

ГЕОФІЗИКА

УДК 550.8.056

С. Вижва, д-р геол. наук, проф.,

E-mail: vsa@univ.net.ua

В. Онищук, канд. геол. наук,

E-mail: vitus16@ukr.net

І. Онищук, канд. геол. наук, старш. наук. співроб.,

E-mail: oivan1@ukr.net

М. Рева, канд. фіз.-мат. наук, доц.,

E-mail: mvreva@gmail.com

О. Шабатура, канд. геол. наук.,

E-mail: dard@ukr.net

Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна**ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ОСОБЛИВОСТІ ПОРІД ВЕРХНЬОГО КАРБОНУ
(НА ПРИКЛАДІ РУНОВЩИНСЬКОЇ ПЛОЩІ ДДЗ)***(Рекомендовано членом редакційної колегії канд. геол. наук, старш. наук. співроб. І.М. Безродною)*

Висвітлено результати дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей пісковиків і аргілітів верхнього карбону Рунувщинської площі Дніпровсько-Донецької западини. Мета досліджень полягала в оцінці перспективності порід як можливих колекторів вуглеводнів. Досліджено такі фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід, як коефіцієнт відкритої пористості, коефіцієнти проникності та коефіцієнт залишкового водонасичення. Вивчається також зв'язок густини порід з їхньою пористістю. Дослідження пористості виконувалося в атмосферних і пластових умовах газометричним способом і насиченням зразків рідиною.

Установлено, що об'ємна густина сухих зразків порід змінюється від 2122 до 2615 кг/м³ (середнє 2318 кг/м³), порід, насичених рідиною – від 2265 до 2680 кг/м³ (середнє 2449 кг/м³), уявна мінералогічна густина – від 2562 до 2786 кг/м³ (середнє 2650 кг/м³).

Коефіцієнт відкритої пористості досліджених порід, насичених моделлю пластової води, змінюється від 0,058 до 0,190 (середнє 0,126), а насичених N₂ – від 0,066 до 0,203 (середнє 0,145). У результаті моделювання пластових умов установлено, що коефіцієнт пористості змінюється від 0,038 до 0,175 (середнє 0,110). Через закриття мікротріщин під навантаженням порід у процесі приведення до пластових умов їхня пористість зменшується порівняно з пористістю в атмосферних умовах. Відносне зниження коефіцієнта пористості при зміні атмосферних умов на пластові становить від 4,5 до 13,8 % (середнє 9,0 %).

Проведені дослідження показали, що коефіцієнт проникності порід Рунувщинської площі змінюється від 0,03 фм² до 240,57 фм² (середнє 11,87 фм²), а їхній коефіцієнт залишкового водонасичення варіює в межах від 0,02 до 0,89 (середнє 0,36). Виконано класифікацію колекторських властивостей досліджених зразків за коефіцієнтами проникності та залишкового водонасичення.

Проведений кореляційний аналіз дозволив отримати ряд емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом залишкового водонасичення.

Отримані результати комплексних петрофізичних досліджень свідчать, що перспективні нафтоносні інтервали горизонтів Г-6, Г-7в, Г-7н, зразки порід яких вивчалися, загалом мають підвищені значення фільтраційно-ємнісних параметрів.

Ключові слова: фільтраційно-ємнісні параметри, густина, пористість, проникність, залишкове водонасичення, кореляційні залежності, пісковики, аргіліти.

Постановка проблеми. Відклади верхнього карбону (Сз) широко розповсюджені в межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), де вони мають важливе газонафтопродуктивне значення. Породи цього віку представлені пісковиками світло-сірими, середньо- і крупнозернистими, олігоміковими, із глинистим цементом, однорідної нешаруватої текстури із прошарками аргілітів. Пісковики мають середній ступінь цементації, пористі, нетріщинуваті. Вони розглядаються як колектори традиційних родовищ нафти і газу, часто пов'язаних з породами верхнього карбону. Останнім часом піднімається питання про можливу наявність нетрадиційних покладів вуглеводнів, пов'язаних із глинистими породами (аргілітами, алевролітами) верхнього карбону. Одним із важливих питань оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ є характеристика петрофізичних властивостей як традиційних, так і нетрадиційних колекторів. Це обумовлює актуальність їхнього вивчення.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Існує низка публікацій, присвячених вивченню фізичних властивостей порід нафтогазоперспективних районів України (Вижва та ін., 2010, 2012, 2013, 2014, 2017; Vyzhva, 2017; Маслов та ін., 2017; Михайлов та ін., 2014; Нестеренко, 2010 та ін.). Зважаючи на те, що петрофізичні властивості й кореляційні залежності між ними мають досить виражений індивідуальний характер щодо кожної ділянки досліджень, результати вивчення цих властивостей та встановлення відповідних кореляційних зв'язків у межах кожної перспективної площі вимагають публічного висвітлення.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. На сучасному етапі проблема пошуків і вивчення традиційних і нетрадиційних (сланцевий газ, сланцева нафта, газ ущільнених колекторів та ін.) джерел вуглеводнів набуває все більшої актуальності. Важливе значення для оцінки перспективності на вуглеводні геологічних структур і комплексів, крім економічних і геолого-геометричних параметрів, вмісту органічної речовини й ступеня її термічної переробки, мають петрофізичні властивості гірських порід. Ці дані необхідні для інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень пошуково-розвідувальних свердловин, а також для оцінки параметрів гідророзриву пласта. У зв'язку з тим, що петрофізичні дослідження до недавнього часу були спрямовані переважно на вивчення порід-колекторів традиційних джерел нафти і газу, петрофізичні параметри порід-колекторів нетрадиційних джерел вуглеводнів на сьогодні є слабо вивченими або зовсім невивченими. Крім того, незважаючи на велику кількість публікацій, для таких порід-колекторів практично відсутні дані результатів їхніх лабораторних петрофізичних досліджень і кореляційні залежності між ними.

Мета досліджень. Оцінка петрофізичних параметрів порід традиційних і нетрадиційних джерел вуглеводнів як основи комплексного аналізу їхніх фізичних властивостей (Вижва та ін., 2010, 2012, 2013, 2014, 2017; Vyzhva, 2017; Маслов та ін., 2017; Михайлов та ін., 2014; Нестеренко, 2010 та ін.). Установлення перспективності відкладів на

вуглеводні виконується шляхом визначення ємнісно-фільтраційних властивостей окремих типів і груп порід і визначення кореляційних зв'язків між ними.

