

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.12>О. Олійник, голов. фахівець сектору інтерпретації даних ГДС,
E-mail: orve@ukr.net;АТ "Укргазвидобування", Департамент геофізики,
вул. Кудрявська 26/28, м. Київ, 04053, Україна;
В. Антонюк, асп.,

E-mail: vitaliantoniuk@gmail.com;

І. Безродна, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.,
E-mail: bezin3@ukr.net;С. Вижва, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vsa@univ.net.ua;Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ІНІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПОКЛАДІВ ГАЗУ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ЛІТОЛОГО-ПЕТРОФІЗИЧНА ОЦІНКА ВІДКЛАДІВ ВЕРХНЬОГО ТА СЕРЕДНЬОГО КАРБОНУ СВЯТОГІРСЬКОЇ ПЛОЩІ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук О.І. Меньшовим)

Проаналізовано світову практику з вивчення ущільнених порід-колекторів та продемонстровано деякі їхні літологічні та петрофізичні властивості на прикладі перспективних інтервалів Святогірської площі.

Метою даної роботи є встановлення особливостей петрофізичних властивостей ущільнених порід-колекторів верхнього та середнього карбону Святогірської площі за лабораторними та каротажними даними, а також прив'язка отриманих геофізичних результатів до літологічного складу та мінеральної будови порід, для оцінки перспектив газонасиченості.

Керновий матеріал, відібраний з чотирьох свердловин Святогірського родовища, дав змогу провести мікро- та макропетрографічний, а також петрофізичний аналіз порід. З використанням граничних значень коефіцієнта відкритої пористості (K_p), що становить для ущільнених порід-колекторів даного регіону 4,5 % у пластових та 4 % в атмосферних умовах, виділено у досліджуваній колекції 130 зразків, в яких K_p більше граничного значення. Гістограми розподілу виміряних петрофізичних властивостей зразків, відібраних з перспективних інтервалів, показали, що коефіцієнт відкритої пористості становить 4–7 %, а абсолютної газової проникності 0,01–2 мД (найбільша кількість зразків має $K_{пр} = 0,01$ мД).

Проведений аналіз результатів мікропетрографічного вивчення кернового матеріалу показав, що скелет порід московського ярусу, який займає в середньому 70 % від об'єму, представлений на 41–47 % – кварцом, на 3–10,5 % – польовим шпатом та на 2,1–6 % – слюдистими мінералами. Цемент представлений в основному ілітовою глинистою складовою (14–17,5 %) з умістом кальциту (3–8,75 %).

За даними геофізичних досліджень свердловин, у ході інтерпретації були визначені підрахункові параметри, а саме – коефіцієнти глинистості, відкритої пористості та газонасичення, які дозволили виділити у розрізі свердловини №10 Святогірська інтервали порід-колекторів: 3836,4 – 3866,6 м і 4107,6–4140,4 м. Коефіцієнт відкритої пористості перспективних пластів коливається у межах – 4,5–9,5%, а коефіцієнт газонасичення – 50–65 %. За результатами опробування свердловини №10 (до інтенсифікації) в інтервалі 4042–4150 м отримано приплив газу дебітом 19,0 тис. м³/д.

Підсумування отриманих результатів та порівняння зі світовими нафтогазовими практиками в області нетрадиційних джерел вуглеводнів говорить про те, що породи московського ярусу Святогірської площі належать до перспективних ущільнених порід-колекторів.

Ключові слова: газ ущільнених порід-колекторів, нетрадиційні джерела вуглеводнів, коефіцієнт пористості, коефіцієнт проникності.

Вступ. Значна кількість великих традиційних родовищ нафти та газу Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) є виснаженою. За останні роки за допомогою дорозвідки ідентифіковано незначні за запасами літологічні та стратиграфічні поклади. Перспективою нарощування видобутку вуглеводнів є освоєння глибокозалягаючих покладів, а також газу ущільнених порід-колекторів.

Пробуреними свердловинами на Святогірській, Сло-в'янській та Артемівській структурах східної частини ДДЗ вдалося отримати невеликий приток газу, за рахунок чого, при порівняно низьких колекторських властивостях порід, їх віднесено до свердловин з ущільненими породами-колекторами. Проте, на жаль, і на даний час недостатньо методичних засад для точного виділення, ідентифікації та розробки покладів газу ущільнених порід на цих об'єктах.

Метою даної роботи є проведення аналізу досліджень в області ущільнених порід-колекторів на основі аналізу літологічних та петрофізичних властивостей порід касимівського та московського ярусів Святогірської площі східної частини ДДЗ.

Постановка проблеми та аналіз попередніх досліджень. Вперше термін ущільнені породи-колектори (tight gas) було введено у США у 1970-х рр. для отримання податкових пільг при видобутку вуглеводнів з таких покладів. Складність та витрати при видобутку пояснювалися низькими фільтраційними властивостями,

коефіцієнт абсолютної проникності ($K_{пр}$) в яких становить менше 0,1 мД.

На сьогодні ущільненими породами-колекторами називають такі, в яких неможливо отримати промисловий приплив газу без інтенсифікації. Хоча це, на думку авторів, також дискусійне питання. Промисловий приплив газу контролюється економічною рентабельністю при видобутку, а також наявністю інфраструктури для подальшої переробки чи транспортування вуглеводнів. Також з глибокозалягаючих інтервалів з високим пластовим тиском та потужністю можна досягнути гарних показників притоку вуглеводнів навіть при $K_{пр} = 0,001$ мД, на відміну від неглибоких інтервалів малої потужності з низькими пластовими тисками та значенням $K_{пр}$ у декілька мД, в яких економічно рентабельний приплив можна отримати лише після гідророзриву (Masters, 1979).

Вплив вищезгаданих особливостей покладів при видобутку вуглеводнів представлений у рівнянні псевдовстановленого притоку флюїду (Slider, 1983) в інтервалі

$$q = \frac{0.56kh(p_e - p_w)}{\mu B_g \ln(r_e / r_w)}, \quad (1)$$

де q – приток флюїду при стандартних поверхневих умовах, ст. м³/добу; k – коефіцієнт проникності, мД; h – потужність інтервалу, з якого відбувається приток флюїду, м; p_e – середнє значення пластового тиску, МПа; p_w – тиск у стовбурі свердловини, МПа; B_g – об'ємний коефіцієнт пластового газу (відношення об'єму газу в пласті до

об'єму газу на поверхні) $\text{м}^3/\text{пл. умов}/\text{м}^3/\text{поверхн. умов}$; μ – в'язкість флюїду в сПз ($10^{-2} \text{ Па}\cdot\text{с}$); r_e – радіус зони дренування, м; r_w – радіус свердловини, м.

