks of the Visean strata of the South-Berestivske field in the North-Western part of the Dnipro-Donets Basin. The purpose of this article is to predict the reservoir filtration-capacitive properties, as well as oil saturation characteristics of complex carbonate reservoir rocks using well logging data. To solve this problem, an integrated approach is used. It includes the methods of porosities balance and functional transformations (normalization) of the electrical and radioactive well logging curves (lateral logging - neutron gamma ray logging, impulse neutron-neutron logging - neutron gamma ray logging). As a result, the authors have identified intervals in the Visean carbonate deposits with cavernous voids and cracks. Each individual geophysical method is influenced by the structure of the void space. Due to this, when calculating the porosity coefficient for different probes, the authors identify intervals represented by carbonate deposits, mainly of the porous-cavernous type. However, there is an interval of 4287.6-4289.6 m of porous-cavernous-fractured type. It is established that in the selected layers the coefficients of different types of porosity are: secondary - 2.5-6%, cavernous - 1.7-5% and fracture - 0.2%. The thickness of productive sediments varies within 0.8 - 2.4 m (the average value is 2 m). The authors also substantiated the choice of parameters when calculating the saturation coefficient in complex structural reservoirs. Moreover, it is noted that the reservoir properties are provided by the presence of secondary voids, namely the cavities through which the fluid is filtered, and the rock matrix is compacted, poor-porous and low-permeable.

Key words: carbonate reservoir, secondary interstice, fracture, vug, well logging, Visean carbonate strata, DDB.

Вступ

Проблема виділення та діагностування карбонатних порід-колекторів з пустотами вторинного типу в розрізі резервуару існує давно і до теперішнього часу залишається остаточно не вирішеною. У вітчизняній практиці на даний час відсутні універсальні методи надійного прогнозування і визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та нафтопромислових характеристик складнопобудованих тріщинно-кавернозних колекторів.

Це викликано, в першу чергу, складною будовою карбонатних відкладів, які характеризуються значною неоднорідністю літологічного складу, структурних і текстурних характеристик, мінливістю мінерального складу, складною будовою пустотного простору та значною диференціацією петрофізичних властивостей порід-колекторів.

Огляд попередніх досліджень та публікацій

Оцінка тріщинно-кавернозних карбонатних порід-колекторів вимагає узагальнення всієї наявної геолого-геофізичної інформації:

- даних з буріння свердловин та опробування інтервалів, результатів ГДС;
- опису літологічних характеристик, а саме структурних та текстурних особливостей порід;
- результатів визначення петрофізичних параметрів керна матеріалу.

Якісними ознаками інтервалу з вторинними пустотами є збільшення швидкості буріння та витрат промивальної рідини, а також низький відсоток виносу керна (менше 50%) [21].

Прямі дослідження керна матеріалу в шліфах, а також за допомогою рентгенівської комп'ютерної томографії дозволяють встановити спрямованість, розкритість та висоту трі-

щин, а також оцінити систему вторинних пустот, що, в кінцевому результаті, дозволяє краще оцінити фільтраційно-ємнісні властивості, а також змодельовати рух флюїду в складнопобудованому пустотному просторі карбонатних порід-колекторів [22]. Проте слід зауважити, що дані дослідження відбуваються в макромасштабі, тому не завжди можливо врахувати значні за розміром тріщини, що можливо помітити у випадку, коли інтервал дає набагато більший приплив вуглеводнів, аніж змодельований за кернами даними.

Свердловинні іміджери типу UBI (Ultra-sonic BoreholeImager) та FMI (Fullbore Formation Microimager) дозволяють не тільки отримати дані про наявність тріщин та каверн, а й визначити їхню природу (техногенні чи природні), класифікувати окремі тріщини, розрахувати коефіцієнти вторинної (тріщинної та кавернозної) пористості, проаналізувати розкритість тріщин, а також їхню щільність. Інформація, що отримана за допомогою мікроіміджерів, дозволяє надійно виділити в резервуарі признаки крупних тріщин, проте роздільної здатності даних приладів недостатньо для діагностування мережі дрібних тріщин та каверн [21].

Комбінування результатів дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей на зразках керна (розрахунок та виділення фільтраційних комірок в розрізі) з мікроіміджерами, крос-дипольними акустичними дослідженнями, електричними та ядерними методами дозволяють виділити карбонатні інтервали з мікротріщинуватістю [17].

Іншим підходом до оцінки колекторських властивостей є опосередковані розрахункові методи.

Визначення структури пустотного простору порід-колекторів може бути здійснено за

допомогою методики, що розроблена дослідниками Продайворою Г., Вижвою С. та Безродною І. в ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Даний метод базується на інверсії результатів акустичних та ємнісних петрофізичних досліджень порід на основі методів нелінійної оптимізації для розв'язання прямої задачі та методу умовних моментів для розв'язання оберненої задачі. В результаті інтерпретації отримується концентрація різних типів пустот (тріщин, каверн, міжзернових пор, а також порожнин ущільнення-розтягу), за якою визначається тип породи-колектора та виділяються перспективні інтервали при оцінці покладів вуглеводнів [1]. Отримані концентрації різних типів пустот є об'ємними, тобто їхнє значення є скалярною величиною, що складається з сумарної кількості пустот та тріщин, орієнтованих в будь-якому напрямку. Використовуючи дану методику та множинну лінійну регресію [16], дослідники наводять результати моделювання коефіцієнта абсолютної газової проникності, визначення типів пустот, а також внесок кожного з цих типів в рух флюїду.

