

Віталій ВЛАДИКА, Микола НЕСТЕРЕНКО, Роман БАЛАЦЬКИЙ

Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДІгазу,
e-mail: lkndc1@rambler.ru

МЕТОДИКА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ НА ЗРАЗКАХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Запропоновано нову методику визначення коефіцієнта вилучення газу, яка базується на проведенні капіляриметричних досліджень та вивченні деформаційних властивостей порід залежно від ефективного тиску. Вона стосується газопромислової справи, зокрема вивчення ємнісних і потенційно можливих газовіддавальних властивостей порід-колекторів, та може бути використана при підрахункові загальних і балансових запасів газу в покладах із невисоким вмістом конденсату (до 250 г/м³), які планують розробляти на газовому режимі. При цьому ефективну та динамічну пористість визначають з отриманих кривих капілярного тиску для води і газу. Контролюють повноту насичення зразків шляхом порівняння відкритої пористості, визначеної незалежними методами (газоволюметричним та гравіметричним вимірювання). У випадку відхилень, за основу беруть відкриту пористість за газоволюметричним методом і до неї приводять усі експериментальні виміри шляхом уведення поправок за недонасичення пор. Коефіцієнт вилучення газу визначають за співвідношенням динамічної пористості до ефективної.

Методика передбачає проведення досліджень на представницькій колекції зразків ядра (не менше ніж 32 зразки, відібрані з різних свердловин). За результатами досліджень, проведених на одиничних зразках ядра, будують усереднену залежність ефективної і динамічної пористості від відкритої, а на її основі – залежність коефіцієнта вилучення газу від відкритої пористості (або добутку відкритої пористості на коефіцієнт газонасичення), яка дає можливість диференційовано визначати коефіцієнт вилучення газу, залежно від ємнісних властивостей пласта, і використовувати його для вирішення конкретних прикладних завдань.

Методика дозволяє визначати коефіцієнт вилучення газу на зразках ядра, що сприяє підвищенню вірогідності визначення потенційно можливого коефіцієнта газовилучення і, як наслідок, більш достовірному підрахункові видобувних (балансових) запасів газу. Вона пройшла апробацію на зразках ядра, відібраного із продуктивних відкладів нижньосарматського ярусу Вишнянського родовища Передкарпатського прогину.

Ключові слова: порода-колектор, відкрита пористість, газонасичення, коефіцієнт вилучення газу.

Загальний огляд питання. Із практичною метою коефіцієнт вилучення газу, зазвичай, прогнозують за методами аналогії, кореляційних залежностей статистично оброблених геолого-промислових матеріалів родовищ, що перебувають у розробці, або за результатами газодинамічних розрахунків (ГСТУ 41-00032626-00-017-2000).

Сьогодні методу експериментального визначення зазначеного параметра на зразках ядра порід-колекторів немає. Найближчими за технічним виконанням є методи визначення залишкового водонасичення і структури нафтонасичення порід-колекторів (ГСТУ 41-00032626-00-025-2000; ГСТУ 41-31-2002). Проте вони не адаптовані для газонасичених порід-колекторів, оскільки не визначають ефективної та динамічної пористості, які є складовими в прогнозуванні потенційно можливого, з фізичної точки зору, коефіцієнта вилучення газу.

Мета статті – розробити спосіб визначення газовіддавальних властивостей порід-колекторів на зразках ядра, відібраного із продуктивних відкладів, на конкретному прикладі показати його дієздатність. Це вирішується шляхом проведення капіляриметричних досліджень з допомогою центрифуги та вивчення деформаційних властивостей порового об'єму порід з допомогою фільтраційної установки.

Методика досліджень має відношення до вивчення ємнісних та потенційно можливих газовіддавальних властивостей гранулярних порід-колекторів і може бути використана при підрахунку загальних і балансових запасів газу в покладах з невисоким вмістом конденсату (до 250 г/м³), які планують розробляти на газовому режимі. Вона полягає в наступному.