Експериментальні дослідження. У петрофізичній лабораторії ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка виконано комплекс петрофізичних досліджень, що включав визначення: густини порід (сухих і насичених розчином NaCl); відкритої пористості (методами насичення азотом і розчином NaCl); проникності (методом стаціонарної фільтрації азоту); коефіцієнта залишкового водонасичення (методом центрифугування); питомого електричного опору (сухих зразків і насичених розчином NaCl); швидкості пружних хвиль (сухих зразків і насичених розчином NaCl).

У даній статті наведено результати комплексних досліджень фільтраційно-ємнісних властивостей колекції 150 зразків порід верхнього карбону свердловини 110 Руновщинської площі ДДЗ (інтервали: 3145–3164,5 м, 3217–3229,7 м, 3260–3284 м та 3313–3315 м).

Літологічна характеристика порід. Досліджені породи верхнього карбону представлені пісковиками світло-сірими зі слабким зеленуватим відтінком, середньо- і крупнозернистими, олігоміковими, із глинистим безкарбонатним цементом і вкрапленою вуглефікацією, однорідної нешаруватої текстури із прошарками аргілітів і пісковиків, що містять гравійний матеріал. Пісковики – середнього ступеня цементації, пористі, нетріщинуваті. У середній частині інтервалу досліджень пісковики мають смугасто-шарувату текстуру за рахунок збагачення слюди-стими та глинистими мінералами. В інтервалі глибин 3158–3164 м розріз представлений міцно зцементованими аргілітами темно-коричневими та строкатоколірними коричнево-сірими, безкарбонатними, слабко-слюдистими, непористими. Аргіліти несланцюваті чи слабко-сланцюваті. В інтервалі глибин 3217–3229,7 м породи представлені пісковиками світло-сірими, середньозернистими до крупнозернистими, пористими, місцями гідрофобними із запахом вуглеводнів, переважно олігоміковими з точковою вуглефікацією, із глинистим безкарбонатним, місцями слабкокарбонатним, цементом. Породи середнього ступеня цементації, текстури нешаруваті однорідні та лінзоподібно-смугасто-шаруваті, пов'язані з лінзами і прошарками, збагаченими глинистим і слюдистим матеріалом, іноді органічною речовиною. У нижній частині інтервалу (із глибини близько 3227 м) породи представлені горизонтом аргілітів сірих і строкатоколірних мікрослюдистих, міцно зцементованих, непористих, нешаруватих, несланцюватих (Вижева та ін., 2017).

В інтервалі глибин 3262,5–3263,5 м відклади представлені пісковиками світло-сірими зі слабким зеленуватим і жовтуватим відтінком, крупно- і середньозернистими із прошарками гравелітів і дрібногалькових конгломератів, переважно олігоміковими, пористими, часто гідрофобними із запахом вуглеводнів, з однорідною нешаруватою текстурою, пластами з лінзоподібно-смугасто-шаруватою текстурою за рахунок збагачення окремих прошарків слюдисто-глинистим матеріалом і тонкими короткими прожилками бітумоїдів. У нижній частині інтервалу 3260–3284 м породи представлені сірими аргілітами. В інтервалі глибин 3314–3315 м присутні пісковики середньозернисті, світло-сірі з легким жовтуватим відтінком нешаруватої та смугастої текстури, середнього ступеня цементації, безкарбонатні, пористі (Вижева та ін., 2017).

Густина. Густина досліджених порід у сухому стані визначалася зважуванням лабораторних зразків з визначенням їхніх геометричних розмірів, а насичених –

методом гідростатичного зважування за стандартною методикою (Туаб, Доналдсон, 2009; Інструкція ..., 1977; Петрофізика... ч. 1, ч. 2, 1992). Для зважувань застосовувалися цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність $\pm 0,001$ г).

Результати густинних вимірювань показали, що об'ємна густина сухих зразків порід змінюється від 2122 кг/м³ до 2615 кг/м³ за її середнього значення 2318 кг/м³, а насичених рідиною – від 2265 до 2680 кг/м³ за її середнього значення 2449 кг/м³. Уявна мінералогічна густина порід змінюється від 2562 до 2786 кг/м³ за її середнього значення 2650 кг/м³. Відомості про межі змін і середні значення густинних параметрів порід залежно від їхнього віку, літології та приуроченості до виділених перспективних нафтоносних інтервалів горизонтів Г-6, Г-7в, Г-7н наведено в табл. 1. Широкі межі зміни густини досліджених порід свідчать як про мінливість літологічного складу зразків керна, так і пористості порід.

Пористість. Пустотний простір породи характеризується пористістю, а здатність породи пропускати через себе флюїди – проникністю. Ці властивості породи для кожного типу флюїду визначають його об'єм, швидкість руху і технологію видобутку. Іншими важливими властивостями порід-колекторів є їхня структура і вміст води (залежно від капілярного тиску), а також звивистість порових каналів. Структура осадових порід значною мірою визначається формою й окатаністю зерен, їхніми розмірами, сортуванням, орієнтуванням і типом упаковки, а також хімічним складом (Туаб, Доналдсон, 2009; Інструкція ..., 1977; Дортман, ч. 1, ч. 2, 1992). Комплексне вивчення цих параметрів дозволяє отримати інформацію про діагенетичні й катагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування і відкладення осадового матеріалу, ущільнення і деформації осадів (Туаб, Доналдсон, 2009). За структурою породи можна візуально на якісному рівні оцінити ступінь її пористості й проникності. Зміни проникності можна прогнозувати, виходячи із змін розміру і форми частинок, а також розподілу пустотних каналів у породі.

Пористість породи – важливий параметр, який визначає ємність колектора, тобто властивість породи вміщувати флюїди (нафту, газ і воду). Розрізняють загальну, відкриту та ефективну пористість (Туаб, Доналдсон, 2009; Інструкція ..., 1977; Дортман, ч. 1, ч. 2, 1992). Під час лабораторних досліджень коефіцієнт відкритої пористості визначався ваговим методом згідно із стандартною методикою. Зразки гірських порід насичувалися моделлю пластової води – розчином NaCl з мінералізацією 170 г/л, а зважування виконувалося цифровими аналітичними вагами WPS 360/c/2. Крім цього, коефіцієнт відкритої пористості визначався також насиченням зразка азотом під тиском (газоволюметричним способом) за допомогою спеціально розробленої установки. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості становила 1,2 %.

Загалом, досліджені пісковики характеризуються підвищеними значеннями пористості. Відомості про межі змін і середні значення коефіцієнта пористості порід залежно від їхнього віку, виду та приуроченості до перспективних нафтоносних горизонтів наведено в табл. 2.

У результаті аналізу даних лабораторних досліджень пористості порід газоволюметричним способом установлено, що коефіцієнт пористості змінюється від 0,066 до 0,203 за його середнього значення 0,145. Коефіцієнт пористості порід, визначений насиченням їх рідиною, змінюється від 0,058 до 0,190 за середнього значення 0,126.