Визначення коефіцієнта вторинної пористості та коефіцієнта співвідношення вторинної та міжзернової (матричної) пористостей показано в роботах [2, 19], де використано виміри питомого електричного опору промитої зони, а також незміненої частини інтервалу.

В роботі [2] стверджується, що за даними електрометрії (як і інших геофізичних методів) задача оцінки насичення тріщинно-кавернозних карбонатних порід-колекторів не вирішується. Відомо, що коефіцієнт водонасичення, в основному, визначається вмістом залишкової води в порах непроникної матриці. Проте, досліджуючи складнобудовані породи-колектори, Aguilega [15] вивів рівняння для визначення параметра пористості через коефіцієнти загальної пористості та співвідношення пористостей, а також питомого електричного опору:

$$F_t = \frac{\left(\frac{R_w R_o}{v \phi_t R_o + (1-v) R_w} \right)}{R_w},$$

де R_o – питомий електричний опір інтервалу, що 100% насичений пластовою водою;

R_w – питомий електричний опір пластової води в Ом × м ;

v – коефіцієнт співвідношення вторинної та матричної пористостей.

Спираючись на внесок вторинних пустот в рух флюїду в інтервалі, Nelson створив наступ-

ну класифікацію порід-колекторів з природною тріщинуватістю [19]:

Тип 1: Флюїд рухається тільки тріщинами та вторинними пустотами;

Тип 2: Матриця порід має високі значення проникності, які збільшуються за рахунок вторинних пустот;

Тип 3: Матриця має доволі незначну проникність, проте вміщує в собі майже всі вуглеводні, а рух флюїду забезпечують вторинні пустоти;

Тип 4: Тріщини та каверни заповнені вторинними мінералами і є бар'єрами для руху флюїду.

В породах-колекторах, що відносяться до 2 та 3 типу, за Nelson можливо визначити параметр пористості тріщинно-кавернозних інтервалів за такою формулою:

$$F = \frac{\tau}{(1 - \phi_f^{mf}) \phi_m^{mm} + \phi_f^{mf}},$$

де τ – звивистість каналів фільтрації та вторинних порожнин;

m_m, m_f – показники цементації для матричної та тріщинно-кавернозної пористості;

ϕ_m, ϕ_f – коефіцієнти матричної та тріщинно-кавернозної пористості.

Структурний коефіцієнт (m) в формулі в тріщинно-кавернозних колекторах може набувати значення від 1 до 3 залежно від з'єднання між вторинними пустотами та кавернами, а також ступеня їхнього заповнення мінералами [18]. У випадку, коли вторинні пустоти з'єднані між собою і не заповнені мінералами (що сприяє вільному рухові флюїду), даний коефіцієнт наближається до значення звивистості вторинних пустот і становить 1 [15, 23].

При аналізі всіх наведених методик з'ясувалось, що жодна окрема методика сама по собі не може забезпечити достатньої ефективності виділення карбонатних порід-колекторів і визначення їх фільтраційно-ємнісних характеристик. Це також підтверджено проаналізованими авторами методиками і методичними прийомами інтерпретації даних ГДС, що висвітлено в джерелах [2,4-10, 12-14].

Метою роботи є вибір оптимальних методів та методик інтерпретації для надійного прогнозування і визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та нафтопромислових характеристик складно побудованих тріщино-кавернозних колекторів.

Характеристика досліджуваного об'єкту

В даній роботі авторами досліджено поро-ди-колектори карбонатної товщі візейського ярусу (горизонт В-25) Південно-Берестівського родовища Липово-Долинського району осьової частини ДДЗ, що розкриті двома свердловинами – №3 та №5 [11].

В літологічному відношенні досліджувані інтервали складаються з вапняків сірих та темно-сірих з буруватим відтінком, дрібно-середньозернистих, глинистих, бітумінозних, перекристалізованих з прошарками та реліктами аргіліту тонкодисперсного зі значною кількістю спікул губок кальцитового та кременистого складу. В породі міститься значна кількість дрібного зоодетриту тонкостійких астракод, крипоїдій, брахіопод. Текстура породи – не орієнтована, іноді плямиста.

За лабораторними даними відкрита пористість вапняків складає 0,4-4,6 %. В гірських породах з низькою пористістю матриці (менше 5 %) вторинні пустоти (а саме, тріщини та каверни) збільшують пористість за рахунок збільшення об'єму відкритих пустот та з'єднань ізольованих пустот матриці, що позитивно впливає на рух флюїду в інтервалі [21].

При випробуванні горизонту за допомогою випробувача на трубах (ВПТ) в одній з свердловин в інтервалі 4248-4298 м отримано приплив нафти дебітом 4,8 м³/д. Пластовий тиск склав 57,5 МПа.

Згідно [6] колектори горизонту відносяться до біоморфно-карбонатного порово-тріщинувато-кавернового типу.

Методика дослідження

Для вирішення поставленого завдання авторами були використані всі доступні методичні прийоми обробки даних ГДС та обрані з них найбільш ефективні. При такому підході потенційні колектори виділяються за наявності хоча б двох із трьох позитивних діагностичних ознак [5].

Комп'ютерна обробка матеріалів ГДС проводилась з використанням програмних засобів «ГЕОПОШУК», «АКУСТИКА» та «ОПТКОМ». За програмою «ОПТКОМ» був визначений також компонентний склад порід в чотирьох градаціях: пористість, вапняк, кремень (кварц) і аргіліт.