На зразках порід, підготовлених за вимогами (ГОСТ 26450.0-85; ГОСТ 26450.1-85; ГОСТ 26450.2-85) і насичених пластовою водою, створюють водонасичення на кожному режимі центрифугування (ГСТУ 41-00032626-00-025-2000), фіксують поточні значення водонасичення K_b і тиску витіснення p_n , за якими будують криву капілярного тиску (ККТ) – залежність водонасичення від тиску витіснення $K_b = f(p)$. До кінцевої ділянки ККТ проводять дотичну лінію і з точки відхилення від неї ККТ опускають перпендикуляр до осі водонасичення, з якої знімають об'єм залишкового водонасичення та визначають його чисельну величину K_{zb} . Потім зразок, що містить залишкову воду, донасичують газом і проводять ступеневе витіснення газу за наростаючих тисків витіснення p_n . За отриманими даними про p_n і газонасичення K_r будують залежність газонасичення від тиску витіснення $K_r = f(p)$. До кінцевої ділянки останньої проводять дотичну лінію і з точки відхилення від неї ККТ опускають перпендикуляр до осі газонасичення та визначають залишкове газонасичення K_{zr} . У випадках, коли залежність $K_b = f(p)$ не виходить на асимптоту, до отриманого значення K_{zr} додають об'єм води (ΔK_b), який знаходиться в зразку, як різницю K_b між останнім режимом центрифугування і точкою, з якої ККТ відхиляється від попередньо проведеної дотичної лінії до кінцевої ділянки ККТ.

Для однозначної оцінки об'ємів залишкового водо- та газонасичення, які формують ефективну K_{ne} і динамічну K_{nd} пористість, додатково будують диференційні криві витіснення зазначених незмішуваних рідин: $\Delta K_b / \Delta p_n = f(p_n / p_{max})$ та $\Delta K_r / \Delta p = f(p_n / p_{max})$, де ΔK_b і ΔK_r відповідно приріст водо- і газонасичення на кожному режимі центрифугування, а p_{max} – максимальне значення тиску витіснення, якого вдалося досягнути на останньому режимі центрифугування. Зазвичай, стабілізація водо- і газонасичення на диференційних кривих витіснення відбувається між четвертим і п'ятим режимами центрифугування (табл. 1, рис. 1, 2).

Т а б л и ц я 1. Результати капіляриметричних досліджень (Вишнянське родовище, нижньосарматські відклади, зразок № 1937, св. 5, інт. 1430–1440 м; $K_{\text{пр}} = 16,4\%$, $K_{\text{в}} = 16,4\%$, $K_{\text{пк}} = 16,5\%$, $K_{\text{пр}} = 3,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{\text{г}} = 71\%$)

Режим центрифугування	Система порода–колектор–вода–газ					Режим центрифугування	Система порода–колектор–запишкова вода–газ–газ				
	тиск витіснення P , МПа	водонасичення K_v , %	приріст тиску витіснення Δp , МПа	приріст водонасичення ΔK_v , %	p/p_{max}		тиск витіснення P , МПа	газонасичення K_g , %	приріст тиску витіснення Δp , МПа	приріст газонасичення ΔK_g , %	p/p_{max}
0	0	100	0	0	0	0	83,7	0	0	0	
1	0,026	86,8	13,2	507,7	0,040	0,021	32,8	0,021	2423,8	0,041	
2	0,104	38,9	47,9	614,1	0,160	0,082	19,2	0,061	222,9	0,160	
3	0,234	31,5	7,4	56,9	0,359	0,185	10,3	0,103	86,4	0,360	
4	0,414	25,6	5,9	32,8	0,636	0,329	6,4	0,144	27,1	0,640	
5	0,651	16,3	9,3	39,2	1	0,514	1,2	0,185	28,1	1	

Т а б л и ц я 2. Проектні коефіцієнти вилучення газу для окремих продуктивних горизонтів Вишнянського родовища

Продуктивний горизонт	Відкрита пористість $K_{\text{пр}}$, %	Газонасичення K_g , %	$K_{\text{г}} \cdot K_{\text{пр}}$ част. од.	Коефіцієнт вилучення газу β_g част. од.
НД-1а (1-в)	17,7	65	0,115	0,670
НД-3а (1-в)	17,5	65	0,114	0,804
НД-6 (4-в)	16,7	63	0,105	0,686
НД-8 (1-в)	15,9	60	0,095	0,767
НД-11 (4-в)	16,6	62	0,103	0,708
НД-12а (4-в)	16,0	61	0,098	0,684