Беручи до уваги вищесказане, можна дійти висновку, що не все так однозначно при ідентифікації та віднесенні покладів до ущільнених порід-колекторів.

За літологічними, геомеханічними та петрофізичними властивостями резервуарів ущільнених порід-колекторів можуть бути доволі різноманітними, а саме: гомогенними та з наявністю вторинних пустот; складені одним або багатьма інтервалами; з високими або ж низькими пластовими тисками та температурою, а також можуть залягати на різних глибинах.

На відміну від горючих сланців, в яких акумуляція вуглеводнів відбувається переважно у материнських породах, та традиційних покладів, в яких вуглеводні, до того як акумулюватися в пастці, можуть мігрувати досить значним шляхом, для забезпечення нафтогазоносності ущільнені породи-колектори повинні знаходитися у безпосередній близькості до джерел генерації (Zou et al., 2017).

Згідно з роботою C.W. Spencer (Spencer, 1989), в якій порівнювалися петрофізичні, літологічні та геомеханічні властивості традиційних та ущільнених пісковиків, ущільнені газонасні породи-колектори характеризуються такими властивостями та параметрами:

- коефіцієнт відкритої пористості становить $3\pm 12\%$;
- переважаючим типом пустот зазвичай є вторинні пустоти (ущільнення) та мікротріщини, можливий також невеликий вміст пустот міжгранулярного типу;
- капіляри, що з'єднують пустоти, малого діаметру та значної звивистості;
- вміст глинистих мінералів, що заповнюють пустотний простір, становить від 0 до майже 20 %;
- коефіцієнт відкритої пористості складно визначити за даними ГДС;
- коефіцієнт водонасичення коливається у межах $45\div 75\%$;
- коефіцієнт ефективної проникності у пластових умовах становить $-0,1 \div +0,0005 \text{ мД}$;
- у мінеральному складі переважає кварц $60 \div 90\%$, наявні польовий шпат, слюди та глинисті мінерали, а також карбонатні у складі цементу;
- коефіцієнт об'ємної густини – $2650 \div 2740 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- пластові тиски становлять від субнормального до аномального;
- розрахунковий коефіцієнт вилучення газу – $25\div 50\%$.

Описані вище характеристики притаманні для ущільнених газонасних пісковиків Західної частини США, проте авторами вище описано, що даний тип резервуарів може значно відрізнятися за своїми петрофізичними, літологічними та геомеханічними властивостями.

Як показують дослідження у двох найбільш продуктивних басейнах ущільнених колекторів США – Greater Green River та East Texas, після 25 років розробки трьох газонасних формацій прогнозований коефіцієнт вилучення вуглеводнів становить від 70 до 85 % (Ma and Holditch, 2015). Високий ступінь вилучення газу пояснюється гарно змодельованими параметрами, а також якісно виконаним гідророзривом пласта, що дозволило з'єднати системою механічних тріщин три газонасні формації.

В ущільнених колекторах зазвичай пустоти розподілені нерівномірно, з'єднані дрібними капілярами та не утворюють гарно з'єднаної системи. Забезпечення руху флюїду відбувається не тільки за рахунок пустот, а й розміру їхнього гирла та капілярів.

Дослідження деяких резервуарів ущільнених колекторів США показали, що розмір гирла пустот або ж діаметр капіляра лежить у межах $10^{-2}\text{--}10^0 \text{ мкм}$ (Nelson,

2009). Оскільки нанопустоти вміщують невелику кількість молекул флюїду (порівняно з пустотами порід-колекторів традиційного типу), взаємодія між молекулами, а також молекулами та стінками пустот, зростає. За рахунок цього шлях руху молекул флюїду є обмеженим геометрією пустотного простору порід. Ефект утримання на стінках пустот зростає при співвідношенні розміру молекул флюїду до діаметра капіляра менше ніж у 20 разів (Bahadori, 2016). Даним ефектом пояснюється значна кількість капілярно зв'язаної води та вуглеводнів в ущільнених колекторах.

Розміри гирла пустот та капілярів також контролюються наявністю глинистих мінералів та щілиноподібних пустот, що характеризують ефективну ємність пустотного простору. При збільшенні вмісту глинистих мінералів зменшується розмір пустот та їх гирла, а також, залежно від типу даних мінералів, збільшується у різній мірі кількість абсорбційно зв'язаної води. Проте утворення мікротріщин у глинистій складовій порід може утворювати додаткові канали фільтрації в ущільнених породах-колекторах (Golab et al., 2010).

Покращені фільтраційні властивості спостерігаються за рахунок наявності пустот розчинення внаслідок вилучування карбонатних мінералів, а також при утворенні тріщин та мікротріщин внаслідок тектонічних процесів.

Складність у вилученні газу з щільних пісковиків полягає в наявності високого вмісту абсорбційно та капілярно зв'язаної води, що й показано вище, а також невеликого вмісту мобільних пластових вод за наявності системи мікротріщинуватості. При розкритті пласта, а також після інтенсифікації дані типи пластових вод надходять до свердловини, що впливає на видобуток газу. Прикладом слугують поклади газу в щільних пісковиках на родовищах регіонів Rocky Mountains та Greater Green River (Spencer, 1985; Куровець та ін., 2013).

Коефіцієнт вилучення вуглеводнів ущільнених газонасних колекторів за наявності мобільної води в інтервалах є нижчим, ніж в таких, що не вміщують води. На характер руху флюїду таких інтервалів впливає градієнт порового тиску, який контролює потік мобільної води крізь пустоти невеликого радіуса, чутливість проникності до наявності двох фаз флюїду та перепад тисків у свердловині, що впливає на коефіцієнт фазової проникності. Поєднання наведених ефектів є контролюючим фактором у визначенні характеру руху флюїду та продуктивності ущільнених колекторів з вмістом мобільної води (Cao et al., 2017).