При вивченні наведених карбонатних відкладів була використана комп'ютерна технологія обробки та інтерпретації карбонатних колекторів, розроблена в Ніжинській ЕГДС (Ніжинській експедиції з геофізичних дослідженнях в свердловинах). Вона заснована на теорії пруж-

них властивостей пористого середовища, системі лінійних петрофізичних рівнянь і методиці функціональних перетворень [6].

Жоден окремих геофізичний свердловинний метод чи методичний прийом не зміг достовірно вирішити проблему виділення та оцінки властивостей низькопористих карбонатних колекторів із вторинною пористістю.

Для визначення придатності тієї чи іншої існуючої методики в даній роботі використано нормалізовані почасові виміри нейтронних методів (НГК, ІННК), результати зіставлення яких дають прямі якісні ознаки колектора.

Авторами використано значення коефіцієнта вторинної пористості, виходячи з припущення, що вуглеводні знаходяться не тільки в матричних пустотах, а й у вторинних, які і забезпечують рух флюїду. Коефіцієнт вторинної пористості був визначений за формулою:

$$K_n^{em} = K_n^{zag} - K_n^M, \quad (1)$$

де K_n^{zag} – коефіцієнт загальної пористості, що розрахований за даними НОК;

K_n^M – коефіцієнт пористості непроникної матриці.

Загальна пористість (K_n^{zag}) була визначена за даними нейтронного гама-методу (НГК), покази якого, в основному, залежать від літології порід, водневого вмісту пустот (w) і кількості глинистих мінералів. Розрахунок загальної пористості за методом НГК проведено способом двох опорних пластів, в якості яких приймалися чисті, щільні вапняки з максимальними значеннями позірної опору за даними бокового каротажу (коефіцієнт пористості для них визначався за даними акустичного каротажу (АК) з використанням рівняння середнього часу), а в якості іншого опорного пласту вибрано розмиті пласти аргілітів в підшві "плити", загальний водневий вміст яких прийнято рівним 40%.

Виправлення кривих НГК за вплив глинистості здійснювалось на базі кореляційного зв'язку між I_γ (ГК) та I_{ny} (НГК). При побудові залежності $I_{ny} = f(I_\gamma)$ використовувались щільні вапняки різного ступеня глинистості з номінальним діаметром свердловини. Поправочний коефіцієнт визначався як відношення максимальних значень I_{ny} (НГК) ($I_{ny} = min$) до значень J_{ny}^{zl} , що зняті напроти частково глинистих пластів. Виправлення проводилось при значенні I_γ (ГК) в діапазоні 1,5 – 6 мкР/год, оскільки при величині I_γ (ГК) більше за 6 мкР/год карбонатна порода стає неколектором [4].

Природно, для цієї мети більш коректним було б використання спектрального гамма-каро-

тажу (СГК), який дозволяє інтегральні значення гамма-активності розділити на уранову, торієву і калієву складові. Виключення частки урану із сумарної активності зменшить вплив органічних речовин (бітумів) при кількісній інтерпретації матеріалів радіоактивних методів. На жаль, дослідження свердловин методом СГК в Україні досі не знайшли виробничого впровадження.

Визначення коефіцієнта пористості за даними АК проводилось з використанням рівняння середнього часу. При цьому значення інтервального часу розповсюдження хвилі (ΔT) в скелеті приймалось за експериментальними даними рівним 156 мкс/м, в рідині – 605 мкс/м. Виправлення кривої інтервального часу за вплив глинистості проводилось як і за методом нейтронного-гама каротажу.

Для визначення коефіцієнта пористості в інтервалах з первинним типом пустот побудовані крос-плоти $\Delta T = f(K_n^{ny})$ – коефіцієнт відкритої пористості, розрахований за нейтронним-гама каротажем). Лінія, що проведена через верхні крайні точки і значення $\Delta T_{СК}$, відповідає щільним (без каверн) пластам.

Для виділення карбонатного колектора і визначення типу пустотного простору методом балансу пористості була проведена оцінка пористості також за даними електрометрії (боковий каротаж – БК). Для цього були побудовані окремі залежності між позірним опором за БК і загальною пористістю за НГК по кожній свердловині. Лінія регресії проводилась вздовж щільних прошарків. Таким чином, була отримана залежність, подібна до рівняння Арчі-Дахнова.

Величина коефіцієнта матричної пористості (K_n^M) за результатами лабораторних досліджень керна по сусідніх Селюховському, Білічівському, Кампанському родовищах становить 1,2-2,1 % [6]. В роботі [5] стверджується, що за результатами випробувань карбонатних відкладів Тимано-Печорської НГП інтервали подібних порід мають ознаки порід-колекторів, а також віддають вуглеводні в процесі розробки при $K_n^{zag} > 1,8\%$. Враховуючи дану практику, а також те, що породами-колекторами як досліджуваного Південно-Берестівського покладу, так і Тимано-Печорської НГП виступають карбонатні інтервали, для підрахунку запасів даного родовища граничне значення коефіцієнта пористості прийнято 2%.

Коефіцієнт тріщинної пористості розрахований за рівнянням:

$$K_n^{mp} = m \sqrt{\rho_c \left(\frac{1}{\rho_{\text{ок}}} - \frac{1}{\rho_{\text{ок}}^M} \right)}, \quad (2)$$

де $\rho_{\text{ок}}$ – значення питомого електричного опору незміненої частини пласта;

$\rho_{\text{ок}}^M$ – значення позірного опору для чистих, щільних прошарків;

ρ_c – питомий опір бурового розчину;

m – структурний коефіцієнт, що для тріщинного колектора дорівнює 1.

