

ПОРІВНЯЛЬНА ОЦІНКА ГАЗОВІДДАВАЛЬНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ РІЗНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ФОРМУВАННЯ

За результатами дослідження динаміки вилучення газу залежно від відкритої пористості порід-колекторів, сформованих у різних геологічних умовах осадоагромадження, виділено три режими вилучення газу: початковий, де β_r змінюється від 0 до 0,5, перехідний – 0,5–0,7 (для колекторів сарматського ярусу Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину), 0,5–0,8 (для колекторів візейського ярусу Рудівсько-Червонозаводської групи родовищ Дніпровсько-Донецької западини) і 0,5–0,6 (для карбонатних колекторів міоцену південної частини акваторії Азовського моря) і завершальний. На завершальному етапі коефіцієнт вилучення газу не залежить від пористості (монотонно зростає на 2–3 %).

Ключові слова: газопроникність; відкрита пористість; коефіцієнт вилучення газу; осадоагромадження.

Вступ

Газовіддавальні властивості порід-колекторів є важливими їх характеристиками як для оцінки видобувних запасів газу, так і для оптимізації технологічних режимів його видобутку. Оскільки ці властивості залежать від багатьох факторів і мають характерні особливості для різних порід, їх вивчення є актуальним з наукового та практичного погляду.

Об'єкт досліджень

Об'єктом наших досліджень є нижньосарматські відклади Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину (Вишнянське і Вижомлянське родовища); нижньокам'яновугільні відклади (верхньовізейський під'ярус) приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) – Свиридівське, Червонозаводське та Андріяшівське родовища; карбонатні колектори міоцену приосьової частини Індоло-Кубанського прогину (Північнобулганаське родовище).

Мета досліджень

Наше завдання – порівняти газовіддавальні властивості порід-колекторів окремих родовищ з різних нафтогазоносних басейнів України.

Методика досліджень

Суть досліджень полягала у визначенні коефіцієнта вилучення газу на зразках керну порід-колекторів і передбачала виконання капіляриметричних досліджень на водонасичених зразках і зразках, що містять залишкову воду та донасичені гасом, їх центрифугуванням на різних режимах. За отриманими значеннями водонасичення і гасонасичення за різних тисків витіснення побудовано відповідні криві капілярного тиску – залежності водонасичення K_v від поточних значень тисків витіснення p_n флюїдонасичених зразків. Потім проведено дотичну лінію до кінцевої ділянки залежності $K_v=f(p)$, і визначено з останньої показник об'єму води, що не витісняється, який відрізняється тим, що зразки із залишковою водою додатково донасичено очищеним гасом і здійснено ступінчасте витіс-

нення гасу з наростанням тисків витіснення. Визначено витіснені об'єми гасу на кожному ступені тиску, за одержаними даними побудовано графік залежності гасонасичення K_r від тиску витіснення $p_n-K_r=f(p)$. Потім проведено дотичну лінію до кінцевої ділянки зазначеної залежності, в точці відхилення від неї дотичної лінії визначено показник об'єму гасу, який не витісняється. Ефективну $K_{пе}$ і динамічну $K_{пд}$ пористості розраховано із отриманих кривих капілярного тиску за значеннями залишкового водо- ($K_{зв}$) і гасонасичення ($K_{гр}$) зі співвідношень: $K_{пе}=K_n(1-K_{зв})$, $K_{пд}=K_n(1-K_{зв}-K_{зг})$, а коефіцієнт вилучення газу β_r – як $\beta_r=K_{пд}/K_{пе}$ [Нестеренко, 2010].

Умови осадоагромадження досліджених порід-колекторів

Сарматські відклади північно-західної частини Більче-Волицької зони у межах Вишнянського і Вижомлянського газових родовищ нагромаджувалися в порівняно вузькому клиноподібному плитководно-морському басейні [Круглов и др, 1985; Крупський, 2001]. На значній території до глибини 3000 м породи літифіковані до буровугільного підетапу раннього катагенезу. Вони мають циклічну будову і є літологічно неоднорідними. Виділяють такі різновиди уламкових порід:

1. Пісковики дрібнорізнозернисті з домішками гравійного, алевритового і глинистого матеріалу; алевроліти від піскуватих до піщано-глинистих [Федишин, 2005].