Таблиця 1

Межі змін і середні значення густинних параметрів порід верхнього карбону Руновщинської площі

№	Вибірки	Значення параметра	Густина (сухі), кг/м ³	Густина (насичені), кг/м ³	Уявна густина мінералогічна, кг/м ³
1	верхній карбон C ₃	сер.	2318	2449	2650
		мін.	2122	2265	2562
		макс.	2615	2680	2786
2	аргіліт	сер.	2457	2567	2730
		мін.	2386	2508	2651
		макс.	2686	2743	2832
3	гравеліт	сер.	2484	2579	2713
		мін.	2259	2410	2612
		макс.	2615	2680	2777
4	пісковик	сер.	2301	2434	2641
		мін.	2122	2265	2562
		макс.	2572	2642	2753
5	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт Г-6, (гл. 3137,9–3160,0 м)	сер.	2388	2506	2673
		мін.	2261	2376	2613
		макс.	2572	2642	2753
6	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт Г-7в, (гл. 3209,1–3232,5 м)	сер.	2299	2444	2642
		мін.	2142	2350	2562
		макс.	2615	2680	2777
7	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт, Г-7н, (гл. 3252,2–3270,9 м)	сер.	2282	2418	2637
		мін.	2122	2265	2596
		макс.	2525	2602	2712

Таблиця 2

Межі змін і середні значення ємнісних параметрів порід верхнього карбону

№	Вибірки	Значення параметра	Коефіцієнт пористості, k_n , ч.о.		
			газоволюметричний спосіб	гідростатичне зважування	у пластових умовах
1	верхній карбон C ₃	сер.	0,145	0,126	0,122
		мін.	0,066	0,058	0,038
		макс.	0,203	0,19	0,175
2	аргіліт	сер.	0,131	0,100	0,086
		мін.	0,074	0,052	0,043
		макс.	0,166	0,127	0,115
3	гравеліт	сер.	0,109	0,085	-
		мін.	0,086	0,058	-
		макс.	0,152	0,135	-
4	пісковик	сер.	0,147	0,129	0,113
		мін.	0,066	0,058	0,038
		макс.	0,203	0,190	0,175
5	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт Г-6, (гл. 3137,9–3160,0 м)	сер.	0,120	0,105	0,095
		мін.	0,066	0,055	0,050
		макс.	0,169	0,158	0,151
6	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт Г-7в, (гл. 3209,1–3232,5 м)	сер.	0,146	0,131	0,118
		мін.	0,086	0,058	0,05
		макс.	0,203	0,190	0,175
7	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт, Г-7н, (гл. 3252,2 – 3270,9 м)	сер.	0,154	0,135	0,117
		мін.	0,086	0,069	0,061
		макс.	0,183	0,180	0,15

Аналіз отриманих даних дозволив установити кореляційні залежності між густиною досліджених порід та їхнім коефіцієнтом пористості для різних горизонтів. Отримані кореляційні залежності для аргілітів і пісковиків описуються лінійними функціями:

$$\sigma = -29,518 \cdot k_n + 2850,9,$$

при $R^2 = 0,883$ – для газонасичених аргілітів;

$$\sigma = -32,121 \cdot k_n + 2776,3,$$

при $R^2 = 0,840$ – для аргілітів, насичених розчином NaCl;

$$\sigma = -33,316 \cdot k_n + 2895,4,$$

при $R^2 = 0,881$ – для газонасичених пісковиків;

$$\sigma = -27,460 \cdot k_n + 2799,0,$$

при $R^2 = 0,942$ – для пісковиків, насичених розчином NaCl, де σ – густина (кг/м³), k_n – коефіцієнт пористості. Графіки цих залежностей наведено на рис. 1–4.

За результатами досліджень зразків порід була виконана їхня класифікація за пористістю. Згідно із значеннями коефіцієнта пористості досліджені породи верхнього карбону Руновщинської площі належать до

IV–II класів колекторів (Дахнов, 1975). Загалом пористість їх змінюється від низької – коефіцієнт пористості становить 0,05–0,10, до високої – коефіцієнт пористості > 0,20 (табл. 2). Зокрема, за значеннями пористості, визначеної насиченням зразків азотом, до IV класу колекторів (пористість низька) належать 6,5 % зразків, до III класу колекторів (пористість середня) – 92,8 % зразків, до II класу колекторів (пористість висока) – 0,7 % зразків. За даними визначення пористості порід насиченням зразків рідиною до IV класу колекторів (пористість низька) належать 12,8 % зразків, до III класу колекторів (пористість середня) – 87,2 % зразків.

Лабораторні вимірювання з використанням установи високого тиску ВСЦ-1000 дозволили оцінити зміну коефіцієнта пористості в пластових умовах ($p = 34$ МПа, $t = 78,5$ °C). Аналіз результатів лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах установив, що цей параметр змінюється від 0,038 до 0,175 за середнього значення 0,110. Виконані експери-

ментальні дослідження дозволили також отримати кореляційну залежність між коефіцієнтами пористості в атмосферних і пластових умовах, визначеними насиченням зразків розчином NaCl (моделлю пластової води). Кор-

ляційне рівняння зв'язку "коефіцієнт пористості (атмосферні умови) – коефіцієнт пористості (пластові умови)" для досліджених порід Руновщинської площі має вигляд: $k_{п,пл} = 0,95363 \cdot k_{п} - 0,00607$ при $R^2 = 0,985$ (рис. 5).

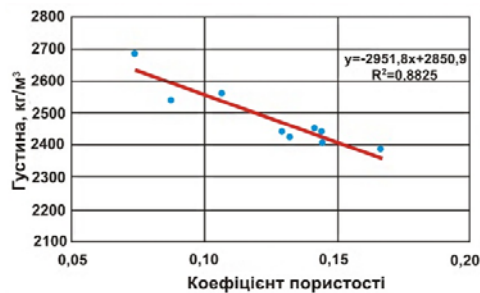


Рис. 1. Залежність густини порід від коефіцієнта пористості (аргіліти, насичені азотом)



Рис. 3. Залежність густини порід від коефіцієнта пористості (аргіліти, насичені розчином NaCl)

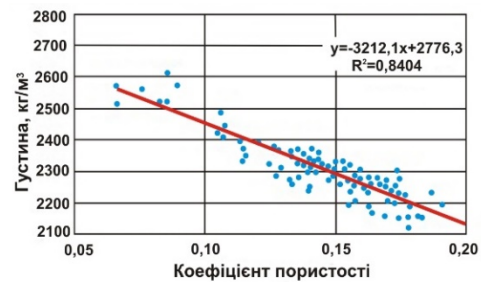


Рис. 2. Залежність густини порід від коефіцієнта пористості (пісковики, насичені азотом)

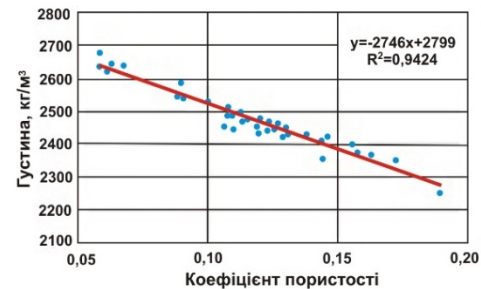


Рис. 4. Залежність густини порід від коефіцієнта пористості (пісковики, насичені розчином NaCl)

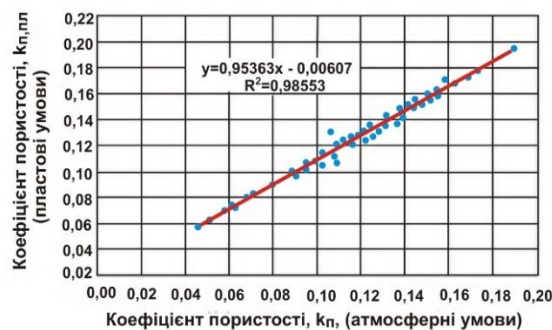


Рис. 5. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості за пластових ($k_{п,пл}$) та атмосферних ($k_{п}$) умов

Через закриття мікротріщин під навантаженням порід під час моделювання пластових умов пористість порід зменшується порівняно з пористістю в атмосферних умовах. Аналіз даних показує, що для досліджених порід відносне зниження коефіцієнта пористості при зміні атмосферних умов на пластові становить від 4,5 до 13,8 % за середнього значення 9,0 %.

Проникність. Властивість породи пропускати флюїди називається проникністю. Проникність породи залежить від її ефективної пористості, отже, на неї впливають розмір зерен породи, їхня форма, просторовий розподіл зерен за розмірами (сортуння), а також їхня упаковка, ступінь консолідації й цементації. Тип глинистого або іншого цементувального матеріалу між піщаними зернами також впливає на проникність, особливо за присутності води. Деякі глинисті мінерали, зокрема смектит (бентоніти) і монтморилоніт, розбухають у воді й можуть частково або повністю закупорювати пустотний простір (Тиаб, Доналдсон, 2009; Порода..., 1985).

Коефіцієнт проникності ($k_{пр}$) характеризує абсолютну проникність, якщо порода на 100 % насичена одним флюїдом (фазою), таким як газ ($k_{прг}$), нафта ($k_{прн}$) або вода ($k_{прв}$). Якщо в породи присутні більше одного флюїду, проникність для кожного з них є фазовою, при цьому

коефіцієнти проникності $k_{прг}$, $k_{прн}$, $k_{прв}$ характеризують ефективну фазову проникність для газу, нафти і води відповідно. Під час руху пустотними каналами пластові флюїди взаємодіють між собою, заважаючи один одному, тому сума ефективної проникності всіх трьох фаз завжди менша абсолютної проникності. Якщо в породи присутні більше одного флюїду, відношення ефективної проникності будь-якої фази до абсолютної проникності породи називають відносною проникністю (k_r) для цієї фази. Наприклад, відносні проникності для нафти, газу і води будуть $k_{гн} = k_{прн}/k_{пр}$, $k_{гг} = k_{прг}/k_{пр}$, $k_{гв} = k_{прв}/k_{пр}$ відповідно (Дахнов, 1975; Тиаб, Доналдсон, 2009).

Нафтові й газові колектори можуть мати первинну проникність, яка відома також як проникність матриці (мінерального каркасу) породи, і вторинну проникність. Проникність матриці утворюється під час відкладення і літфікації (консолідації) осадових порід. Вторинна проникність є результатом зміни матриці породи за рахунок ущільнення, цементації, утворення тріщин і вилугування. Ущільнення і цементація зазвичай зменшують проникність, тоді як утворення тріщин і вилугування мають тенденцію збільшувати їх. У деяких породах, особливо в низькопористих карбонатах і аргілітах, саме за рахунок вторинної проникності відбувається основна міграція флюїдів.

Проникність порід-колекторів нафти і газу може змінюватися в діапазоні від 0,1 до 1000 фм², інколи й більше. Якість колектора обумовлена його проникністю, яка ділиться на низьку – $k_{пр} < 1$ фм²; задовільну – $k_{пр} = 1–10$ фм²; середню – $k_{пр} = 10–50$ фм²; високу – $k_{пр} = 50–250$ фм²; дуже високу – $k_{пр} > 250$ фм² (Дахнов, 1975; Туаб, Доналдсон, 2009). Колектори з проникністю нижче 1 фм² вважаються ущільненими. Така низька проникність зазвичай властива аргілітам, алевролітам, щільним газоносним пісковикам, матриці вапняків. Такі заходи інтенсифікації продуктивних товщ, як гідророзрив і кислотна обробка пласта, підвищують проникність порід і дозволяють вести видобуток вуглеводнів із колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

Коефіцієнт проникності зразків керна визначався методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки (Породы..., 1985). Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становила 2,8 %.

Межі змін і середні значення коефіцієнта проникності для порід верхнього карбону (С₃) загалом, а також порід різної літології й приуроченості до перспективних нафтоносних інтервалів горизонтів Г-6, Г-7в, Г-7н Руновщинської площі наведено в табл. 3.

У результаті аналізу лабораторних визначень коефіцієнта проникності порід установлено, що цей параметр змінюється від 0,03 фм² до 240,57 фм² за його середнього значення 11,87 фм². Згідно з існуючою класифікацією порід-колекторів за їхньою проникністю (Дахнов, 1975) різні типи досліджених порід верхнього карбону Руновщинської площі за цим параметром належать до V–II класів колекторів: до V класу колекторів (проникність дуже низька) – 21,5 % зразків; до IV класу колекторів (проникність низька) – 56 % зразків; до III класу колекторів (проникність середня) – 21,6 % зразків; до II класу колекторів (проникність висока) – 0,9 % зразків (рис. 6, а).