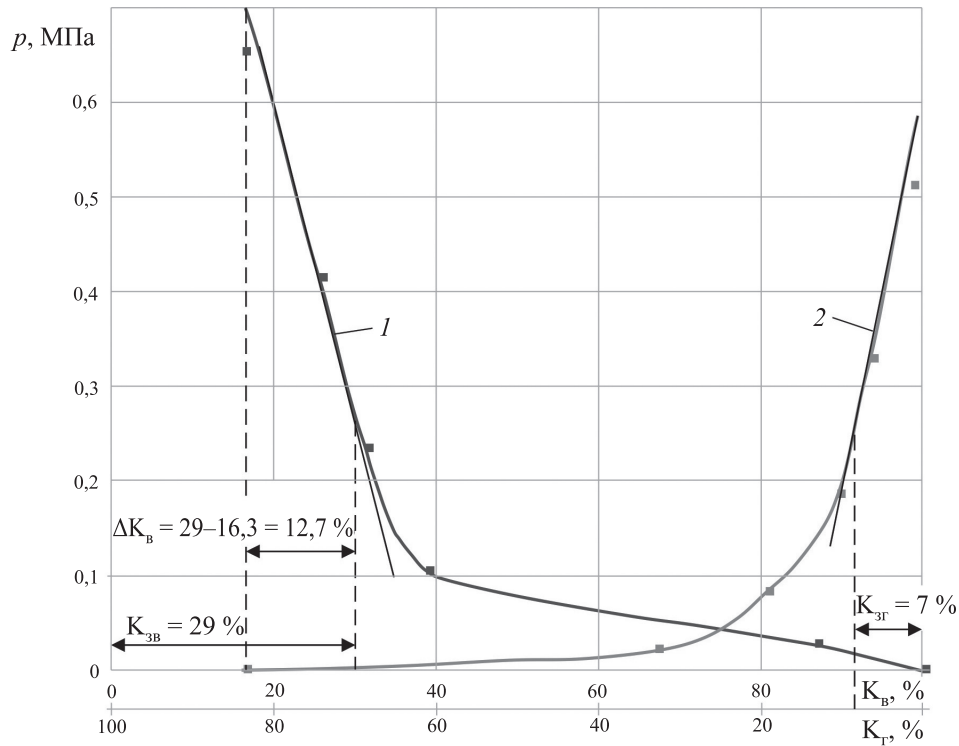


Рис. 1. Залежність водонасичення K_B (1) і газонасичення K_r (2) від тиску витіснення p . Вишнянське родовище, нижньосарматські відклади, зразок № 1937, св. 5, інт. 1430–1440 м; $K_{пр} = 16,4\%$; $K_{нк} = 16,45\%$; $K_{нв} = 16,4\%$; $K_{пр} = 3,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_r = 71\%$; $K_{не} = 11,64\%$; $K_{нд} = 8,41\%$; $\beta_r = 0,722$.

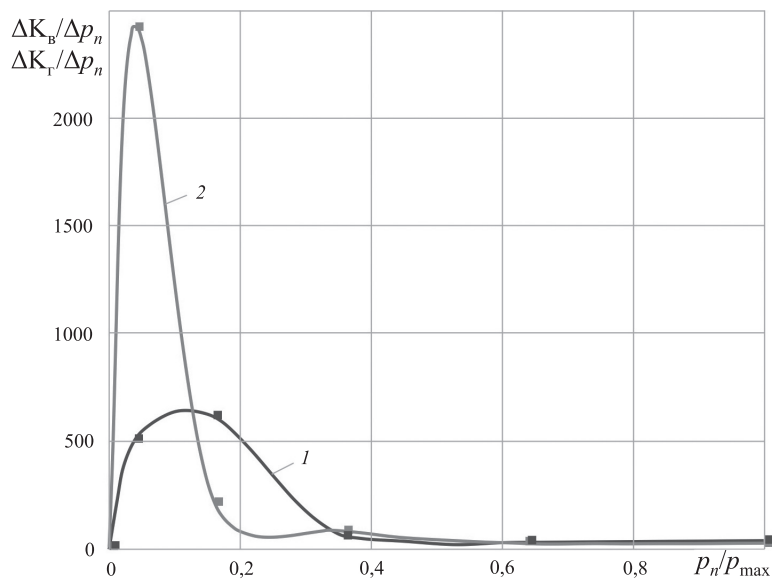


Рис. 2. Диференційні криві витіснення незмішуваних рідин – для води (1) і газу (2). Вишнянське родовище, нижньосарматські відклади, зразок № 1937, св. 5, інт. 1430–1440 м.