Враховуючи, що розробка покладів ущільнених порід-колекторів відбувається після гідророзриву пласта або ж по системі природних тріщин, рух флюїду в даних інтервалах не підкоряється закону Дарсі. Тобто він є нелінійним. У літературі даний тип руху флюїду називається турбулентним та пояснюється тим, що при високій швидкості переміщення газу спостерігається відхилення від закону Дарсі внаслідок інерції, що у подальшому переростає в явище турбулентності (Tiab and Donaldson, 2015). Проте не завжди присутнє тільки прискорення швидкості руху флюїду, враховуючи, що перебіг його може відбуватися по системі пустотного простору з подвійним типом пористості (міжзернова та тріщинна), присутнє також явище сповільнення (рух флюїду є преламінарним) при проходженні через зв'язані інтергранулярні пустоти та контакти з пропановими пачками внаслідок тертя (що утримують тріщини гідророзриву від захоплення) (Liu et al., 2018).

Форхеймом запропонована квадратична нерівність для опису руху флюїду в умовах як ламінарного, так і пре- та постламінарного режимів (Tiab and Donaldson, 2015):

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu_g v}{k} + \beta \rho v^2, \quad (2)$$

де p – тиск в атм.; L – довжина зразка, см; μ_g – в'язкість флюїду, сПз; k – коефіцієнт проникності, мД; v – швидкість флюїду, см/с; ρ – густина флюїду, г/см³; β – коефіцієнт турбулентності або відхилення від закону Дарсі, атм*с²/г.

Для ідентифікації інтервалів нетрадиційних покладів вуглеводнів, в яких після гідророзриву пласта утвориться система тріщин, що дозволить збільшити коефіцієнт вилучення вуглеводнів та найкращим способом розробляти поклад, використовуються індекси розтріскування (fractability index) та крихкості (brittleness index). Дані параметри пов'язані з геомеханічними та пружними властивостями, а також мінеральною будовою порід, що включає крихкість гірських порід, режим напруження у покладі, а також наявність та розвиток природних тріщин (Mews et al., 2019; Weng et al., 2016).

Важливими характеристиками при вивченні ущільнених колекторів є також детальне вивчення коефіцієнтів відкритої пористості, нафтогазонасичення, абсолютної газової проникності, літології та мінерального складу. Окрім цього, необхідно врахувати хімічні властивості материнських порід у розрізі, а саме відбиваючи здатність вітриніту, термічну зрілість та вміст органічної речовини у породах (Passey et al., 2010).

У роботі (Мухайлов та ін., 2014) проаналізовано та узагальнено результати петрографічного, петрофізичного та промислово-геофізичного вивчення відкладів пермського віку, а також верхнього та середнього ярусів карбону свердловини № 10 Святогірська. Протягом дослідження проведено мікро- та макропетрографічне вивчення порід глинисто-піщаної товщі, визначено відбиваючи здатність вітриніту (R_o), масові частки елементів, а саме вміст органічної речовини (S_{org}), а також уранових та карбонатних мінералів. Хімічний аналіз проб дозволив отримати такі значення для загального вмісту органічного вуглецю (ТОС), S_{org} та R_o алевритистих порід:

- для відкладів верхнього карбону ТОС становить 2,3 та 3,5, S_{org} – 3,6–4,5 і 1,2 % та R_o – 1;
- для відкладів московського ярусу: ТОС – 2,9 та 2,2, S_{org} – 4,2 і 2,8 %, R_o – 1,47.

Окрім цього, авторами проведені кількісну інтерпретацію промислово-геофізичних даних, визначені коефіцієнти глинистості, відкритої пористості та вмісту органічної речовини за результатами інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС), зокрема, за даними акустичного каротажу (АК) та нейтронного гамакаротажу (НГК). Результати інтерпретації ГДС показали високий вміст S_{org} , що корелюється з результатами хімічного аналізу керну на глибині 3848 м. Спостерігаються також аномалії вмісту S_{org} (1 %) в інтервалі 3880–3918 м.

Проаналізовані результати досліджень з вивчення материнських порід за допомогою хімічного аналізу можуть бути використані при виділенні перспективних інтервалів газу ущільнених колекторів Святогірської площі, враховуючи, що ущільнені пісковики можуть стати покладом вуглеводнів тільки за наявності у даному басейні материнських порід, тобто джерел генерації вуглеводнів.

Результати. Авторами проведений аналіз літологічних та петрофізичних властивостей ущільнених порід касимівського та московського ярусу Святогірської площі.

Детальні мікропетрографічні дослідження кернового матеріалу дали змогу кількісно визначити вміст породотвірних мінералів та фаціальні особливості утворення інтервалів ущільнених порід (Лизанець та ін., 2019). Аналіз даних досліджень для перспективних ярусів Святогірської площі представлений нижче.

Породи касимівського ярусу верхнього карбону (C_3^1 К-6) у середньому на 70 % складаються з уламкових зерен мінералів, зокрема, кварцу – 39–47 %, польових

шпатів – 4–7,5 %, слюдистих мінералів – близько 4 %. Цемент займає в середньому 30 % та представлений: ілітовою глинистою складовою (14–18 %), кальцитом (5–8,75 %), а також 5–10 % та 1,2–1,75 % кварцу у вигляді облямівок та інтерстицій відповідно.

За структурою дані зразки є тонкодрібнозернистими, текстура полого-хвиляста, за фаціальною належністю це відклади русла річки. Визначений у даних зразках K_n варіює у межах 2,5–3,2 %.

У породах московського ярусу (C_2m) горизонту М-1 мінерали матриці порід займають у середньому 70 % та представлені: 41–47 % кварцу, 3–10,5 % польових шпатів, 2,1–6 % слюдистих мінералів. Цемент представлений в основному ілітовою глинистою складовою (14–17,5 %), вміст кальциту становить 3–8,75 %, кварцу у вигляді облямівок та інтерстицій – 0,75–2,8 % та 1,75–11 % відповідно. K_n змінюється у межах 3,6–4 %.

Зразки порід московського ярусу (C_2m) горизонту М-2 представлені пісковиками, що в середньому на 60 % складені уламковими мінералами матриці, з яких кварц займає 34–41 %, плагіоклази – 5,7–10 % та слюдисті мінерали – 1,7–1,95 %. Цемент складається в середньому на 19 % з ілітової глинистої складової, а також на 5–8,5 % з кальциту та 3–6 % з доломіту, кварцу у вигляді облямівок та інтерстицій 1,2–3,6 % та 7,6–10 % відповідно. K_n коливається у межах 3,15–3,7 %. Відклади московського ярусу за фаціальними особливостями відносяться до одиночного або ж розгалуженого русла річки.