Коефіцієнт кавернозної пористості визначався за рівнянням:

$$K_n^{кав} = K_n^{ny} - K_n^{ак}, \quad (3)$$

де $K_{n,щ}$ – коефіцієнт пористості визначений за даними АК в прошарках з відсутністю вторинних порожнин;

K_n^{ny} – коефіцієнт пористості, визначений за НОК.

Результати дослідження

Авторами побудовано крос-плоти інтервального часу проходження повздовжньої хвилі та вмісту водню в пластах ($\Delta T = f(\omega)$) Південно-Берестівського родовища з метою точної оцінки літологічного складу досліджуваних інтервалів. Встановлено, що більшість пластів представлені вапняками з різним вмістом глинистих мінералів, що також підтверджено дослідженнями кернавого матеріалу (рис. 1).

Для оцінки типу порід-колекторів візейської карбонатної товщі авторами використано результати почасових вимірів нейтронних методів, методу балансу пористості і методу функціональних перетворень (нормалізація) бокового та нейтронного каротажу (рис. 2).

Основою методу балансу пористості є той факт, що значення K_n , розраховані за різними геофізичними методами, відрізняються і залежать від типу ємності колектора.

Переважаючий тип пустотного простору визначали за такими правилами:

$$K_n^{ny} = K_n^{ак}, K_n^{ny} > 2 - \text{поровий колектор};$$

$K_n^{ny} < K_n^{ак} < K_n^{бк}, K_n^{ny} > 2 - \text{тріщинний колектор (зазвичай)};$

$K_n^{ny} > K_n^{ак} > K_n^{бк}, K_n^{ny} > 2 - \text{кавернозний колектор (зазвичай)}.$

За даним підходом встановлено, що свердловині №3 інтервали 4268-4270 м та 4285-4287 м представлені карбонатним колектором з порово-кавернозним типом пустотного простору.

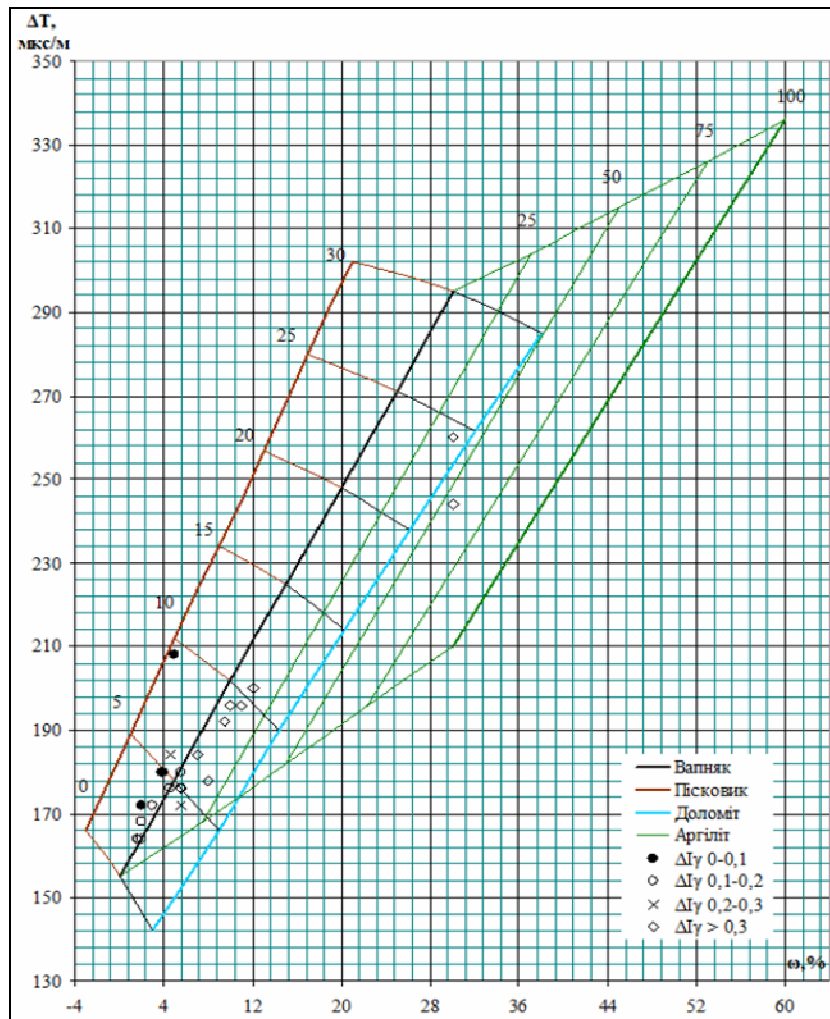


Рисунок 1 – Крос-плот $\Delta T = f(\phi)$ для визначення мінеральних компонентів порід нижньовізейської карбонатної плити

В інтервалі 4273-4275 м за нормалізованими показами НГК та БК простежується можливий продуктивний прошарок. Проте авторами вирішено віднести до порід-колекторів інтервали, які не менш ніж за двома діагностичними ознаками характеризуються як проникні. Їх загальна пористість більша від матричної ($K_n^m = 2\%$), а також присутня кавернозно-тріщинна складова пористості. З ефективних товщин виключались інтервали з підвищеними значеннями ГК, глинистість яких підтверджена даними НГК і БК.