Таблиця 3

Межі змін і середні значення фільтраційних параметрів порід верхнього карбону

№	Вибірки	№ зразка керна	Коефіцієнт проникності, $k_{пр}$, фм ²	Коефіцієнт залишкового водонасичення, $K_{з.в.}$
1	верхній карбон С ₃	сер.	11,5	0,37
		мін.	0,03	0,02
		макс.	240,6	0,89
2	аргініт	сер.	13,5	0,62
		мін.	0,12	0,10
		макс.	61,3	0,89
3	гравеліт	сер.	4,2	0,64
		мін.	4,2	0,62
		макс.	4,2	0,65
4	піскови́к	сер.	11,8	0,34
		мін.	0,03	0,02
		макс.	240,6	0,75
5	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт Г-6, (гл. 3137,9–3160,0 м)	сер.	5,52	0,37
		мін.	0,07	0,08
		макс.	53,59	0,73
6	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт Г-7в, (гл. 3209,1–3232,5 м)	сер.	23,02	0,33
		мін.	0,37	0,02
		макс.	240,57	0,65
7	перспективний нафтоносний інтервал, горизонт, Г-7н, (гл. 3252,2–3270,9 м)	сер.	7,11	0,32
		мін.	0,01	0,12
		макс.	81,56	0,75

Коефіцієнт залишкового водонасичення. Під час лабораторних петрофізичних досліджень цей параметр визначався способом зважування зразків з їхнім центрифугуванням за допомогою центрифуги ОС-6М. Обертота швидкість ротора центрифуги змінювалась від 1000 до 6000 об./хв із кроком 1000 об./хв, а тиск витіснення – від 0,2 до 1 МПа (Породы..., 1985; Рудько, 2005). Дані про коефіцієнт залишкового водонасичення наведено в табл. 3.

У результаті аналізу лабораторних визначень коефіцієнта залишкового водонасичення порід верхнього карбону встановлено, що цей параметр змінюється від 0,02 до 0,89 за його середнього значення 0,36. За визначеними коефіцієнтами залишкового водонасичення порід та існуючою відповідною класифікацією колекторів (Дахнов, 1975) отримано такий розподіл досліджених зразків порід свердловини 110 за класами їхніх колекторських властивостей: до V класу колекторів (з дуже низькими колекторськими властивостями) належать 7,6 % зразків; до IV класу колекторів (з низькими колекторськими властивостями) – 14,3 % зразків; до III класу колекторів (із середніми колекторськими властивостями) – 40 % зразків; до II класу колекторів (з високими колекторськими властивостями) – 32,4 % зразків; до I класу колекторів (з дуже високими колекторськими властивостями) – 5,7 % зразків (рис. 6, б).

Кореляційним аналізом установлено ряд емпіричних залежностей між коефіцієнтом пористості та ефективною

пористості, коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом залишкового водонасичення перспективних нафтоносних інтервалів горизонтів Г-6, Г-7в, Г-7н свердловини 110:

– горизонт Г-6, (3137,9–3160,0 м):

$$k_{пр} = 8,0621 \cdot 10^4 \cdot k_n^{4,7086}, \quad (R^2 = 0,638);$$

$$k_{зв} = -8,0222 \cdot k_n + 1,2212, \quad (R^2 = 0,736);$$

$$k_{зв} = -0,121 \cdot \ln k_{пр} + 0,4549, \quad (R^2 = 0,791);$$

$$k_{неф} = 0,0186 \cdot \ln k_{пр} + 0,057, \quad (R^2 = 0,773);$$

– горизонт Г-7в, (3209,1–3232,5 м):

$$k_{пр} = 2 \cdot 10^8 \cdot k_n^{8,4433}, \quad (R^2 = 0,720);$$

$$k_{зв} = -5,7306 \cdot k_n + 1,039, \quad (R^2 = 0,701);$$

$$k_{зв} = 0,4605 \cdot k_{пр}^{-0,426}, \quad (R^2 = 0,508);$$

– горизонт, Г-7н, (3252,2–3270,9 м):

$$k_{пр} = 1,0242 \cdot 10^5 \cdot k_n^{5,0593}, \quad (R^2 = 0,402);$$

$$k_{зв} = 0,3837 \cdot k_{пр}^{-0,297}, \quad (R^2 = 0,725).$$

Як приклад на рис. 7–9 наведено графіки кореляційних залежностей для горизонту Г-6.

Варто відмітити, що наведені вище залежності з прийнятними коефіцієнтами кореляції вдається отримати лише для окремих літологічних горизонтів.

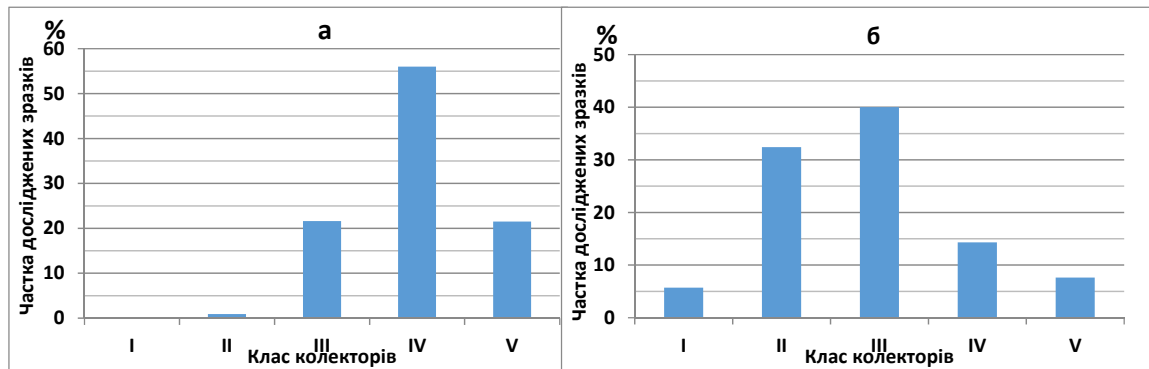


Рис. 6. Гістограми класифікації колекторських властивостей досліджених зразків: а – за коефіцієнтами проникності; б – за коефіцієнтами залишкового водонасичення

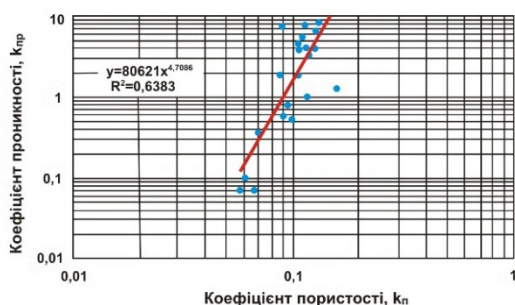


Рис. 7. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_n) і коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$). Горизонт Г-6

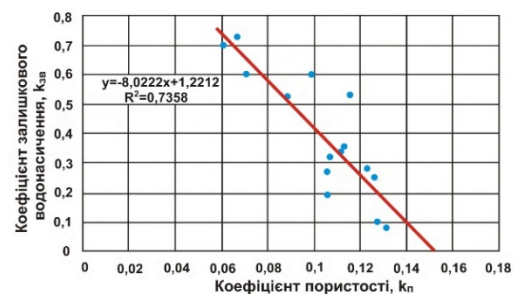


Рис. 8. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_n) і коефіцієнтом залишкового водонасичення ($k_{зв}$). Горизонт Г-6