На рис. 1. представлено мікрофотографії шліфів ущільнених пісковиків касимівського ярусу верхнього карбону та московського ярусу середнього карбону, як встановлено з аналізу петрографічного опису та мікрофотографій шліфів, інтервали московського ярусу складені дрібно-, крупно- та середньозернистими уламками, що позитивно впливає на колекторські властивості порід.

Граничне значення пористості ($K_{n,gr}$) для традиційних порід-колекторів верхнього та середнього карбону ДДЗ становить у середньому 10,5 %, для ущільнених колекторів даних горизонтів $K_{n,gr} = 4,5$ %. Проте для точного визначення даного коефіцієнта необхідним є зв'язати коефіцієнти пористості, проникності та діаметр гирла пустот з результатами випробування свердловин на приплив флюїду (Cui et al., 2017), що забезпечить більш надійні результати при ідентифікації ущільнених порід-колекторів ДДЗ.

Проаналізовано значення K_n , що було виміряно на зразках, з яких були виготовлені шліфи. Хоча зразки були відібрані з перспективного інтервалу, тільки у пробах горизонту М-1 значення K_n відповідає граничному (зазвичай виміряний коефіцієнт пористості у лабораторії є нижчим ніж у пластових умовах, на це впливає наявність пластового тиску, тому ми можемо з обережністю віднести дані породи до колекторів), але всі отримані результати будуть використані в подальшому при петрофізичній характеристиці та побудові мультимінеральної моделі за каротажними даними.

У досліджуваних шліфах ущільнених пісковиків касимівського та московського ярусів не виявлено присутності відкритих мікротріщин ні на контакті мінералів, ні в зернах кварцу та іліту. Наявні мікротріщини в уламкових зернах переважно заповненні глинистим цементом. Проте однозначно зробити висновок про відсутність вторинних пустот та мікротріщин неможливо, беручи до уваги обмежену кількість петрографічних даних.

Для більш точного уявлення про петрофізичні властивості авторами побудовані гістограми розподілу коефіцієнтів пористості та проникності чотирьох свердловин (рис. 2) Святогірської площі, керновий матеріал яких представлений відкладами касимівського та московського ярусів. На рис. 2 різними кольорами виділено свердловини Святогірської площі, з яких було піднято керновий матеріал.

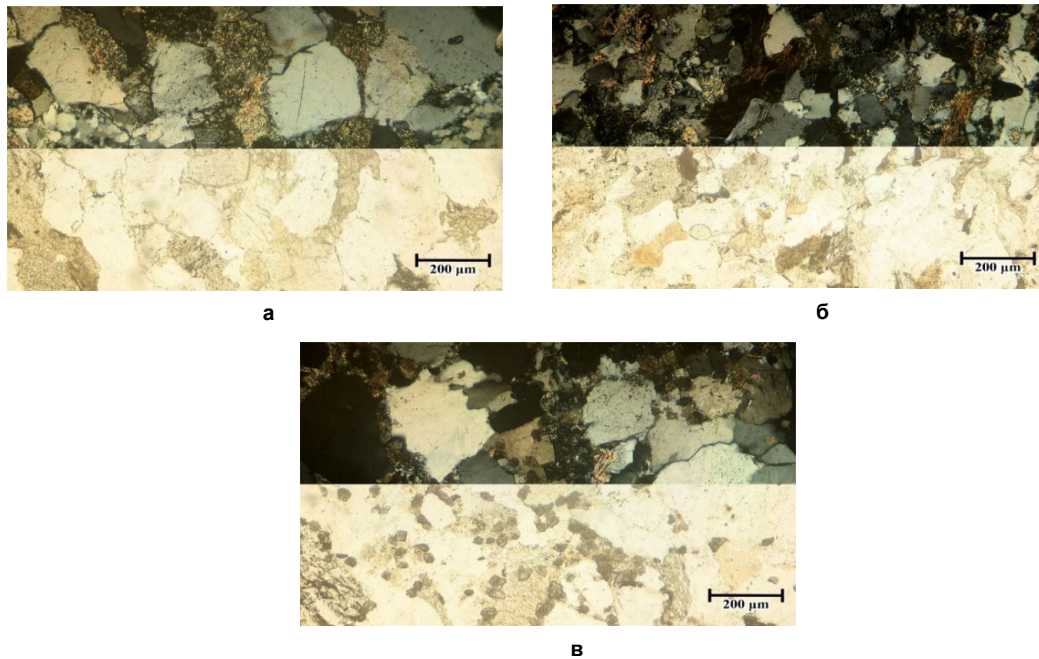


Рис. 1. Мікрофотографії шліфів ущільнених пісковиків:

а – касимівського (К-6) ярусу верхнього карбону; б та в – московського ярусу середнього карбону (горизонти М-1 та М-2 відповідно)