2. Пісковики та алевроліти кварцові, здебільшого збагачені уламками кременистих порід, кварцитів, слюдистих сланців, вапняків, аргілітів. Слюди (мусковіт, біотит) орієнтуються вздовж площин нашарування (понад 1 %), із акцесорних мінералів трапляються гранат, циркон, ставроліт та ін. Виявлено також зерна глауконіту і піриту.

Тип цементу поровий і базальний карбонатно-глинистий, рідше карбонатний і регенераційний кременистий. Карбонати (10–25 %) переважно представлені мікрозернистим кальцитом. Фільтраційні властивості колекторів контролюються глинистістю (розсіяною чи шаруватою). Породи з масивною текстурою у відсортованих різновидах

мають пористість на рівні 15 % і проникність $3,5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$; породи з горизонтально-шаруватою текстурою характеризуються пористістю понад 12 % і проникністю понад $2,5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$; колектори з косошаруватою текстурою мають пористість 10,8–12,2 %, проникність $(0,72-1) \times 10^{-15} \text{ м}^2$; породи з лінзоподібною текстурою мають пористість у межах 10,7–15,9 % і проникність $-(0,5-0,9) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Текстура підводного зсування властива дрібноуламковим карбонатним породам з підвищеним вмістом глинистої фракції (до 31 %). Відкрита пористість коливається в межах 9,2–22,2 % а газопроникність $-(1,4-22,6) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Коефіцієнт анізотропії газопроникності порід, вимірний паралельно і перпендикулярно до нашарування порід, залежно від температури може змінюватися в десятки разів.

Верхньовізейські відклади ДДЗ (XIII мікрофауністичний горизонт) розкрито на глибинах 4800–5500 м. За термальною зрілістю породи належать до відкладів від раннього до пізнього катагенезу. Сформовані в цих умовах теригенні колектори характеризуються вагомими постдіагенетичними структурно-мінералогічними перетвореннями уламкового та цементувального матеріалу і значною зміною порового простору [Лукин, 1984; Федішин, 2005].

Породи-колектори Рудівсько-Червонозаводської групи родовищ (Рудівське, Червонозаводське, Свиридівське, Андріяшівське) представлені пісковиками й алевролітами. За мінеральним складом вони кварцові, вміст зерен польових шпатів досягає 10 %. У збагачених гравійним матеріалом пісковиках вміст уламків кременистих порід досягає 15 %, слюди (мусковіт, біотит) не перевищують 1–2 %, із акцесорних наявні циркон, гранат, чорні рудні тощо.

Цемент пісковиків та алевролітів полімінеральний, за кількісним співвідношенням з уламковим матеріалом поширений в основному поровий глинистий і карбонатно-глинистий цемент, за взаємодією з уламками – регенераційний кварцовий – корозійний глинистий або карбонатний. Формування останнього супроводжувалося інтенсивною перекристалізацією. Карбонатність і глинистість негативно впливають на фільтраційно-емнісні властивості порід-колекторів.

Фільтраційно-емнісні властивості колекторів коливаються в таких межах: газопроникність $(0,1-300) \times 10^{-15} \text{ м}^2$, пористість 1,1–15,6 %. Поруч з промисловими колекторами в продуктивній товщі залягають піщано-алевролітові пласти та прошарки з низькими фільтраційно-емнісними характеристиками (газопроникність менша за $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і пористість 4–7 %).

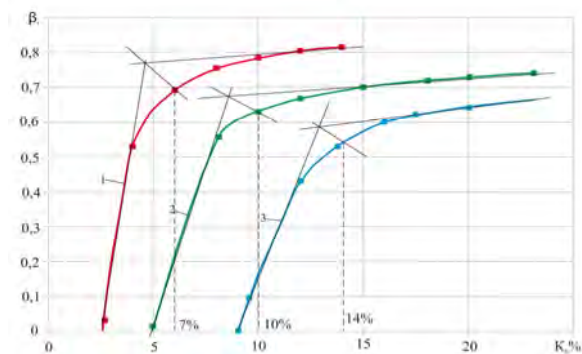
Породи-колектори приосьової частини Індоло-Кубанського прогину (південна частина акваторії Азовського моря) [Полухтович та ін., 2006] представлені вапняками темно-сірими, міцними оолітовими та органогенно-детритовими з різним сту-

пенем глинистості. Структура вапняків мікрокристалічна, іноді згустково-грудковата. Органогенний матеріал представлений залишками форамініфер, іноді трапляються уламки макрофауни, залишки водоростей. Умови осадонагромадження вапняків – морські та прибережно-морські (Іваніна, Трофимович, фондові матеріали ЛВ УкрДГРІ, 2001). Продуктивність порід міоцену (Північнобулганатське газове родовище) пов'язана з двома пачками чократ-караганського віку (нижня IVa і верхня IVб) з проникністю $(0,53-4,5) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ та ефективною пористістю 19–23 %.