При цьому ефективну та динамічну пористість визначають з отриманих ККТ для води і газу (див. рис. 1) із співвідношень: $K_{пе} = K_{п}(1 - K_{зв})$ та $K_{пд} = K_{п}(1 - K_{зв} - K_{зг})$, де $K_{п}$ – відкрита пористість, визначена за газоволюметричним методом $K_{пг}$, насиченням зразків водою $K_{пв}$ і газом $K_{пк}$.

Контроль за повнотою насичення зразків здійснюють шляхом порівняння відкритої пористості, визначеної зазначеними незалежними методами. У випадку відхилень, за основу беруть відкриту пористість за газоволюметричним методом і до неї приводять усі експериментальні виміри шляхом уведення поправок за недонасичення пор (Нестеренко, 2010).

Коефіцієнт вилучення газу β_r визначають за співвідношенням динамічної пористості $K_{пд}$ до ефективної $K_{пе}$: $\beta_r = K_{пд}/K_{пе}$.

Результати досліджень та їхнє обґрунтування. Як приклад, у табл. 1 зведені результати капіляриметричних досліджень для зразка керна пісковика із нижньосарматських відкладів Вишнянського нафтогазового родовища Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, а на рис. 1, 2 за даними табл. 1 побудовані відповідно криві капілярного тиску і диференційні криві витіснення незмішуваних рідин для цього зразка.

Коефіцієнт газовилучення визначають так. Оскільки значення відкритої пористості для зразка № 1937 близькі між собою: $K_{пг} = 16,4\%$, $K_{пв} = 16,4\%$ і $K_{пк} = 16,5\%$, то отримуємо:

$$K_{пе} = 16,4\% (1 - 0,29) = 11,64\%;$$

$$K_{пд} = 16,4\% [(1 - 0,29 - (0,07 + 0,127))] = 8,41\%;$$

$$\beta_r = 8,41/11,64 = 0,722.$$

Тут $\Delta K_v = 0,127$ – об'єм води (приріст K_v), який знаходиться в зразку, як різниця K_v між останнім (п'ятим) режимом центрифугування і точкою, з якої ККТ відхиляється від попередньо проведеної дотичної лінії до кінцевої ділянки ККТ (див. рис. 1).

Для приведення результатів вимірів до пластових умов водонасичений зразок додатково вставляють у кернотримач фільтраційної установки, де на нього створюють ефективний тиск $p_{еф}$, який відповідає реальним гірничим умовам залягання порід-колекторів як різниця між гірничим p_r і пластовим $p_{пл}$ (Обґрунтування..., 2005):

$$p_{еф} = p_r - p_{пл}; p_r = H \cdot \delta_{п} \cdot 10;$$

де H – глибина залягання покладу; $\delta_{п}$ – об'ємна густина порід.

Для умов залягання порід Вишнянського родовища (зразок № 1937) отримуємо:

$$p_{еф} = (1,44 \cdot 2,3 \cdot 10) - 14 = 19,1 \text{ МПа.}$$

З отриманих досліджень (рис. 3) визначають відносне зменшення об'єму пор $\Delta V_{п}/V_{п} = 0,036$ за ефективного тиску 19,1 МПа, яке необхідно враховувати для приведення попередньо отриманого коефіцієнта вилучення газу до пластових умов:

$$K_{п(пл)} = 16,4 \cdot (1 - 0,036) = 15,8\%;$$

$$K_{зв(пл)} = 29/(1 - 0,036) = 30,0\%;$$

$$K_{зг(пл)} = (0,07 + 0,127)/(1 - 0,036) = 20,4\%;$$

$$K_{пе(пл)} = 15,8 \cdot (1 - 0,3) = 11,06\%;$$

$$K_{пд(пл)} = 15,8 \cdot (1 - 0,3 - 0,204) = 7,84\%;$$

$$\beta_{r(пл)} = 7,84/11,06 = 0,708.$$

$\Delta V_{\Pi}/V_{\Pi}$, част. од.