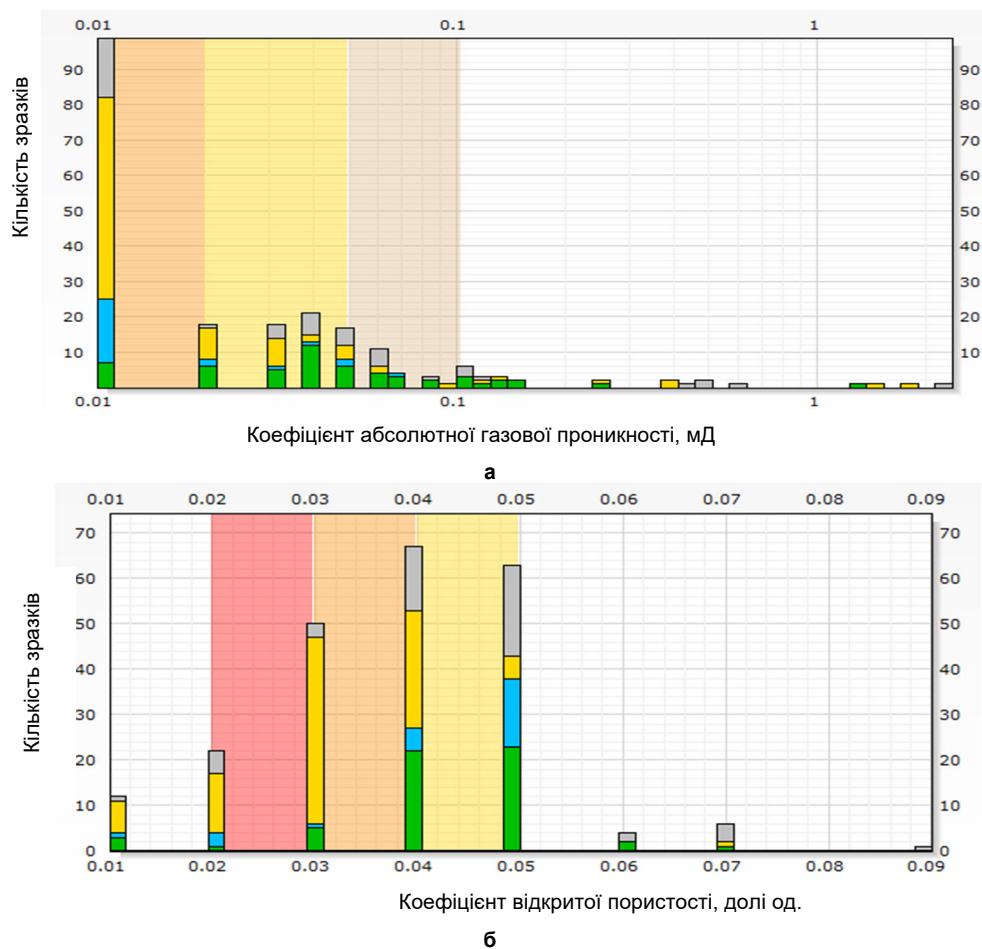


Рис. 2. Гістограми розподілів параметрів ущільнених пісковиків

касимівського та московського ярусів Святогірської площі:

а – коефіцієнта абсолютної газової проникності; б – коефіцієнта відкритої пористості

Згідно з рис. 2, а, коефіцієнт абсолютної газової проникності характеризується логарифмічним розподілом з мінімальним значенням 0,01 мД та максимальним – 2 мД. На жаль, використана при досліді апаратура не дозволяє дослідити зразки з $K_{пр}$, що менше 0,01 мД, тому

зразки з ультранизькою проникністю вказані як непроникні або ж з $K_{пр}$ 0,01 мД. Отримані результати показують, що основна кількість зразків (100) мають низьке значення коефіцієнта проникності (0,01 мД), проте наявні також такі, в яких $K_{пр}$ становить більше 1 мД, що, на

думку авторів, викликано природною або механічною (утвореною під час буріння чи відбору кернового матеріалу) направленою мікротріщинуватістю.

Гістограма коефіцієнта відкритої пористості (рис. 2, б) характеризується нормальним розподілом, а значення параметру лежать у межах 1–9 %. Як вже сказано, для даних порід запропонованим граничним значенням K_n є 4,5 %, враховуючи, що дане значення є наближеним, а також визначеним за результатами даних ГДС (тобто в пластових умовах), зразки з $K_n = 4$ % за керном можна з певними допущеннями віднести до подібних порід-колекторів. З урахуванням цього перспективний розріз представлено 130 зразками з відібраного кернового матеріалу, до яких переважно належать породи московського ярусу.

Визначення петрофізичних та підрахункових параметрів безпосередньо у пластових умовах дозволяє більш точно оцінити резервуар у процесі розвідки та введення у розробку, тому авторами визначені властивості ущільнених порід-колекторів за даними ГДС.

Комплекс каротажних досліджень, що використовувався авторами у даній роботі, включає: радіоактивні методи – гама (ГК) та двухзондовий нейтрон-нейтронний каротаж (ДННК), акустичний каротаж (АК), питомий електричний опір, виміряний фокусованим зондом бокового

каротажу (БК), діаметр стовбура свердловини. Розрахунок коефіцієнта глинистості проводився за рівнянням Ларіонова для "древніх порід", коефіцієнти загальної та відкритої пористості розраховувалися за рівнянням середнього часу за даними АК, а також з використанням нейтронного каротажу з подальшим введенням поправки за вміст глинистих мінералів. Враховуючи, що як і при петрографічних дослідженнях, так і за інтерпретацією каротажних даних у досліджуваних перспективних інтервалах присутні глинисті мінерали розрахунок коефіцієнта газонасичення проводився з використанням рівняння "Подвійної води" (Clavier et al., 1984).

Інтерпретація каротажних даних дозволила ідентифікувати у розрізі московського ярусу свердловини № 10 перспективні поклади газу ущільнених колекторів – інтервали: 3836,4–3866,6 м, а також 4107,6–4140,4 м (рис. 3). Коефіцієнт відкритої пористості перспективних пластів коливається у межах – 4,5–9,5 %, а коефіцієнт газонасичення – 50–65 %. Коефіцієнт глинистості визначений у ході інтерпретації і змінюється у межах від 0,1 до 14 %, що відповідає визначеному за мікроскопічними дослідженнями та говорить про те, що пустотний простір досліджуваних порід заповнений глинистими мінералами, що знижують фільтраційні та ефективні ємнісні властивості.