Пористість вапняків є седиментаційною, каверни мають розмір 0,2–3 мм, тріщини здебільшого субвертикальні, різною мірою заповнені глинистим матеріалом, вторинним кальцитом та бітумом (Туркевич, фондові матеріали ЛВ УкрДГРІ 2002). Перспективи газоносності Індоло-Кубанського прогину пов'язані з антиклінальними структурами в майкопі, а також з пачками неструктурного типу середнього і нижнього майкопу, де товщина відкладів у осьовій зоні прогину перевищує 3000 м, а північніше спостерігається різке її зменшення.

Результати досліджень та їх наукове обґрунтування

На рисунку подано результати отриманих досліджень з визначення газовіддавальних властивостей порід-колекторів різних геологічних умов формування.



Динаміка вилучення газу з порід-колекторів, сформованих у різних геологічних умовах осадонагромадження:

- 1 – верхньовізейські відклади ДДЗ (Рудівсько-Червонозаводська група родовищ);
- 2 – сарматські відклади північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпаття (Вишнянське, Вижомлянське родовища)
- 3 – відклади чократ-караганського віку приосьової частини Індоло-Кубанського прогину (південна частина акваторії Азовського моря) Північнобулганатське родовище

Якщо до початкової та кінцевої ділянок наведених кривих залежності коефіцієнта вилучення газу β_r від відкритої пористості K_p (див. рисунок)

провести дотичні лінії і з точки перетину останніх провести бісектрису через утворені кути, то отримаємо, що теригенним колекторам верхньовізейських відкладів Рудівсько-Червонозаводської групи родовищ ДДЗ відповідають значення пористості на рівні 7 %. Для сарматських відкладів північно-західної частини Більче-Волицької зони характерні значення K_p 10 %, а для карбонатних порід міоцену (Північнобулганаське газове родовище) – 14 %. Зіставлення отриманих значень відкритої пористості з граничними, прийнятими під час підрахунку запасів, приводить до висновку, що це не що інше, як кондиційні значення K_p .

Проте зазначимо, що породи (за умови їх якісного розкриття) верхньовізейського ярусу починають віддавати газ за пористості понад 2,6 %, для сарматського ярусу – понад 5 %, а для порід міоцену – понад 9 %.

Відсутність у висновках ГДС якісної оцінки величин можливих припливів (промислові чи непромислові) унеможливує об'єктивну оцінку отриманих результатів, аргументацію доцільності подальшого проведення робіт з інтенсифікації припливів вуглеводнів. Складність зазначеної проблеми підтверджується розбіжностями у визначеннях величин ефективної товщини (в 2–3 рази), пористості (6–7 %), газонасичення (від можливо газонасичених до $K_r=0,6$, а іноді навіть до протилежних висновків). Загалом відсутня надійна петрофізична основа для нових перспективних площ і родовищ, що негативно відображається на результатах багатьох методів вивчення продуктивних пластів. Зауважимо, що суттєво не підвищує достовірності оцінки газовіддавальних можливостей колекторів їх визначення чи коригування за результатами випробування пластів у процесі буріння, оскільки відсутність припливів може залежати від суб'єктивних причин (наявність в осадових товщах зон закупорювання, набрякання глинистої складової, недостатні депресія чи час стояння на припливі тощо) [Федишин, 2005]. Між іншим, результати випробувань свердловин на продуктивність приймаються за об'єктивні.

Запаси газу в колекторах з так званими “некондиційними” параметрами не враховуються, хоча, на наш погляд, це не є методично правильними. Дослідження динаміки вилучення газу залежно від пористості зазначених колекторів, сформованих у різних геологічних умовах осадо-нагромадження, свідчить про те, що на наведених кривих (див. рисунок) чітко виділяються три режими вилучення газу: початковий, де β_r змінюється від 0 до 0,5, перехідний – 0,5–0,7 (для колекторів сарматського ярусу), 0,5–0,8 (для колекторів візейського ярусу) і 0,4–0,6 (для карбонатних колекторів міоцену південної частини акваторії Азовського моря). На кінцевій ділянці залежностей $\beta_r=f(K_p)$ коефіцієнт вилучення газу не

залежить від пористості (монотонно зростає лише на 2–3 %).

Варто зазначити, що запаси газу в колекторах з “некондиційними” параметрами (перехідна ділянка отриманих залежностей $\beta_r=f(K_p)$) не підраховують. Яскравим прикладом наведених міркувань може слугувати Шебелинське родовище, затверджені в ДКЗ СРСР (1963 р.) запаси якого повністю вилучено у 1978 р. Після перерахунку запасів УкрНДГазом (1988 р.), їх затверджено зі збільшенням на 40 %. Зазначене явище можна пояснити тим, що у розрізі, поряд з кондиційними колекторами, наявні колектори, з низькими фільтраційно-емісійними характеристиками – проникністю менше ніж $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ і пористістю 4–7 % і вони займають до 30–50 % ефективного порового об'єму. На завершальній стадії розроблення покладів вони, як правило, віддають газ, не облікований раніше і не поставлений на баланс.

Висновки та перспективи подальших досліджень

Порівняння газовіддавальних властивостей порід у різних геологічних умовах формування дає підстави зробити попередні висновки про те, що динаміка вилучення газу істотно відрізняється для колекторів верхньовізейського, сарматського і чокрак-караганського віку. Кондиційні значення пористості становлять відповідно 7, 10 і 14 %. Тому перспективи подальших досліджень будуть пов'язані з уточненням кондиційних значень пористості та газонасичення та можливою оцінкою ресурсів газу, зосередженого в колекторах з низькими фільтраційно-емісійними властивостями.

Література

- Геодинаміка Карпат / С.С. Круглов, С.Е. Смирнов, С.М. Спитковская и др. – К.: Наук. думка, 1985. – 136 с.
- Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.
- Лукин А.Е. Вторичные минералого-геохимические изменения пород, связанные с нефтегазоносностью // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Ч. II. Нефтегазоносность палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины. – Львов: УкрНИГРИ, 1984. – 122 с.
- Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі / П.Ф. Гожик, Б.М. Полухтович, С.М. Захарчук та ін. – К.: ПП ЕКМО, 2006. – 340 с.
- Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.
- Федишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. – К.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ГАЗОТДАЮЩИХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ****В.М. Владыка, М.Ю. Нестеренко, И.Г. Крыва, Р.С. Балацкий**

По результатам исследования динамики извлечения газа в зависимости от открытой пористости пород-коллекторов, сформированных в различных геологических условиях осадконакопления, выделено три режима извлечения газа: начальный, где βh изменяется от 0 до 0,5, переходной – $\beta h=0,5-0,7$ (для коллекторов сарматского яруса Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба), $\beta h=0,5-0,8$ (для коллекторов визейского яруса Рудовско-Червонозаводской группы месторождений Днепровско-Донецкой впадины) и $\beta h=0,5-0,6$ (для карбонатных коллекторов миоцена южной части акватории Азовского моря) и заключительный. На завершающем этапе коэффициент извлечения газа не зависит от пористости (монотонно возрастает на 2–3 %).

Ключевые слова: газопроницаемость; открытая пористость; коэффициент извлечения газа; осадконакопление.

**COMPARISON OF GAS EXTRACTION PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS
OF DIFFERENT GEOLOGICAL DEPOSITIONAL****V.M. Vladyka, M.Yu. Nesterenko, I.G. Kryva, R.S. Balatsky**

Study of the dynamics of gas extraction depending on open porosity of rocks-reservoirs which are formed in different geological conditions of sedimentation indicates the three distinct modes of extracting gas: initial, where βh varies from 0 to 0.5, transition – $\beta h=0,5-0,7$ (for sarmatian collectors of Bilche-Volytsky zone of the Carpathian foredeep), $\beta h=0,5-0,8$ (for Visean collectors of Rudivsko-Chervonozavodsky deposits in the Dnieper-Donets basin) and $\beta h=0,5-0,6$ (for Miocene carbonate reservoirs of southern waters of Azov sea). At the final stage the gas extraction coefficient is independent of porosity (monotonically increased in 2–3 %).

Key words: gas permeability; open porosity; coefficient of gas extraction; sedimentation.

¹Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДГазу, м. Львів

Надійшла 14.12.2012

²Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна
НАН України, м. Львів