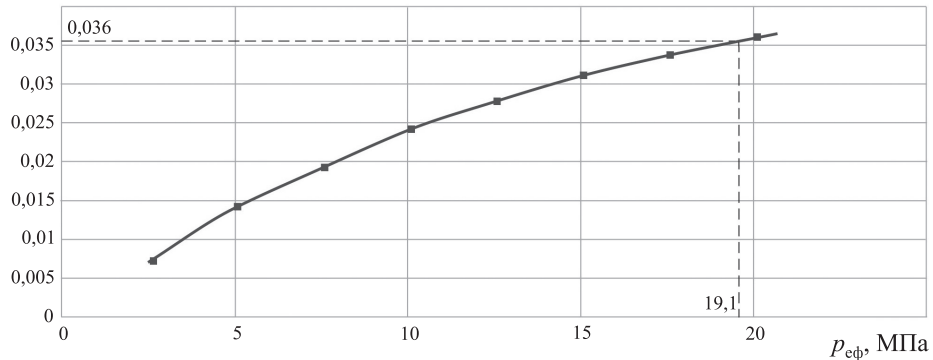


Рис. 3. Крива зміни відносного об'єму пор $\Delta V_{\Pi}/V_{\Pi}$ від ефективного тиску $p_{эф}$. Вишнянське родовище, нижньосарматські відклади, зразок № 1937, св. 5, інт. 1430–1440 м; $K_{пг} = 16,4\%$; $K_{пк} = 16,5\%$; $K_{пв} = 16,4\%$; $K_{пр} = 3,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_r = 71\%$.

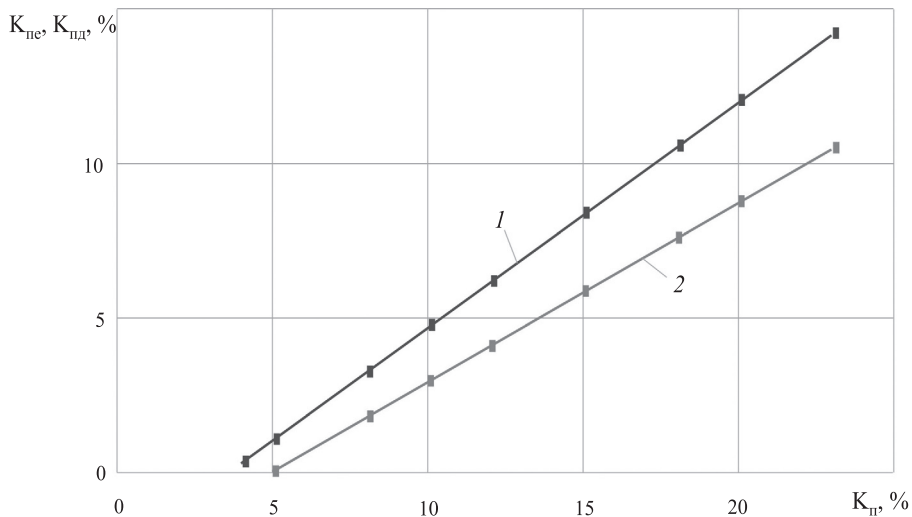


Рис. 4. Співвідношення між ефективною і відкритою (1), динамічною і відкритою (2) пористістю для порід-колекторів нижньосарматських відкладів Вишнянського родовища

Описану вище методику досліджень розповсюджують на представницьку колекцію зразків керна, яка відображає тип колектора, діапазон та характер розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів. За результатами досліджень, проведених на одиничних зразках керна, будують усереднену залежність ефективною і динамічною пористості від відкритої (рис. 4), а на її основі – залежність коефіцієнта вилучення газу від відкритої пористості (або добутку відкритої пористості $K_{п}$ на коефіцієнт газонасичення K_r) (рис. 5). Отримана залежність дозволяє диференційовано визначати коефіцієнт вилучення газу, залежно від ємнісних властивостей пласта, використовувати β_r для вирішення конкретних прикладних завдань. Для зіставлення на рис. 5 точками нанесені дані про коефіцієнт газовилучення, отриманий за результатами