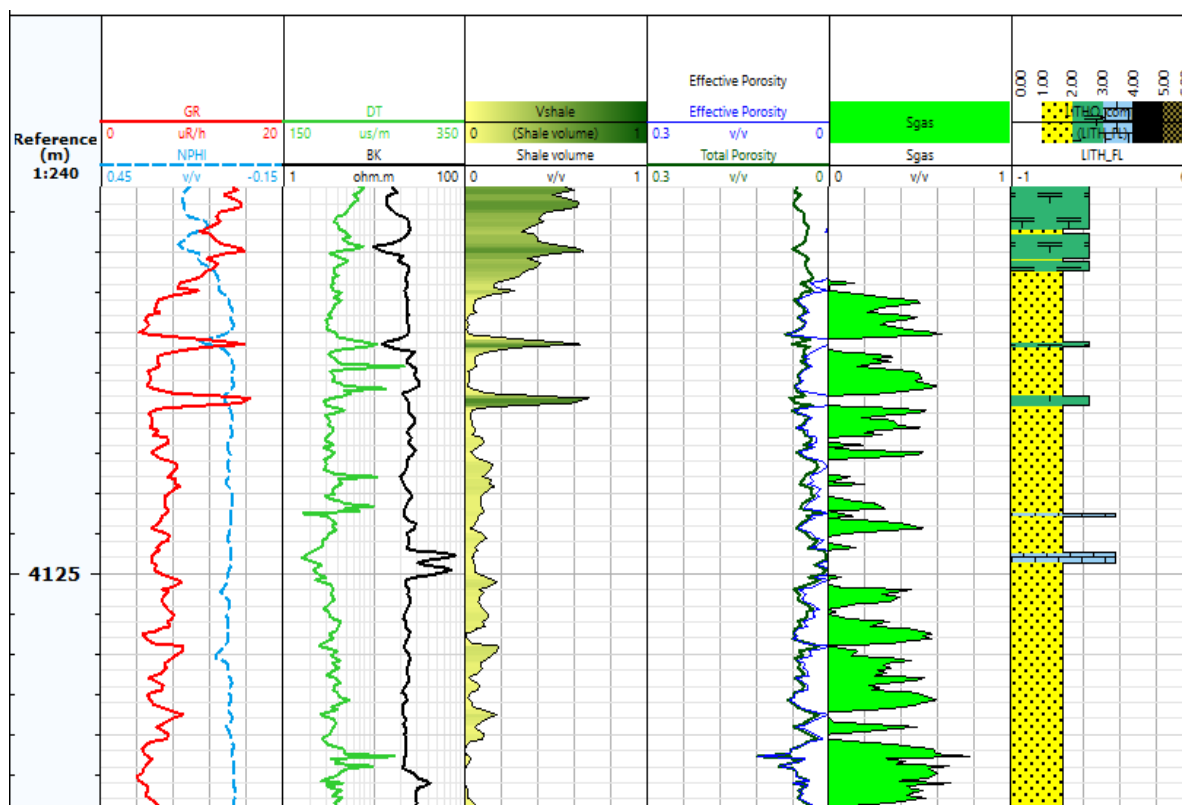


Рис. 3. Планшет з каротажними діаграмами та підрахунковими параметрами, а також літологією розрізу свердловини № 10 Святогірської площі

Згідно з роботою (Дудніков, 2012) при опробуванні порід московських відкладів свердловини № 10 в інтервалі глибин 4042–4150 м до інтенсифікації отримано промисловий приплив газу дебітом 19,0 тис. м³/д. За рахунок цього, а також зробленого петрофізичного аналізу та визначення підрахункових параметрів за даними ГДС, можна з впевненістю встановити, що інтервали московського ярусу представлені ущільненими породами-колекторами.

Висновки. За оглядом світової практики з вивчення ущільнених порід-колекторів продемонстровано деякі їх

літологічні та петрофізичні властивості на прикладі перспективних інтервалів Святогірської площі.

Авторами проведений детальний аналіз геомеханічних, петрографічних та петрофізичних властивостей ущільнених порід-колекторів касимівського та московського ярусів Святогірської площі. Детально показано закони, за якими відбувається рух флюїду, а також охарактеризовано розміри і гирла пустот та капілярів даних порід.

Проведений петрографічний аналіз довів, що ущільнені пісковики касимівського та московського ярусів Святогірської площі на 60–70 % складаються з уламкових

мінералів, а також ілітової складової глинистого та карбонатного цементу. Аналіз гістограм розподілу коефіцієнтів пористості та проникності по чотирьох свердловинах довів, що коефіцієнт абсолютної проникності має логарифмічний розподіл та лежить у межах 0,01–2 мД (найбільша кількість зразків з $K_{пр} = 0,01$ мД), а коефіцієнт відкритої пористості 1–9,5 %.

Окрім цього, за результатами інтерпретації даних ГДС у розрізі московського ярусу свердловини № 10 Святогірська виділено ущільнені породи-колектори в інтервалах 3836,4–3866,6 м, а також 4107,6–4140,4 м, що характеризуються значеннями коефіцієнтів відкритої пористості 4,5–9,5 % та газонасичення 50–65 %.

Проведений аналіз петрографічних і петрофізичних досліджень, та інтерпретації каротажних даних з поєднанням результатів гідродинамічного опробування інтервалів дозволили віднести породи московського ярусу до ущільнених порід-колекторів.

У подальшому авторами планується за допомогою каротажних та лабораторних даних визначити вміст органічної речовини (Карпенко та ін., 2014) та виділити материнські породи Святогірської площі, а також визначити структуру пустотного простору порід (Вижва та Безродна, 2016) у пластових умовах, узагальнити дану інформацію з результатами лабораторних досліджень механічних властивостей для виділення зон найбільш ефективного проведення гідророзриву пласта вивчених об'єктів.

Список використаних джерел

- Вижва, С., Безродна, І. (2016). Визначення структури пустотного простору складнопобудованих порід за даними петроакустичних досліджень Семиренківської площі. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 3, 11–17.
- Дудніков, М. (2012). Перспективи нафтогазоносності південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 58, 36–40.
- Карпенко, О., Башкіров, Г., Карпенко, І. (2014). Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 3, 71–76.
- Куровець, В.І., Михайлов, В.А., Зейкан, О.Ю., Коваль, А.М., Загнітко, В.М., Гуров, Є.П., ... Кожушок, О.Д. (2014). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: огляд проблеми. Кн. І. Київ: Ніка-Центр.
- Лизанець, В., Бухтатий, В., Степанов, О., Дорошкевич, В. (2019). Дослідження літофациальних та емнісно-фільтраційних властивостей порід керну пошуково-розвідувальних свердловин. Харків.
- Михайлов, В.А., Вижва, С.А., Загнітко, В.М. та ін. (2014). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон. Аналітичні дослідження. Київ: Ніка-центр.
- Bahadori, A. (2016). Fluid phase behavior for conventional and unconventional oil and gas reservoirs. Gulf Professional Publishing.
- Cao, R., Ye, L., Lei, Q., Chen, X., Ma, Y.Z., Huang, X. (2017). Gas-water flow behavior in water-bearing tight gas reservoirs. *Geofluids*, 2017.
- Clavier, C., Coates, G., Dumanoir, J. (1984). Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24 (02), 153–168.
- Cui, H., Zhong, N., Li, J., Wang, D., Li, Z., Hao, A., Liang, F. (2017). Study on the lower limits of petrophysical parameters of the Upper Paleozoic tight sandstone gas reservoirs in the Ordos Basin, China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2 (1), 21–28.
- Golab, A.N., Knackstedt, M.A., Averdunk, H., Senden, T., Butcher, A.R., Jaime, P. (2010). 3D porosity and mineralogy characterization in tight gas sandstones. *The Leading Edge*, 29 (12), 1476–1483.
- Liu, Q., Cheng, Y., Dong, J., Liu, Z., Zhang, K., Wang, L. (2018). Non-Darcy Flow in Hydraulic Flushing Hole Enlargement-Enhanced Gas Drainage: Does It Really Matter? *Geofluids*, 2018.
- Ma, Y.Z., Holditch, S. (2015). Unconventional oil and gas resources handbook: Evaluation and development. Gulf professional publishing.
- Masters, J.A. (1979). Deep basin gas trap, western Canada. *AAPG Bulletin*, 63 (2), 152–181.
- Mews, K.S., Alhubail, M.M., Barati, R.G. (2019). A Review of Brittleness Index Correlations for Unconventional Tight and Ultra-Tight Reservoirs. *Geosciences*, 9 (7), 319.
- Nelson, P.H. (2009). Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG Bulletin*, 93 (3), 329–340.
- Passey, Q.R., Bohacs, K., Esch, W.L., Klimentidis, R., Sinha, S. (2010). From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir-geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Society of Petroleum Engineers.
- Slider, H.C. (1983). Worldwide practical petroleum reservoir engineering methods. PennWell Books.
- Spencer, C.W. (1985). Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region. *Journal of Petroleum Technology*, 37 (07), 1–308.
- Spencer, C.W. (1989). Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States. *AAPG Bulletin*, 73 (5), 613–629.
- Tiab, D., Donaldson, E.C. (2015). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition. Elsevier.
- Vyzhva S., Bezrodna I. (2016). Determination of the void space structure of complex rocks using the petroacoustic studies data from the Semyrenkivska area. *Visnyk of Taras Shevchenko national university of Kyiv. Geology*, 3, 11-17. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.74.02>.
- Weng, X., Cohen, C.-E., Kresse, O. (2016). Impact of Preexisting Natural Fractures on Hydraulic Fracture Simulation. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook* (pp. 289–331). Elsevier.
- Zou, C., Zhu, R., Tao, S., Hou, L., Yuan, X., & Zhang, G. (2017). Unconventional petroleum geology (Second). Elsevier.

petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Society of Petroleum Engineers.

Slider, H.C. (1983). Worldwide practical petroleum reservoir engineering methods. PennWell Books.

Spencer, C.W. (1985). Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region. *Journal of Petroleum Technology*, 37 (07), 1–308.

Spencer, C.W. (1989). Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States. *AAPG Bulletin*, 73 (5), 613–629.

Tiab, D., Donaldson, E.C. (2015). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition. Elsevier.

Weng, X., Cohen, C.-E., Kresse, O. (2016). Impact of Preexisting Natural Fractures on Hydraulic Fracture Simulation. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook* (pp. 289–331). Elsevier.

Zou, C., Zhu, R., Tao, S., Hou, L., Yuan, X., Zhang, G. (2017). Unconventional petroleum geology (Second). Elsevier.

References

- Bahadori, A. (2016). Fluid phase behavior for conventional and unconventional oil and gas reservoirs. Gulf Professional Publishing.
- Cao, R., Ye, L., Lei, Q., Chen, X., Ma, Y.Z., Huang, X. (2017). Gas-water flow behavior in water-bearing tight gas reservoirs. *Geofluids*, 2017.
- Clavier, C., Coates, G., Dumanoir, J. (1984). Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24 (02), 153–168.
- Cui, H., Zhong, N., Li, J., Wang, D., Li, Z., Hao, A., Liang, F. (2017). Study on the lower limits of petrophysical parameters of the Upper Paleozoic tight sandstone gas reservoirs in the Ordos Basin, China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2 (1), 21–28.
- Dudnikov M. (2012). Prospects for oil and gas potential of the south-eastern part of the Dnieper-Donetsk basin. *Visnyk of Taras Shevchenko national university of Kyiv. Geology*, 58, 36–40.
- Golab, A.N., Knackstedt, M.A., Averdunk, H., Senden, T., Butcher, A.R., Jaime, P. (2010). 3D porosity and mineralogy characterization in tight gas sandstones. *The Leading Edge*, 29 (12), 1476–1483.
- Karpenko O., Bashkirov G., Karpenko I. (2014). Geophysical data: estimating organic matter in rocks. *Visnyk of Taras Shevchenko national university of Kyiv. Geology*, 66, 71-76
- Kurovets V., Mykhailov V., Zeikan O., Koval A., Zagnitko V., Hurov Y., ... Kozhushok O. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book I. K.: Nika-Centre.
- Liu, Q., Cheng, Y., Dong, J., Liu, Z., Zhang, K., Wang, L. (2018). Non-Darcy Flow in Hydraulic Flushing Hole Enlargement-Enhanced Gas Drainage: Does It Really Matter? *Geofluids*, 2018.
- Ma, Y.Z., Holditch, S. (2015). Unconventional oil and gas resources handbook: Evaluation and development. Gulf professional publishing.
- Masters, J.A. (1979). Deep basin gas trap, western Canada. *AAPG Bulletin*, 63 (2), 152–181.
- Mykhailov V., Vyzhva S., Zagnitko V. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book 4. Eastern oil-gas-bearing region. Analytical Investigation. K.: Nika-Centre.
- Mews, K. S., Alhubail, M. M., & Barati, R. G. (2019). A Review of Brittleness Index Correlations for Unconventional Tight and Ultra-Tight Reservoirs. *Geosciences*, 9(7), 319.
- Nelson, P.H. (2009). Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG Bulletin*, 93 (3), 329–340.
- Lyzanets A., Bukhtaty V., Stepanov O., Doroshkevych V. (2019). Investigation of lithofacial and capacitive filtration properties of rocks core samples of exploration wells. Kharkiv.
- Passey, Q.R., Bohacs, K., Esch, W.L., Klimentidis, R., Sinha, S. (2010). From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir-geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Society of Petroleum Engineers.
- Slider, H.C. (1983). Worldwide practical petroleum reservoir engineering methods. PennWell Books.
- Spencer, C.W. (1985). Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region. *Journal of Petroleum Technology*, 37 (07), 1–308.
- Spencer, C.W. (1989). Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States. *AAPG Bulletin*, 73 (5), 613–629.
- Tiab, D., Donaldson, E.C. (2015). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition. Elsevier.
- Vyzhva S., Bezrodna I. (2016). Determination of the void space structure of complex rocks using the petroacoustic studies data from the Semyrenkivska area. *Visnyk of Taras Shevchenko national university of Kyiv. Geology*, 3, 11-17. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.74.02>.
- Weng, X., Cohen, C.-E., Kresse, O. (2016). Impact of Preexisting Natural Fractures on Hydraulic Fracture Simulation. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook* (pp. 289–331). Elsevier.
- Zou, C., Zhu, R., Tao, S., Hou, L., Yuan, X., & Zhang, G. (2017). Unconventional petroleum geology (Second). Elsevier.