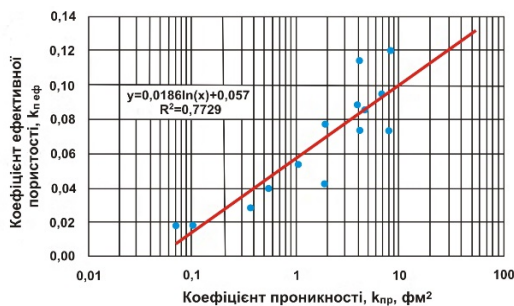


Рис. 9. Кореляційна залежність між коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$) і коефіцієнтом ефективною пористості ($k_{н\text{эф}}$). Горизонт Г-6

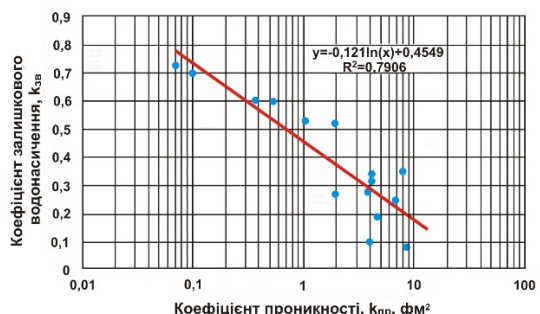


Рис. 10. Кореляційна залежність між коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$) і коефіцієнтом залишкового водонасичення ($k_{зв}$). Горизонт Г-6

Висновки. Породи верхнього карбону представлені пісковиками світло-сірими зі слабким зеленуватим відтінком, середньо- й крупнозернистими, олігоміковими, із глинистим безкарбонатним цементом і вкрапленою вуглефікацією, однорідної нешаруватої текстури, ускладненої присутністю прошарків аргілітів і пісковиків із гравійним матеріалом. Пісковики середнього ступеня цементзації, пористі, нетріщинуваті. В інтервалі глибин 3158–3164 м розріз представлений міцно зцементованими аргілітами темно-коричневого кольору із строкатим коричнево-сірим забарвленням. В їхньому складі відсутній карбонат і майже відсутня слюда. Аргіліти несланцюваті або слабкосланцюваті. В інтервалі глибин 3217–3229,7 м породи представлені пісковиками світло-сірими, середньозернистими до крупнозернистими і гравелистими, пористими, шарами гідрофобними із запахом вуглеводнів. Гравійні утворення представлені доломітизованими мікритовими вапнистими мерелями зональної будови.

Об'ємна густина сухих зразків змінюється від 2122 до 2615 кг/м^3 за її середнього значення 2318 кг/м^3 , а зразків,

насичених рідиною, – від 2265 до 2680 кг/м^3 за її середнього значення 2449 кг/м^3 . Уявна мінералогічна густина досліджених порід змінюється від 2562 до 2786 кг/м^3 за її середнього значення 2650 кг/м^3 . Широка межа зміни густини досліджених порід свідчать про мінливість їхнього літологічного складу та пористості.

У результаті аналізу даних лабораторних вимірювань пористості порід газоволюметричним способом встановлено, що коефіцієнт пористості змінюється від 0,066 до 0,203 за середнього значення 0,145. Пористість досліджених порід, визначена насиченням рідиною, змінюється від 0,058 до 0,190 за середнього значення 0,126. Аналіз отриманих результатів лабораторних досліджень зразків порід різних горизонтів дозволив установити для них кореляційні залежності між густиною порід та їхніми коефіцієнтами пористості, які описуються лінійними функціями.

Виконано класифікацію порід за пористістю. За значеннями коефіцієнта пористості досліджені породи верхнього карбону Руновщинської площі належать до IV–II класів

колекторів. Пористість їх змінюється від низької, з коефіцієнтом пористості 0,05–0,1, до високої, з коефіцієнтом пористості $> 0,2$. За результатом вимірювань пористості насиченням зразків азотом до IV класу колекторів (пористість низька) належать 6,5 % зразків, до III класу колекторів (пористість середня) належать 92,8 % зразків і до II класу колекторів (пористість висока) належать 0,7 % зразків. За результатом вимірювань пористості насиченням зразків рідиною до IV класу колекторів (пористість низька) відноситься 12,8% зразків, до III класу колекторів (пористість середня) відноситься 87,2% зразків.

У результаті аналізу даних лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах встановлено, що цей параметр змінюється від 0,038 до 0,175 за середнього значення 0,11. Установлені також кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості, вимірюваними в атмосферних і пластових умовах способом насичення зразків рідиною. Ця залежність описується лінійною функцією. Унаслідок закриття мікротріщин від навантаження порід під час моделювання пластових умов пористість зменшується порівняно з атмосферними умовами, при цьому відносно зниження коефіцієнта пористості для різних порід становить від 4,5 до 13,8 % за середнього значення 9,0 %.

Аналіз лабораторних визначень коефіцієнта проникності порід свідчить, що цей параметр змінюється в межах від 0,03 до 240,57 фм² за його середнього значення 11,87 фм². За значеннями коефіцієнта проникності досліджені зразки порід верхнього карбону належать до V–II класів колекторів, із них до V класу (проникність дуже низька) – 21,5 % зразків, до IV класу (проникність низька) – 56 % зразків, до III класу (проникність середня) – 21,6 % зразків, до II класу (проникність висока) – 0,9 % зразків.

Лабораторними дослідженнями порід верхнього карбону встановлено, що їхній коефіцієнт залишкового водонасичення змінюється в межах від 0,02 до 0,89 за його середнього значення 0,36. За цим параметром породи свердловини 110, представлені в досліджених зразках, належать до V–I класів колекторів, із них до V класу колекторів (з дуже низькими колекторськими властивостями) належать 7,6 % зразків; до IV класу колекторів (з низькими колекторськими властивостями) – 14,3 % зразків; до III класу колекторів (із середніми колекторськими властивостями) – 40 % зразків; до II класу колекторів (з високими колекторськими властивостями) – 32,4 % зразків; до I класу колекторів (з дуже високими колекторськими властивостями) – 5,7 % зразків.

Кореляційний аналіз результатів дослідження зразків гірських порід дозволив отримати низку емпіричних залежностей між коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом залишкового водонасичення перспективних нафтоносних інтервалів горизонтів Г-6, Г-7в, Г-7н свердловини 110. Види функцій отриманих рівнянь регресії між зазначеними параметрами такі: "коефіцієнт залишкового водонасичення – коефіцієнт пористості" – лінійна; "коефіцієнт проникності – коефіцієнт ефективної пористості" та "коефіцієнт проникності – коефіцієнт залишкового водонасичення" – логарифмічна; "коефіцієнт пористості – коефіцієнт проникності" – степенева. Варто зазначити, що кореляційні зв'язки, отримані з прийнятними коефіцієнтами кореляції, вдається встановити лише для окремих літологічних горизонтів.

Аналіз результатів комплексних петрофізичних досліджень порід свердловини 110 Руновщинської площі ДДЗ показує, що перспективні нафтоносні інтервали горизонтів Г-6, Г-7в, Г-7н характеризуються загалом підвищеними значеннями фільтраційно-ємнісних параметрів.

Список використаних джерел

Вижва С.А., Михайлов В.А., Онищук Д.І., Онищук І.І. (2014). Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини). Геофізический журнал, 36, 1, 145–157.

Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, Д.І., Онищук, І.І. (2013). Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону. Геоінформатика, 3 (47), 1–9.

Вижва, С.А., Онищук, Д.І., Онищук, В.І. (2012). Петроелектрична модель порід-колекторів Західно-Шебелинського газоконденсатного родовища. Вісник Київського національного університету. Геологія, 57, 13–16.

Вижва, С.А., Онищук, І.І. та ін. (2014). Комплексні аналітичні лабораторні дослідження кернів із свердловин Руновщинської ділянки. Науково-технічний звіт. Корпорація "Науковий парк Київський університет імені Тараса Шевченка".

Вижва, С.А., Рева, М.В., Гожик, А.П., Онищук, В.І., Онищук, І.І. (2010). Петроелектричні дослідження кернів складнопобудованих порід-колекторів. Вісник Київського національного університету. Геологія, 50, 4–7.

Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, І.І. (2017). Петрофізические особенности пород майкопской серии Крымско-Черноморского региона. Вісник Київського національного університету. Геологія, 79, 12–20.

Дахнов, В.Н. (1975). Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. М.: Недра.

Дортман, Н.Б. (Ред.). (1992). Петрофизика. Справочник. Ч.1. Недра.

Дортман, Н.Б. (Ред.). (1992). Петрофизика. Справочник. Ч.2. Недра.

Инструкция по определению емкостных свойств пород в производственных лабораториях министерства геологии УССР. (1977). Львов, УкрНИГРИ.

Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. (2001). К.: Мінекоресурсів України.

Маслов, Б.П., Онищук, І.І., Шинкаренко, А.В. (2017). Моделювання нелінійних в'язко-пружних властивостей терригенно-вапняковистих пісковиків. Вісник Київського національного університету. Геологія, 99–105.

Михайлов, В.А., Вижва, С.А., Загнітко, В.М. та ін. (2014). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження. Кн. IV. ВПЦ "Київський університет".

Михайлов, В.А., Куровець, І.М., Синьковський, Ю.Н. та ін. (2014). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Південний нафтогазоносний регіон. Кн. III. ВПЦ "Київський університет".

Нестеренко, М.Ю. (2010). Петрофізичні основи обґрунтування флюїдо-донасичення порід-колекторів. УкрДГРІ.

Породы горные. (1985). Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации: ГОСТ 26450.2-85. Москва: Мингео СССР.

Рудько, Г.І., Нестеренко, М.Ю. та ін. (2005). Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів терригенних порід-колекторів для підрахунку запасів вуглеводнів. Методичні вказівки. Київ-Львів.

Тиаб, Дж., Дональдсон, Эрл Ч. (2009). Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. "Премиум Инжиниринг".

Vyzhva, S.A., Onyshchuk, V.I. & Onyshchuk, D.I. (2017). Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrska area in Volyno-Podillia (Ukraine) Nafta-Gaz: Rok LXXIII, 2, 90–96. DOI: 10.18668/NG.2017.02.03

Reference

Coefficient of residual water saturation of rocks. GATS 41-00032626-00-025-2000. (2001). K.: Ministry of Natural Resources of Ukraine.

Dakhnov, V.N. (1975). Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra. [in Russian]

Dortman, N. B. (Ed.). (1992). Petrophysics. Handbook (Vol. 1). Moscow: Nedra. [in Russian]

Dortman, N. B. (Ed.). (1992). Petrophysics. Handbook (Vol. 2). Moscow: Nedra. [in Russian]

Maslov, B., Onyshchuk, I., & Shynkarenko, A. (2017). Modelling of nonlinear viscoelastic properties of terrigenous-calcareous sandstones. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology, 77, 99–105. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13> [in Ukrainian]

Mykhailov, V.A., Kurovets, I.M., Synkovskyy, Ju.N. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine: South oil and gas region. Book III. Kyiv: Kyiv University Publishing. [in Ukrainian]

Mykhailov, V.A., Vyzhva, S.A., Zagritko, V.M., et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine. Eastern oil-gas-bearing region: Analytical investigations. Book IV. Kyiv: Kyiv University Publishing. [in Ukrainian]

Nesterenko, M.Yu. (2010). Petrophysical basis of the substantiating of fluid saturation of reservoir rocks. Kyiv: UkrDHRi. [in Ukrainian]

Rudko, G.I., Nesterenko, M.Yu. et al. (2005). Substantiating of the conditioning data of the reservoir parameters of terrigenous reservoirs for calculation of hydrocarbon reserves. Methodology guidelines. Kyiv-Lviv: UkrDHRi. [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, I. et al. (2017). Complex analytical laboratory researches of core samples of Runovshchynska area wells. Report. Science Park Kyiv Taras Shevchenko University. Kyiv. [in Ukrainian]

The instruction for determining the storage capacity of rocks in production laboratories of the Ministry of Geology of the Ukrainian SSR. (1977). Lviv: Ukrainian Research Mining Institute. [in Russian]

The rocks. (1985). Methods for determination of reservoir properties. Method for determination of absolute permeability coefficient under stationary and non-stationary filtration (GOST 26450.2-85). Moscow: Mingeo USSR. [in Russian]

Tiab, D., & Donaldson, E.C. (2009). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport (2th Edition). Moscow: Premium Engineering. (Original work published 2004). [in Russian]

Vyzhva, S.A., Onyshchuk, V.I., Onyshchuk, D.I. (2017). Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrska area in Volyno-Podillia (Ukraine) Nafta-Gaz: Rok LXXIII Nr 2, 90–96. DOI: 10.18668/NG.2017.02.03.

Vyzhva, S., Mykhailov, V., Onyshchuk, I. (2017). Petrophysical features of maikop series of the Crimean-Black Sea region. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology, 79, 12–20. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.79.02> [in Russian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, D., & Onyshchuk, V. (2012). Petroelectrical investigations of reservoir rocks of Western-Shebelynske gas condensate field. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology, 57, 13–16. [in Ukrainian]

Vyzhva, S.A., Mykhailov, V.A., & Onyshchuk, I.I. (2014). Petrophysical parameters of rocks from the areas of eastern sector of the Dnieper-Donets depression promising for shale gas. Geofizicheskii Zhurnal, 36, 2, 145–157. [in Ukrainian]

Vyzhva, S.A., Mykhailov, V.A., Onyshchuk, D.I., & Onyshchuk, I.I. (2013). Petrophysical parameters of unconventional types of reservoir rocks from southern oil-and-gas region. Geoinformatics, 3 (47), 17–25. [in Ukrainian]

Vyzhva, S.A., Reva, M.V., Hozhyk, A.P., Onyshchuk, V.I., Onyshchuk, I.I. (2010). Petroelectrical investigations of borehole core of complexly-build reservoir rocks. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology, 50, 4–7. [in Ukrainian]

Надійшла до редколегії 19.07.18

S. Vyzhva, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,

E-mail: vyzhva_s@ukr.net

V. Onyshchuk, PhD (Geol.),

E-mail: vitus16@ukr.net

I. Onyshchuk, PhD (Geol.), Senior Researcher,

E-mail: oivan1@ukr.net

M. Reva, Ph.D. (Phys.-Math.), Assoc. Prof.,

E-mail: mvreva@gmail.com

O. Shabatura, PhD (Geol.), Email: dard@ukr.net

Taras Shevchenko National University of Kyiv,

Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

RESERVOIR FEATURES OF THE UPPER CARBON SEDIMENTS (RUNOVSHCHYNSKA AREA OF THE DNIEPER-DONETS BASIN)

The main objective of this article is to highlight the results of investigations of filtration capacity features of sandstones and argillites of the Upper Carbon rocks in Runovshchynska area of The Dnieper-Donets basin. The purpose of the research was to assess the promising rocks as possible hydrocarbon reservoirs. The following reservoir features of rock samples such as the open porosity factor, permeability coefficients and residual water saturation factor have been investigated. The correlation of rock density with their porosity was also studied. The porosity study was carried out in atmospheric and reservoir conditions by gas volumetric method and fluid saturation.

The bulk density of dry rock samples varies from 2,122 kg/m³ to 2,615 kg/m³ (average 2318 kg/m³), saturated rocks – from 2265 to 2680 kg/m³ (average 2449 kg/m³), and the specific matrix density – from 2562 to 2786 kg/m³ (average 2650 kg/m³).

The open porosity coefficient of the studied rocks, in case they were saturated with the synthetic brine, varies from 0.058 to 0.190 (mean 0.126), but if they were saturated with N₂ it varies from 0.066 to 0.203 (mean 0.145). Detailed analysis of reservoir conditions modeling revealed that porosity coefficient varies from 0.038 to 0.175 (mean 0.110). Due to the closure of microcracks under rock loading reduced to reservoir conditions the porosity decreases in comparison with atmospheric conditions, which causes a relative decrease in the porosity coefficient from 4.5% to 13.8% (mean 9.0%) from atmospheric conditions to reservoir conditions.

The permeability coefficient of rocks varies from 0.03 fm² to 240.57 fm² (mean 11.87 fm²). The residual water saturation factor of rocks varies from 0.02 to 0.89 (mean 0.36). The classification of the reservoir characteristics of the investigated samples by the permeability coefficients and residual water saturation factors has been fulfilled.

The correlation analysis has allowed establishing a series of empirical relationships between the reservoir parameters of the studied rocks (density, porosity coefficient, permeability coefficient and residual water saturation factor).

The results of complex petrophysical researches indicated that the promising oil-bearing intervals of the horizons G-6, G-7v, G-7n have, in general increased values of reservoir parameters.

Keywords: filtration-capacitive parameters, density, porosity, permeability, residual water saturation, correlation dependencies, sandstones, mudstones.

C. Выхва, д-р геол. наук, проф.,

E-mail: vsa@univ.net.ua

B. Онищук, канд. геол. наук,

E-mail: vitus16@ukr.net

I. Онищук, канд. геол. наук, старш. науч. сотр.,

E-mail: oivan1@ukr.net

H. Рева, канд. фіз.-мат. наук, доц.,

E-mail: mvreva@gmail.com

A. Шабатура, канд. геол. наук,

E-mail: dard@ukr.net

Київський національний університет імені Тараса Шевченка

УНІ "Інститут геології", ул. Васильківська, 90, г. Київ, 03022, Україна

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД ВЕРХНЕГО КАРБОНА (НА ПРИМЕРЕ РУНОВЩИНСКОЙ ПЛОЩАДИ ДДВ)

Рассмотрены результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств песчаников и аргиллитов верхнего карбона Руновщинской площади Днепровско-Донецкой впадины.

Установлено, что объемная плотность сухих образцов пород изменяется от 2122 кг/м³ до 2615 кг/м³ (среднее 2318 кг/м³), пород, насыщенных жидкостью – от 2265 до 2680 кг/м³ (среднее 2449 кг/м³), кажущаяся минералогическая плотность – от 2562 до 2786 кг/м³ (среднее 2650 кг/м³).

Коэффициент открытой пористости исследованных пород при их насыщении моделью пластовой воды меняется от 0,058 до 0,190 (среднее 0,126), а при насыщении N₂ – от 0,066 до 0,203 (среднее 0,145). При моделировании пластовых условий установлено, что коэффициент пористости изменяется от 0,038 до 0,175 (среднее 0,110). Вследствие закрытия микротрещин при нагрузке пород (приведение к пластовым условиям) пористость уменьшается по сравнению с атмосферными условиями, что вызывает относительное снижение коэффициента пористости при переходе от атмосферных условий к пластовым от 4,5 до 13,8 % (среднее 9,0 %).

В результате исследований определено, что коэффициент проницаемости пород изменяется от 0,03 до 240,57 фм² (среднее 11,87 фм²). Коэффициент остаточного водонасыщения пород изменяется от 0,02 до 0,89 (среднее 0,36). Выполнена классификация коллекторских свойств исследованных образцов по коэффициентам проницаемости и остаточного водонасыщения.

Проведенный корреляционный анализ позволил получить ряд эмпирических зависимостей между фильтрационно-емкостными параметрами исследованных пород (плотность, коэффициент пористости, коэффициентом проницаемости и коэффициентом остаточного водонасыщения).

Полученные результаты комплексных петрофизических исследований свидетельствуют, что перспективные нефтеносные интервалы горизонтов Г-6, Г-7в, Г-7н, образцы пород которых изучались, в целом имеют повышенные значения фильтрационно-емкостных параметров.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные параметры, плотность, пористость, проницаемость, остаточное водонасыщение, корреляционные зависимости, песчаники, аргиллиты.