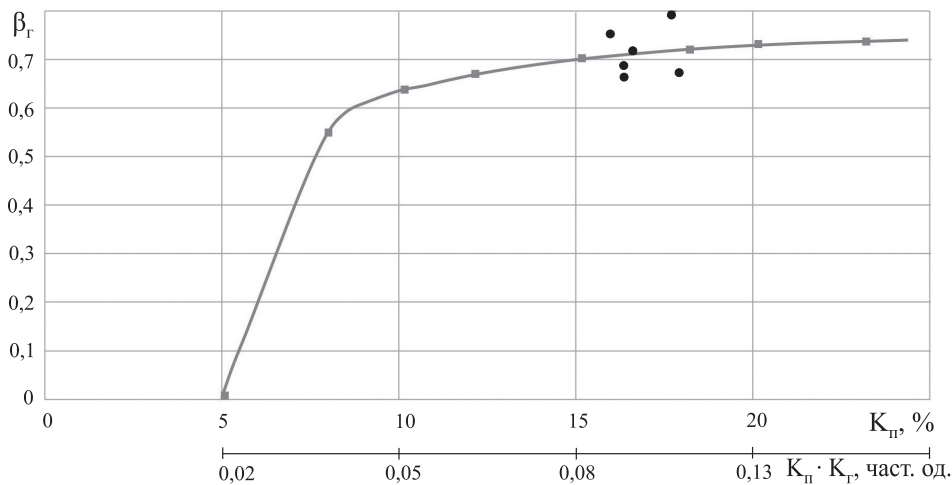


Рис. 5. Залежність коефіцієнта вилучення газу β_r від відкритої пористості K_n (добутку відкритої пористості на газонасичення $K_n \cdot K_r$); жирними точками для порівняння нанесені розрахункові дані про коефіцієнт вилучення газу нижньосарматських відкладів Вишнянського родовища (див. табл. 2)

газодинамічних розрахунків з урахуванням економічних показників розробки покладів Вишнянського родовища Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину (табл. 2).

Методика дозволяє визначати коефіцієнт вилучення газу на зразках керна, що сприяє більш вірогідному визначенню потенційно можливого коефіцієнта газовилучення і, як наслідок, більш достовірному підрахункові видобувних (балансових) запасів газу. Для підвищення інформативності лабораторних досліджень необхідно передбачити виконання на одному зразку найбільш повного комплексу літолого-петрофізичних досліджень, які й стануть основою для визначення природи геологічних неоднорідностей та виявлення прояву останніх у геофізичних полях, що фіксуються методами ГДС. При цьому виявлені петрофізичні залежності повинні відображати фізичну природу явищ і зміну петрофізичних параметрів у межах покладу чи конкретного підрахункового об'єкта.

ГСТУ 41-00032626-00-017-2000. Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр. – К. : Комітет України з питань геології та використання надр, 2000. – 24 с.

ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Визначення залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – К. : Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.

ГСТУ 41-31-2002. Визначення параметрів структури нафтонасичення порід-колекторів методом центрифугування зразків. – К. : Мінекоресурсів України, 2002. – 20 с.

ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М. : Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.

ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М. : Изд-во стандартов, 1985. – 8 с.

ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М. : Изд-во стандартов, 1985. – 16 с.

Нестеренко М. Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів : моногр. – К. : УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керну) : метод. вказівки. – Київ ; Львів : ДКЗ України ; ЛВУкрДГРІ, 2005. – С. 46–47.

Стаття надійшла
13.12.12

Vitaliy VLADYKA, Mykola NESTERENKO, Roman BALATSKY

METHODS OF EXPERIMENTAL DETERMINATION OF RECOVERY RATIO ON THE SAMPLES OF GAS-RESERVOIR ROCKS

A new method of determining the ratio of the gas recovery, based on the conduction of capillary metric research and study of the deformation properties of the rocks, depending on the effective pressure was proposed. Research methods concern the gas industry, in particular the study of capacity and possible gas producing properties of the reservoir rocks, and can be used in the calculation of common and balance gas reserves in deposits with low content of condensate (up to 250 g/m³), that are planned for development by the gas mode. In this case, effective and dynamic porosity is determined from the curves of the capillary pressure for water and kerosene. Complete saturation of the sample is controlled by comparing the open porosity, determined by independent methods (gas volumetric and gravimetric measurement). In case of deviations, as the basis is taken the open porosity by gas volumetric method, and to it are adjusted all experimental measurements by the way of introducing corrections for fail of saturation. Recovery rate of gas is determined by the ratio of the dynamic to the effective porosity.

Methodology includes research on the collection of representative core samples (at least 32 samples were selected from different wells) and the results of research carried out on single core samples, the dependence of the average effective and dynamic porosity of the open, and on this basis, the dependence of the gas extraction of open porosity (or the product of open porosity by a factor of gas saturation). This dependence allows us to differentially determine the recovery rate of gas, depending on the capacitive properties of the reservoir, and to use it for specific applications.

The method allows us to determine the recovery rate of gas on core samples, that contributes to the reliability of the identification of potential gas ratio and, as a consequence, a more objective counting of mining (balance) gas reserves. Technique has been tested on core samples taken from the productive deposits of the Lower Sarmatian stage of the Vyshnya field of the Carpathian Foredeep.