Розрахунок коефіцієнта відкритої пористості з використанням даних акустичних, радіоактивних та електричних досліджень в інтервалах, що авторами віднесено до карбонатних порід-колекторів, показав, що для свердловини №3 Південно-Берестівського родовища: $K_n^{AK} = 4,5-9,5\%$, $K_n^{ny} = 4,4-7\%$, $K_n^{ok} = 1,5\%$, а в свердловині № 5 – $4,5-5,5\%$, $4,5-8\%$ та $1,5-4\%$ відповідно.

Рівняння (1-3) використані авторами для розрахунку коефіцієнтів тріщинної, кавернозної та вторинної пористостей. Для свердловини №3 встановлено, що $K_n^{BT} = 2,4-5\%$, $K_n^{kav} = 1,7-2\%$, а тріщини відсутні. У свердловині №5 структура порового простору представлена такими значеннями порожнин різного типу: $K_n^{BT} = 2,5-6\%$, $K_n^{kav} = 1,7-5\%$, $K_n^{TP} = 0,2\%$ (табл. 1, рис. 3).

З отриманих результатів встановлено, що досліджувані інтервали з вторинними порожнинами відносяться до третього типу за Nelson, тобто матриця має доволі незначну проникність, проте вмщує в собі майже всі вуглеводні, а рух флюїду забезпечують вторинні порожнини.

Висновок

У роботі авторами запропоновано підхід до оцінки та кількісного визначення вмісту вторинних пустот на прикладі порід-колекторів візейської карбонатної товщі Південно-Берестівського родовища, Липово-Долинського району освої частини ДДЗ.

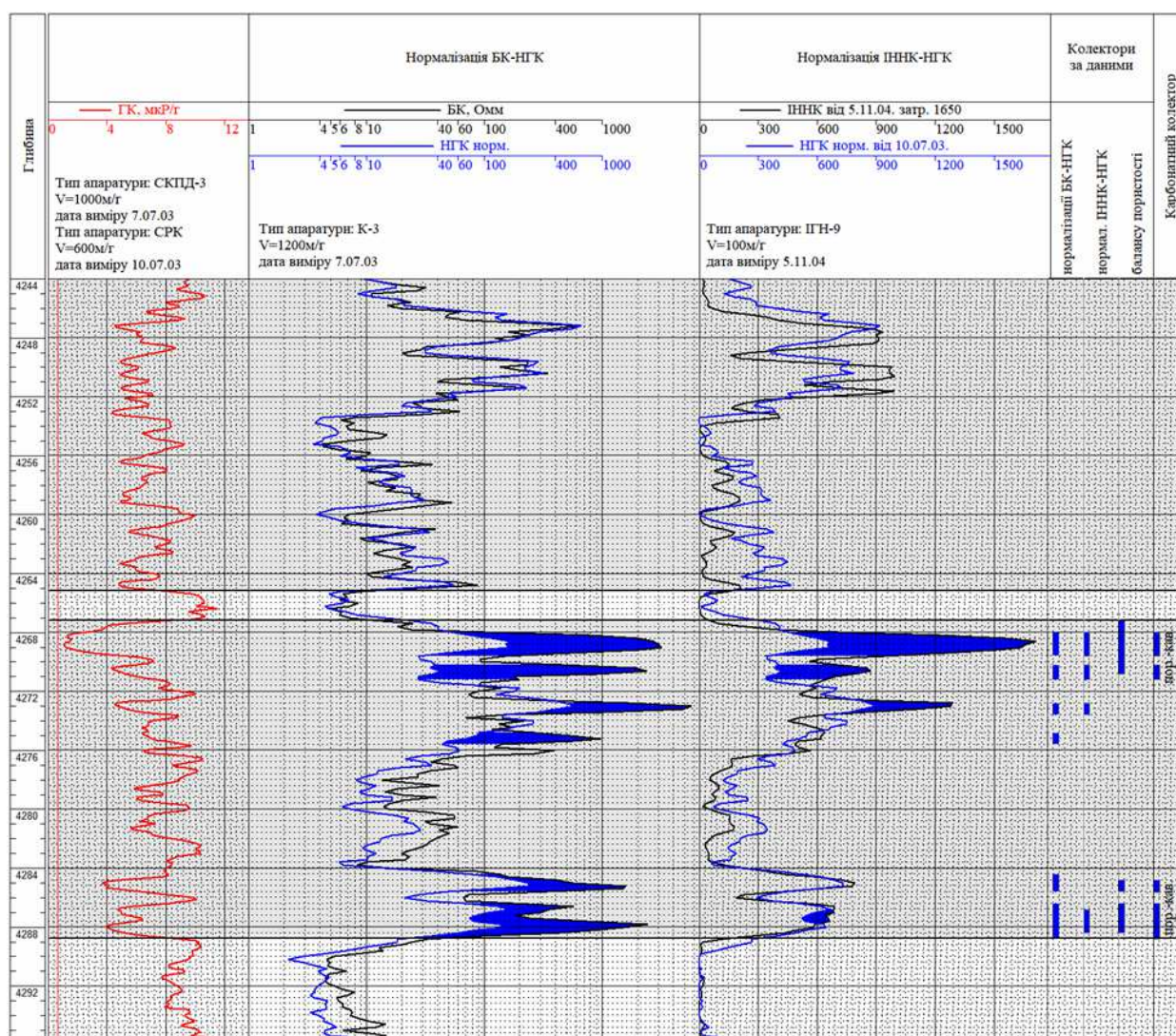


Рисунок 2 - Планшет з нормалізованими кривими ядерного та електричного каротажу для оцінки розрізу свердловини та виділення порід-колекторів та типу пустотного простору візейської карбонатної товщі свердловини № 3 Південно-Берестівського родовища

Встановлено, що для якісного виділення наявності вторинних пустот для даного типу покладів можливим є використання почасових вимірів нейтронних методів, методики балансу пористості, а також нормалізація даних бокового та нейтронного каротажу.

Розраховано коефіцієнти відкритої пористості, а також внесок вторинної, тріщинної та кавернозної складових в пустотний простір досліджуваних порід. Показано, що карбонатна товща візейського ярусу має колекторські властивості при об'ємі пустот більше 2%, а також розраховано кількісний вміст вторинних порожнин.

Вперше показано, що карбонатні тріщинуваті породи-колектори вивченого об'єкту Північно-Західної частини ДДЗ відносяться до 3 типу за Nelson, тобто пористості матриці є нез'язаними між собою, тому мають низьку про-

никність, проте вміщують в собі вуглеводні, а тріщини та каверни забезпечують рух флюїду.

В перспективі продовженням дослідження є порівняння отриманих результатів з визначення об'єму вторинних пустот, проведеного авторами, з кількісним аналізом структури пустотного простору, що можливо зробити використовуючи розроблену Продайворою Г., Вижвою С. та Безродною І. методику [3]. Крім того, необхідно змодельовати зміну коефіцієнта проникності, використовуючи кількісні значення порожнин різних типів та множинну лінійну регресію, а також визначення коефіцієнта нафтогазонасичення, враховуючи вплив вторинних пустот на коефіцієнти рівняння Арчі-Дахнова.

Таблиця 1 – Результати виділення карбонатних порід-колекторів та оцінки типу їх порожнинного простору свердловин №3 та 5 Південно-Берестівського родовища

№ св.	Інтервал, м	$H_{сф}$, м	$K_{п}^{пу}$, %	$K_{п}^{ак}$, %	$K_{п}^{ок}$, %	$K_{п}^{вт}$, %	$K_{п}^{кав}$, %	$K_{птр}$, %	$K_{нг}$, %	Тип колектора
3	4267,2-4269,6	2,0	6,5	9,5	1,5	4,5	2	—	85	порово-каверновий
3	4270,4-4271,2	0,8	7	8	1,5	5	2,5	—	85	порово-каверновий
3	4284,4-4288,8	2,4	4,4	4,5	1,5	2,4	1,7	—	85	порово-каверновий
5	4274,4-4277,2	2,0	5,5	5,5	1,5	3,5	2	—	85	порово-каверновий
5	4283,6-4285,6	1,8	4,5	4,5	1,5	2,5	1,7	—	85	порово-каверновий
5	4287,6-4289,6	2,0	8	5	4	6	5	0,2	85	порово-каверново-тріщинний

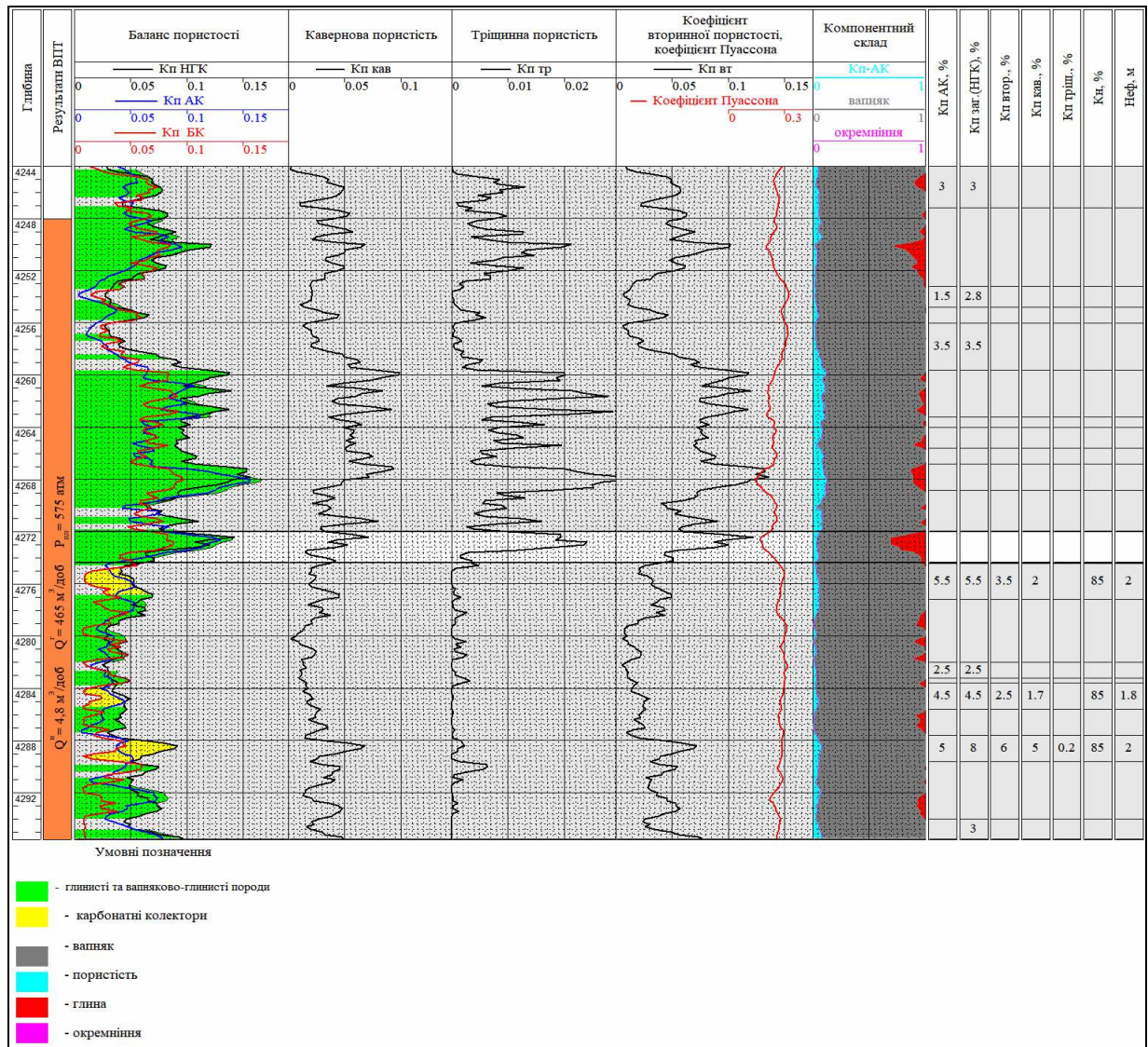


Рисунок 3 – Планшет з визначеними коефіцієнтами відкритої, кавернозної, тріщинної та вторинної пористості свердловини № 5 Південно-Берестівського родовища

Література

1. Безродна І. М. Оцінка структури пустотного простору карбонатних порід за результатами акустичних досліджень в умовах змінних тисків. *Науковий Вісник Національного Гірничого Університету*. 2014. № 3. С. 23–30.
2. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М: Недра, 1985. С. 8-18, 315.
3. Вижва С. А., Безродна І. М., Ткаченко О. В. Структура пустотного простору складно-побудовних башкирських карбонатних порід-колекторів Опішнянського родовища ДДЗ. *Геофизический журнал*. 2019. № 41(3). С. 189–202.
4. Козяр В.Ф., Козяр Н.В., Мрозовская С.В. Технология и программное обеспечение обработки геофизических данных для оценки сложно построенных разрезов и газовых скважин. *Каротажник*, 2005. Вып. 7 (134). С. 186-199.
5. Паньков С. Ю., Ткаченко Ю. П., Свихнушин Н. М. Опыт использования расширенного комплекса ГИС при исследовании сложно построенных карбонатных коллекторов Тимано-Печерской НПП (часть II). *Каротажник*. 2007. Вып. 7. С. 34-40.
6. Куровець І. М., Шеремета О. В., Кнішман О. Ш. Розробка методики виділення і діагностики карбонатних порід-колекторів вуглеводнів методами ГДС і петрофізики”. Звіт. Фонди ІТГК НАН України. Львів, 2004.
7. Князев А. Р. Выделение интервалов трещиноватости в низкопористых карбонатных породах по стандартному комплексу ГИС. *Каротажник*. 2005. Вып. 8. С. 55-71.
8. Жуланов И. Н., Князев А. Р., Матвеева В. П. Опыт изучения низкопористых коллекторов по ВАК. *Каротажник*. 2003. Вып. 107. С. 95-103.
9. Смирнов О. А., Волчкова Т. Н. Построение геолого-геофизической модели карбонатных коллекторов Удмуртии. *Каротажник*. 2003. Вып. 102.
10. Будыко Л. В., Спивак В. Б., Щербаков Ю. Д. Об акустическом каротаже полной энергии. *Каротажник*. 2000. Вып. 77.
11. Кнішман О. Ш., Гладкова Т. О., Скрипець Д. Ю., Литвиненко Н. В., Олійник О. В. та ін. Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, методика та результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів з метою виконання геолого-економічної оцінки Південно-Берестівського родовища. Звіт, ДГП “Укргеофізика”, Ніжин, 2008. С. 97.
12. Кулигин Е. А., Шнурман Г. А., Чумачева А. А. Выделение и оценка трещинных коллекторов (по материалам сканирующего бокового каротажа). *Каротажник*. 2007. Вып. 7. С. 51-55.
13. Фельдман А. Е., Полякова Л. Е. Методика определения подсчетных параметров в трещиноватых карбонатных силурийско-девонских отложениях Тимано-Печерской провинции. *Каротажник*. 2007. Вып. 8.
14. Ши Изянжун. Технология интерпретации коллекторных параметров для карбонатных коллекторов палеоподнятия в районе Чендао месторождения Шенли. *Каротажник*. 2005. Вып. 5-6. С. 51-52.
15. Aguilera R. Naturally fractured reservoirs (2nd Edition). Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. 1995. P. 372.
16. Antoniuk V. V., Bezrodna I. M., Petrokushyn O. Y. Comparison of the methods for reservoir properties evaluation and prediction of permeability by the void space structure of the reservoir rocks (on the example of the West-Shebelynska area). *18th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. Kyiv, 2019. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902127>.
17. Ezati M., Azizzadeh M., Riahi M. A., Fattahpour V., Honarmand J. Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. No 170, P. 675–695.
18. Lucia F. J. Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. *Springer Science & Business Media*. 2007. P. 179.
19. Nelson R. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs (Second Edition). Elsevier. 2001.
20. Pirson S. J. Geological well log analysis. Gulf Publishing Co., Houston, TX. 1983. P. 370.
21. Tiab D., Donaldson E. C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: *Fourth Edition*. Elsevier, 2015. P. 918.
22. Wang F., Li Y., Tang X., Chen J., Gao W. Petrophysical properties analysis of a carbonate reservoir with natural fractures and vugs using X-ray computed tomography. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016/ No 28, P. 215–225. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.046>
23. Wang F. P., Lucia F. J. Comparison of empirical models for calculating the vuggy porosity and cementation exponent of carbonates from log responses. *Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin*, 1993.

References

1. Bezrodna I. M. Otsinka struktury pustotnoho prostoru karbonatnykh porid za rezultatomy akustychnykh doslidzhen v umovakh zminnykh tyskiv. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. 2014. No3. P. 23–30. [in Ukrainian]
2. Vendelshteyn B. Yu., Rezvanov R. A. Geofizicheskie metodyi opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov. M: Nedra, 1985. P. 8-18, 315. [in Russian]
3. Vyzhva S. A., Bezrodna I. M., Tkachenko O. V. Struktura pustotnoho prostoru skladnopobudovnykh bashkyskykh karbonatnykh porid-kolektoriv Opishnianskoho rodovyshcha DDZ. Heofyzycheskyi zhurnal. 2019. No 41(3). P. 189–202. [in Ukrainian]
4. Kozyar V. F., Kozyar N. V., Mrozovskaya S. V. Tehnologiya i programmnoe obespechenie obrabotki geofizicheskikh dannykh dlya otsenki slozhno postroennykh razrezov i gazovykh skvazhin. Karotazhnik. Tver: Izd. AIS, 2005. Vol. 7 (134). P. 186-199. [in Russian]
5. Pankov S. Yu., Tkachenko Yu. P., Svihnushin N. M. Opyit ispolzovaniya rasshirenogo kompleksa GIS pri issledovanii slozhno postroennykh karbonatnykh kollektorov Timano-Pecherskoy NGP (chast II). Karotazhnik. 2007. Vol 7. P. 34-40. [in Russian]
6. Kurovets I. M., Sheremeta O. V., Knishman O. Sh. Rozrobka metodyky vydilennia i diahnostyky karbonatnykh porid-kolektoriv vuhlevodniv metodamy HDS i petrofizyky”. Zvit. Fondy IHHHK NAN Ukrainy. Lviv, 2004. [in Ukrainian]
7. Knyazev A. R. Vyidelenie intervalov treschinovatosti v nizkoporistykh karbonatnykh poridakh po standartnomu kompleksu GIS. Karotazhnik. 2005. Vol. 8. P. 55-71. [in Russian]
8. Zhulanov I. N., Knyazev A. R., Matveeva V. P. Opyit izucheniya nizkoporistykh kollektorov po VAK. Karotazhnik. 2003. Vol. 107. P. 95-103. [in Russian]
9. Smirnov O. A., Volchkova T. N. Postroenie geologo-geofizicheskoy modeli karbonatnykh kollektorov Udmurtii. Karotazhnik. 2003. Vol. 102. [in Russian]
10. Budyiko L. V., Spivak V. B., Scherbakov Yu. D. Ob akusticheskom karotazhe polnoy energii. Karotazhnik. 2000. Vol. 77. [in Russian]
11. Knishman O. Sh., Hladkova T. O., Skrypets D. Yu., Lytvynenko N. V., Oliinyk O. V. ta insh. Tekhnolohiia provedennia heofizychnykh doslidzhen sverdlodyn, metodyka ta rezultaty kompleksnoi interpretatsii otrymanykh materialiv z metoiu vykonannia heoloho-ekonomichnoi otsinky Pivdenno-Berestivskoho rodovyshcha. Zvit, DHP “Ukrheofizyka”, Nizhyn, 2008. P. 97. [in Ukrainian]
12. Kuligin E. A., Shnurman G. A., Chumacheva A. A. Vyidelenie i otsenka treschinnykh kollektorov (po materialam skaniruyushego bokovogo karotazha). Karotazhnik. 2007. Vol. 7. P. 51-55. [in Russian]
13. Feldman A. E., Polyakova L. E. Metodika opredeleniya podschetnykh parametrov v treschinovatykh karbonatnykh siluriysko-devonskikh otlozheniyah Timano-Pecherskoy provintsii. Karotazhnik. 2007. Vol. 8. [in Russian]
14. Shi Izyanzhun. Tehnologiya interpretatsii kollektornykh parametrov dlya karbonatnykh kollektorov paleopodnyatiya v rayone Chendao mestorozhdeniya Shenli. Karotazhnik. 2005. Vol. 5-6. P. 51-52. [in Russian]
15. Aguilera R. Naturally fractured reservoirs (2nd Edition). Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. 1995. P. 372.
16. Antoniuk V. V., Bezrodna I. M., Petrokushyn O. Y. Comparison of the methods for reservoir properties evaluation and prediction of permeability by the void space structure of the reservoir rocks (on the example of the West-Shebelynska area). 18th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects. Kyiv, 2019. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902127>.
17. Ezati M., Azizzadeh M., Riahi M. A., Fatahpour V., Honarmand J. Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. No 170, P. 675–695.
18. Lucia F. J. Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. Springer Science & Business Media. 2007. P. 179.
19. Nelson R. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs (Second Edition). Elsevier. 2001.
20. Pirson S. J. Geological well log analysis. Gulf Publishing Co., Houston, TX. 1983. P. 370.
21. Tiab D., Donaldson E. C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition. Elsevier, 2015. P. 918.
22. Wang F., Li Y., Tang X., Chen J., Gao W. Petrophysical properties analysis of a carbonate reservoir with natural fractures and vugs using X-ray computed tomography. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016/ No 28, P. 215–225. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.046>
23. Wang F. P., Lucia F. J. Comparison of empirical models for calculating the vuggy porosity and cementation exponent of carbonates from log responses. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, 1993.