Надійшла до редколегії 21.12.19

O. Oliynyk, Chief specialist of well logging data interpretation sector,
E-mail: orve@ukr.net;
JSC "UkrGasvydobuvannya", Department of Geophysics,
26/28 Kudriavskaya Str., Kyiv, 04053, Ukraine;
V. Antoniuk, PhD student, E-mail: vitaliantoniuk@gmail.com;
I. Bezrodna, PhD (Geol.), Senior Researcher,
E-mail: bezin3@ukr.net;
S. Vyzhva, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: vyzhva_s@ukr.net;
Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90 Vasylykivskaya Str., Kyiv, 03022, Ukraine

ANALYSIS OF TIGHT GAS RESERVOIRS AND LITHOLOGICAL-PETROPHYSICAL ASSESSMENT OF UPPER AND MIDDLE CARBONIFEROUS STRATA OF SVYATOGORSKA AREA

The paper concerns the analysis of the world practice in the study of tight gas reservoirs and some of their lithological and petrophysical properties are demonstrated on the example of Svyatogorska Area perspective intervals. The purpose of this work is to establish the features of petrophysical properties of tight gas reservoirs from the upper and middle Carboniferous strata of Svyatogorska area according to laboratory and well logging data and matching the obtained geophysical results with lithological composition and mineral structure of rocks to assess gas prospects. The laboratory investigation on core samples included petrographic and petrophysical analysis of rocks. The effective porosity cutoff value for tight gas reservoirs of the studied area is 4,5 % under reservoir conditions and 4 % in the laboratory settings. 130 core samples were selected, for which the effective porosity is larger than the cutoff value. The histogram of effective porosity and absolute permeability distribution for tight gas intervals shows that PHI is in the range of 4–7 % and $K = 0.01\text{--}2$ mD (the largest number of samples has $K = 0.01$ mD). Conducted analysis of the micropetrographic study results of the core material showed that the matrix of the Moscovian stage rocks takes an average of 70 % from the volume, represented by 41–47 % quartz, 3 – 10,5 % – feldspar and 2,1–6 % – mica minerals. Cement is represented mainly by illite clay component (14–17,5 %) with calcite content (3–8,75 %). According to the formation evaluation of the well logging data clay volume, effective porosity and gas saturation were calculated for the well №10 Svyatogorska area. The intervals: 3836,4–3866,6 m and 4107,6–4140,4 m were indicated as tight gas reservoirs. The effective porosity of promising formations varies in the range - 4,5–9,5 %, and the gas saturation in 50–65 %. According to the results of well testing – 19,0 thousand m³/d flow rate of gas was obtained in the interval 4042–4150 m of the well № 10 (before intensification). Summarizing the obtained results and comparing with the world oil and gas practices in the field of unconventional sources of hydrocarbons one suggests that the rocks of the Moscow strata of Svyatogorska Area are tight gas reservoirs.

Keywords: tight gas reservoirs, unconventional hydrocarbon sources, porosity, permeability.

O. Олейник, главный специалист сектора интерпретации данных ГИС,
E-mail: orve@ukr.net;
АО "Укргаздобыча", Департамент геофизики,
ул. Кудрявская, 26/28, г. Киев, 04053, Украина;
В. Антониук, асп., E-mail: vitaliantoniuk@gmail.com;
И. Безродная, канд. геол. наук, ст. науч. сотр.,
E-mail: bezin3@ukr.net;
С. Выжва, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vsa@univ.net.ua;
2Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА УПЛОТНЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО И СРЕДНЕГО КАРБОНА СВЯТОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ

Проведен анализ мировой практики по изучению уплотненных пород-коллекторов и представлены некоторые их литологические и петрофизические свойства на примере перспективных интервалов Святогорской площади. Целью данной работы является установление особенностей петрофизических свойств уплотненных пород-коллекторов верхнего и среднего карбона Святогорской площади по лабораторным и каротажным данным, а также привязка полученных геофизических результатов к литологическому составу и минеральному строению пород для оценки перспектив газоносности. Керновый материал, отобранный из четырех скважин Святогорского месторождения, позволил провести микро- и макропетрографический, а также петрофизический анализ пород. С использованием граничных значений коэффициента открытой пористости ($K_{пр}$), который составляет для уплотненных пород-коллекторов данного региона 4,5 % в пластовых и 4 % в атмосферных условиях, выделено в исследуемой коллекции 130 образцов, в которых $K_{пр}$ – больше порогового значения. Гистограммы распределения измеренных петрофизических свойств образцов, отобранных из перспективных интервалов, показали, что коэффициент открытой пористости составляет 4–7 %, а абсолютной газовой проницаемости – 0,01–2 мД (наибольшее количество образцов имеет $K_{пр} = 0,01$ мД). Проведенный анализ результатов микропетрографического изучения кернового материала показал, что скелет пород московского яруса занимает в среднем 70 % объема и представлен на 41–47 % кварцем, на 3–10,5 % полевым шпатом и на 2,1–6 % слюдястыми минералами. Цемент состоит в основном из иллитовой глинистой составляющей (14–17,5 %) с содержанием кальцита (3–8,75 %). По данным геофизических исследований скважин были определены в ходе интерпретации подсчетные параметры, а именно: коэффициенты глинистости, открытой пористости и газонасыщения, которые позволили выделить в разрезе скважины № 10 Святогорская интервалы пород-коллекторов: 3836,4–3866,6 м и 4107,6–4140,4 м. Коэффициент открытой пористости перспективных пластов колеблется в пределах 4,5–9,5 %, а коэффициент газонасыщения – 50–65 %. По результатам испытания скважины № 10 (до интенсификации) в интервале 4042–4150 м получен приток газа дебитом 19,0 тыс. м³/с. Анализ полученных результатов, при сравнении с мировыми нефтегазовыми практиками в области нетрадиционных источников углеводородов, говорит о том, что изученные породы московского яруса Святогорской площади относятся к перспективным уплотненным породам-коллекторам.

Ключевые слова: газ уплотненных пород-коллекторов, нетрадиционные источники углеводородов, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости.