

УДК 553.98

ВИВЧЕННЯ НА МІКРОРІВНІ СТРУКТУРНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРОВОГО СЕРЕДОВИЩА

М.Ю.Нестеренко, Г.П.Боднарчук, А.А.Хома, Є.В.Туркевич

ЛВ УкрДГРІ, 79000, м.Львів, пл. Міцкевича, 8, тел. (80322) 719117,

E-mail: lv_ukrdgri@opolynet.lviv.ua

Предложена методика изучения структурных параметров пористых сред с использованием коэффициентов проточности, неоднородности и закрытости пор. Исследованы породы с близкими фильтрационно-емкостными свойствами, различной смачиваемостью поровых каналов и различной структурой порового пространства. Показаны преимущества применения разработанной методики в объяснении аномальных значений тех или иных параметров, которые отклоняются от стандартных корреляционных связей.

Постановка проблеми, аналіз останніх досліджень і публікацій

Інформація про параметри порового простору, яку ми одержуємо після дослідження порід-колекторів (відкрита й ефективна пористість, нафтогазонасиченість, проникність, розмір і звивистість порових каналів тощо), є, на наш погляд, недостатньою, оскільки вона не дає змоги повною мірою розкрити фізичну суть процесів фільтрації вуглеводнів, їх взаємодії з поровим середовищем та вилучення з нього останніх [1-4].

На практиці лабораторного вивчення порід мають місце типові випадки, коли значення фільтраційно-емнісних властивостей зразків (проникність, пористість) близькі, а коефіцієнт залишкового водонасичення може відрізнятись в декілька разів. Безперечно, під час інтерпретації даних ГДС такі породи можуть бути помилково виділені як колектори чи неколектори, оскільки проникність і пористість не повністю розкривають механізм формування нафтогазонасичення і можливість подальшого вилучення вуглеводнів.

Мета статті

Розроблення методики кількісної оцінки на мікрорівні параметрів порового середовища і впровадження її в експериментальних дослідженнях для пояснення окремих аномальних значень петрофізичних параметрів порід.

Теоретичні положення методики досліджень

Загальний об'єм порового простору колекторів нафти і газу, користуючись кривими капілярного тиску (ККТ), можна розбити на складові

The technique of porous media structural parameters study is proposed: with flowingness coefficients, heterogeneity and closed pores use. The rocks with similar filtration-capacity properties, different wettability of pore channels and different structure of pore space are studied. The advantages of the worked out technique use in explanation of anomalous values of these or another parameters which deviate from standard correlation links are shown.

$$K_a + K_{\Delta p} + K_z = 1,$$

де: K_a – частка проточних порових каналів; $K_{\Delta p}$ – частка неоднорідних пор; K_z – частка закритих пор.

Під проточними поровими каналами (K_a) слід розуміти частку порового об'єму, зайняту найбільш активними (динамічними) порами, з яких витіснення флюїдів відбувається практично без впливу капілярних сил. Це, як правило, порові канали радіусом 100 мкм і більше, що мають нейтральну змочуваність поверхні (початкова ділянка ККТ). У них зосереджена нафта, яка видобувається за безводний період розробки покладу [5, 6].

Неоднорідні пори ($K_{\Delta p}$) – частка об'єму порового середовища, зайнятого поровими каналами, ефективність витіснення флюїдів з яких залежить від співвідношення гідродинамічних і капілярних сил та характеру змочування порової мінеральної поверхні [7] (перехідна ділянка ККТ).

Закритість пор (K_z) – це фактично частка об'єму, яку займають нефільтруючі пори (кінцева ділянка ККТ) і, які, як правило, заповнені залишковою водою (величина $1-K_z$ відповідає коефіцієнту нафтогазонасичення).

Крім того, нами введено поняття “параметри неоднорідності”: ефективний P (відношення частки об'єму пор неоднорідних до динамічних, $P = K_{\Delta p}/K_a$) і загальний P_{Σ} (відношення частки пор неоднорідних і закритих до динамічних $P = (K_{\Delta p} + K_z)/K_a$).

З цих позицій ефективну пористість (K_n^e) слід розглядати як $K_n^e = K_n(1-K_z)$, динамічну пористість (K_n^a) – як $K_n^a = K_n(1-K_z-K_{\Delta p})$. Тому для нафтових і газових родовищ коефіцієнт витіснення нафти (газу) можна записати як $\beta = K_n^a/K_n^e$.

Введені параметри порового середовища дають змогу детально вивчати на мікрорівні



породи-колектори як гетерогенні порові системи, науково обґрунтовано визначати коефіцієнт нафтогазонасичення, коефіцієнти вилучення нафти (газу) з урахуванням проектних або фактичних градієнтів тисків, які матимуть місце в процесі розробки покладу (з урахуванням ККТ, одержаними для кожного зразка керна) та без залучення інших петрофізичних параметрів. Викладений методичний підхід є важливим у двох випадках: коли винесення керна недостатнє і коли з нього неможливо виготовити для дослідження зразки циліндричної форми (ККТ можуть бути одержані на кусочках керна довільної форми або пробах винесеного шламу). Це, крім зазначеного вище, розширює інформативність петрофізичних досліджень і дає наукову основу диференціації продуктивного розриву за ступенем вилучення вуглеводнів на активні, важковидобувні та залишкові [8].

Об'єкт досліджень

Спробуємо це продемонструвати на прикладі порід горизонту Т Рудівського і Свиридівського родовищ ДДЗ (таблиця 1, рисунки 1-5). Нами вибрано три партії зразків: а) з близькими значеннями проникності, пористості і різним характером змочування поверхні порових каналів; б) з близькими значеннями проникності, пористості і з однаковою змочуваністю; в) типові зразки порід-колекторів, які не виходять за допустимі межі кореляційної залежності $K_{пр}^{\infty} = f(K_{зв.гил})$, встановленої на основі експериментальних досліджень 90 зразків керна (на рисунку 1 зображено суцільною лінією; точками 1-8 показано аномальні значення водонасичення).

Результати досліджень, обґрунтування одержаних результатів

Спочатку проаналізуємо зразки з різною змочуваністю і проникністю на рівні $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ з метою виявлення впливу характеру змочування і структури порового простору на величину залишкового водонасичення.

Зразок 40785 має мікрогетерогенну змочуваність поверхні ефективних порових каналів. Крайовий кут змочування (θ) змінюється від 80 до 129 градусів (медіанний 81°). Від 100 % насичення до поточного на рівні 75 % порові канали радіусом понад 100 мкм практично однаково насичуються і водою, і газом ($\theta=90^\circ$). При поточному насиченні від 75 до 28 % поровий об'єм гідрофільний (відповідно радіус пор 100-1 мкм). Порові канали з насиченням менше ніж 28 % змінюють змочуваність від нейтральної (точка інверсії змочування А до гідрофобної ($\theta=91-129^\circ$). Найбільш яскраво простежується тенденція недонасичення окремих порових каналів незмішуваними рідинами з радіусом від 0,1 до 10 мкм. Порові канали $r=1 \div 10$ мкм недонасичені водою порівняно з газом на 20 %, а $r=0,1 \div 1$ мкм, навпаки, недонасичені газом на 15 % (рисунки 2а, 3а, таблиця). Коефіцієнт, що враховує ступінь насичення пор водою (відношення пористостей по воді і газу, визна-

чених у пластових умовах), становить 0,756, тобто значно менший від одиниці, оскільки відкрита пористість, визначена за досліджуваними рідинами в пластових умовах, складає для води 3,1 %, газу – 4,1 % (абсолютна різниця в недонасиченні складає 1 %). Це зумовлює введення відповідних корективів у ємнісні властивості. Так, коефіцієнт залишкового водонасичення, зведений до пластових умов, становитиме не 28,8 %, як було під час початкового його визначення, а 21,8 % (абсолютна різниця 7 %). Медіанний радіус пор – 0,37 мкм, еквівалентний – 0,86 мкм. Медіанний радіус пор розраховувався за формулою Лапласа [1] за капілярного тиску, який відповідає 50 % насиченню зразка водою. Еквівалентний радіус пор (у мкм) розраховувався за умов подібності гідродинамічної та електричної звивистостей за формулою [9]

$$r_e = 8,9 \cdot 10^{-2} \cdot P_n \cdot \sqrt{10^3 \cdot K_{пр} \cdot K_n},$$

де: P_n – параметр пористості водонасиченої породи, безрозмірна величина; $K_{пр}$ – газопроникність, мкм²; K_n – відкрита пористість, частка одиниці.

Розподіл порових каналів за складовими структури їх порового простору виглядає таким чином: проточні порові канали, в яких капілярні сили практично не впливають на процес витіснення незмішуваних рідин, займають 8 %, неоднорідні пори, в яких процес витіснення підпорядкований впливу капілярних і гідродинамічних сил і залежить від їх співвідношення, складають 69 %, і закриті пори, в яких не проходить фільтрація рідини і які, як правило, заповнені залишковою водою, складають 23 % від загального об'єму пор. Відповідно параметри неоднорідності ефективний і загальний дорівнюють 8,63 і 11,5.

У літологічному відношенні порода представлена пісковиком кварцовим середньозернистим з карбонатним цементом (середньокристалічний кальцит з характерною спайністю у двох напрямках) контактово-порового, порового, рідше базального типу. Цемент складає 15-25 % породи. Спостерігаються численні ізометричні пори (0,2-1,2 мм), хвилясті міліметрові відкриті тріщини (рисунк 6), порода слабоцементована. Ділянками цемент інтенсивно просякнутий світло-коричневими вуглеводнями (нафта). Класичний матеріал напівобкатаний, кутастий, часто кородований, представлений кварцом (100 %) та поодинокими уламками кварцитів.

Зразок 40784 гідрофільний ($\theta=73-88^\circ$, $\theta_{нд}=73^\circ$). Явище гідрофільності простежується в усьому діапазоні насичення, але найбільш яскраво у порових каналах радіусом менше, ніж 1 мкм, де поровий об'єм недонасичується на 6-8 % газом порівняно з водою (рисунки 2б, 3б). Ступінь насичення – 0,912, а залишкове водонасичення з його врахуванням складає не 45,3, а 41,3 % (абсолютне значення штучно завищене на 4 %). Медіанний і еквівалентний радіуси пор за абсолютними значеннями близькі до їх



Таблиця – Фільтраційно-ємнісні, електричні, структурні параметри і молекулярно-поверхневі властивості порід

Лабораторний номер зразка	Родовище	Номер свердловини	Інтервал відбору, м	Газопроникність за Клінкенбергом $K_{пр}^{\infty} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Пористість по воді в умовах	
					поверхневих $K_{п}^B$	пластових $K_{п.пл}^B$
33957	Свиридівське	4	5754-5770	6,2	0,104	0,098
39231	Скоробагатівське	9	5369-5348	2,6	0,107	0,097
40221	Рудівське	18	5808-5817	0,046	0,097	0,088
34890	Свиридівське	4	5855-5867	0,05	0,065	0,054
34056	-//-	-//-	5881-5890	0,012	0,065	0,0636
40784	Рудівське	6	5885-5897	0,012	0,036	0,031
40785	-//-	-//-	-//-	0,01	0,036	0,031
40751	-//-	-//-	5873-5885	0,003	0,034	0,029
34326	-//-	2	5752-5768	0,092	0,064	0,057
40146	-//-	18	5747-5755	0,14	0,082	0,074
34345	-//-	2	5770-5784	0,09	0,102	0,093
40820	-//-	6	5933-5943	11,6	0,109	0,099
40217	-//-	18	5808-5817	0,0052	0,051	0,045

Продовження таблиці

Лабораторний номер зразка	Поправочний коефіцієнт за пластових умов α	Залишкове водонасичення в умовах		Коефіцієнт, що враховує недонасичення пор водою $Z_{п}$	Пористість по газу в умовах		Виправлене значення залишкового водонасичення $K'_{зв.пл}$
		поверхневих $K_{зв}$	пластових $K_{зв.пл}$		поверхневих $K_{п}^Г$	пластових $K_{п.пл}^Г$	
33957	1,061	0,260	0,276	0,916	0,113	0,107	0,253
39231	1,103	0,192	0,212	0,951	0,113	0,102	0,202
40221	1,102	0,682	0,751	0,898	0,108	0,098	0,674
34890	1,203	0,330	0,397	1,000	0,064	0,053	0,397
34056	1,022	0,660	0,940	1,000	0,065	0,0636	0,940
40784	1,161	0,390	0,453	0,912	0,040	0,034	0,413
40785	1,161	0,248	0,288	0,756	0,048	0,041	0,218
40751	1,183	0,880	1,00	0,879	0,039	0,033	0,879
34326	1,123	0,500	0,562	0,966	0,067	0,059	0,543
40146	1,108	0,271	0,300	0,961	0,086	0,077	0,288
34345	1,096	0,650	0,873	1,010	0,101	0,092	0,882
40820	1,094	0,110	0,120	0,970	0,112	0,102	0,116
40217	1,130	0,480	0,544	0,900	0,057	0,050	0,489

розмірів у попередньому зразку і становлять відповідно 0,3 і 0,9 мкм. Проте за структурними особливостями подібна тенденція, як у попередньому зразку, не спостерігається. Тут за дольовою участю збігаються лише проточні порові канали (8 %), неоднорідні пори складають 53 %, тобто частка їх менша на 16 %, а на закриті пори припадає 39, а не 23 %, що ув'язується із коефіцієнтами залишкового водонасичення. Параметр неоднорідності ефекти-

вний становить 1,36, загальний збігається з попереднім зразком.

Порода представлена пісковиком середньо-грубозернистим з ангідрит-карбонатно-глинистим цементом базального, рідше контактово-порового типу. Цемент складає 25-30 % породи. Порода щільна, нетріщинувата (рисунок 7). Кластичний матеріал представлений кородованими, кутастими, рідше напівобката-



Продовження таблиці

Лабораторний номер зразка	Параметр пористості P_n	Параметр насичення P_H	Фіксоване водонасичення K_b	Параметри порових каналів			
				медіанний r_{md} , мкм	еквівалентний r_e , мкм	електрична звивистість T_e	проточність K_a
33957	103,9	13,2	0,26	1,3	7,2	10,2	0,42
39231	142,7	25,7	0,18	1,2	3,2	13,8	0,25
40221	171,1	2,0	0,61	0,1	1,0	15,1	0,04
34890	237,5	8,1	0,33	0,37	1,1	12,8	0,06
34056	445,5	1,0	0,94	0,1	1,1	28,3	0
40784	519,6	6,2	0,36	0,3	0,9	16,1	0,08
40785	548,2	15,1	0,19	0,37	0,9	16,9	0,08
40751	637,1	1,2	0,77	0,06	0,5	18,5	0,06
34326	374,0	2,9	0,54	0,22	2,4	21,3	0,05
40146	218,4	10,5	0,29	0,7	2,0	16,2	0,51
34345	152,5	1,1	0,88	0,12	1,2	14,2	0
40820	123,8	64,2	0,12	3,0	11,8	12,3	0,5
40217	522,5	3,6	0,49	1,6	0,7	23,5	0,32

Закінчення таблиці

Лабораторний номер зразка	Параметри порових каналів				Крайовий кут змочування, градуси		Класифікація порід за змочуваністю*
	неоднорідність $K_{\Delta p}$	закритість K_3	Параметр неоднорідності		диференційний θ_n	медіанний θ_{md}	
			ефективний P	загальний P_{Σ}			
33957	0,32	0,26	0,76	1,38	71-80	80	ГФЛ
39231	0,56	0,19	2,24	3,00	72-80	76	ГФЛ
40221	0,28	0,68	7,00	24,00	69-90	-	ГФЛ
34890	0,61	0,33	10,17	15,67	58-95	72	МГЗ
34056	0,04	0,96	0,04	∞	62-96	-	МГЗ
40784	0,53	0,39	1,36	11,50	73-88	73	ГФЛ
40785	0,69	0,23	8,63	11,50	80-129	81	МГЗ
40751	0,06	0,88	1,00	15,67	88-89	-	НЗ
34326	0,38	0,57	6,60	19,00	67-88	69	ГФЛ
40146	0,26	0,23	0,51	0,96	71-83	68	ГФЛ
34345	0,35	0,65	∞	∞	67-88	67	ГФЛ
40820	0,36	0,14	0,72	1,00	68-83	67	ГФЛ
40217	0,12	0,48	0,38	2,13	114-143	143	ГФБ

* Примітка: ГФЛ – гідрофільний зразок; МГЗ – порода з мікрогетерогенною (неоднорідною) змочуваністю; НЗ – зразок із нейтральною змочуваністю; ГФБ – гідрофобна порода.

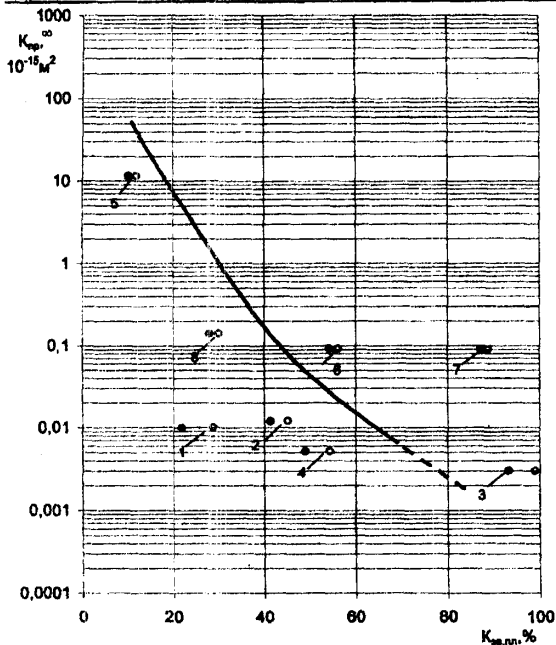
ними зернами кварцу, поодинокими уламками кварцитів, лусочками біотиту.

Зразок 40751 з нейтральною змочуваністю поверхні ефективних порових каналів ($\theta=88-89^\circ$) в усьому діапазоні зміни їх радіусів від більше 100 до 0,01 мкм.

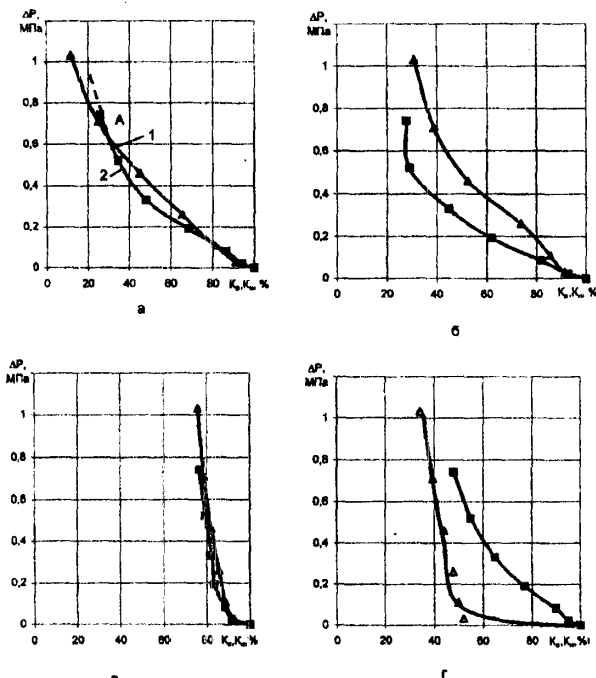
Ступінь насичення пор водою становить 0,879, а залишок водонасичення, зведене до пластових умов, зменшиться від 100 % (у поверхневих умовах 88 %) до 87,9 %, тобто за абсолютним значенням дорівнює визначеному в поверхневих умовах (рисунки 2в, 3в, таблиця).

Тому напрашується висновок про доцільність у даному випадку введення відповідних поправок на стисливість пор (поправочний коефіцієнт α) і на недонасичення (Z_n), оскільки вони тут знівелювані. Медіанний радіус пор для зразка 40751 є найнижчим серед проаналізованих і становить 0,6 мкм (еквівалентний 0,51 мкм). На частки проточних і неоднорідних пор припадає по 6 %, а на закриті пори – 88 %. Параметр неоднорідності ефективний становить 1,0, загальний – 15,67 (тобто найбільший серед розглянутої партії зразків).



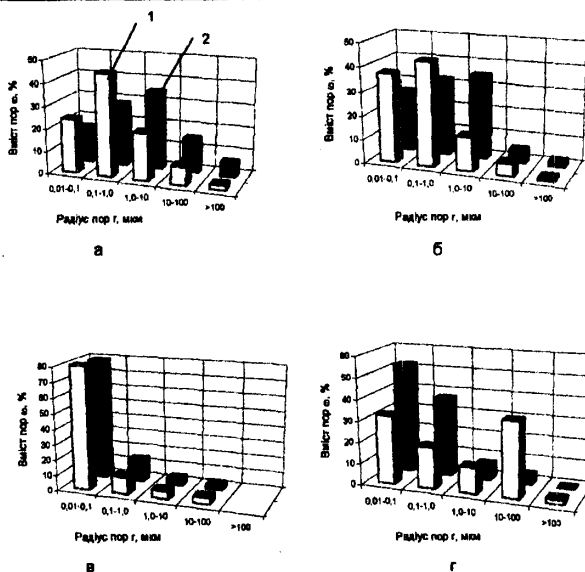


1 - мікрогетерогенна змочуваність - 40785; 2 - гідрофільний - 40784; 3 - нейтральна змочуваність - 40751; 4 - гідрофобний - 40217; гідрофільні: 5 - 40820; 6 - 34326; 7 - 34345; 8 - 40146; зафарбованими точками показано виправлені значення водонасичення з урахуванням недонасичення пор водою
Рисунок 1 - Співвідношення між залишковою водою та газопроникністю порід із різною змочуваністю (зразки з лабораторними номерами)

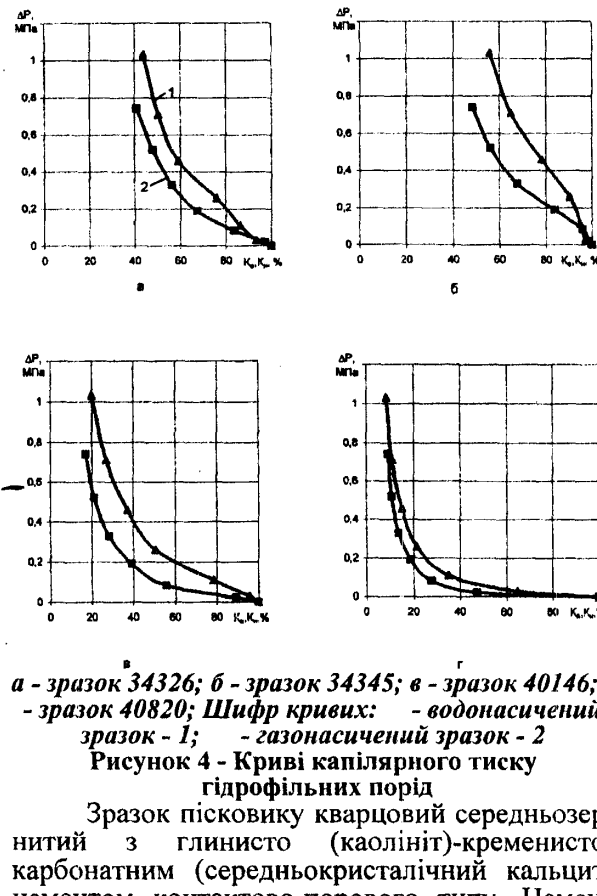


а - зразок 40785 з мікрогетерогенною змочуваністю; б - гідрофільний зразок 40784; в - зразок 40751 з нейтральною змочуваністю; г - гідрофобний зразок 40217. Шифр кривих: - водонасичений зразок - 1; - газонасичений зразок - 2

Рисунок 2. Криві капілярного тиску порід із різною змочуваністю поверхні порових каналів



а - зразок 40785 з мікрогетерогенною змочуваністю; б - гідрофільний зразок 40784; в - зразок 40751 з нейтральною змочуваністю; г - гідрофобний зразок 40217; 1 - водонасичений і 2 - газонасичений зразки
Рисунок 3 - Порометричні характеристики зразків з різною поверхневою активністю

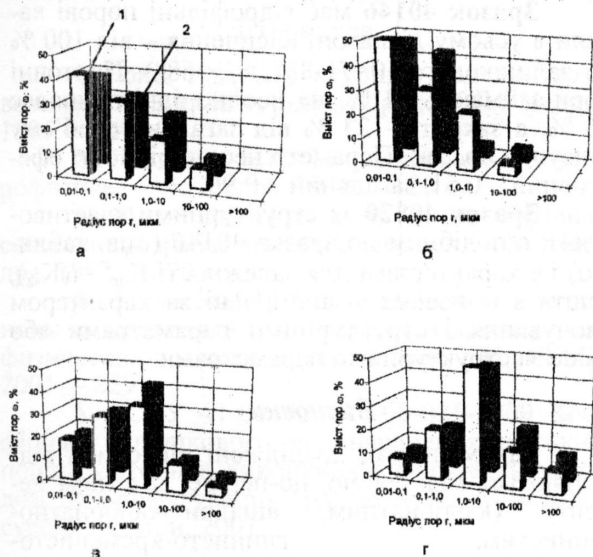


а - зразок 34326; б - зразок 34345; в - зразок 40146; г - зразок 40820; Шифр кривих: - водонасичений зразок - 1; - газонасичений зразок - 2

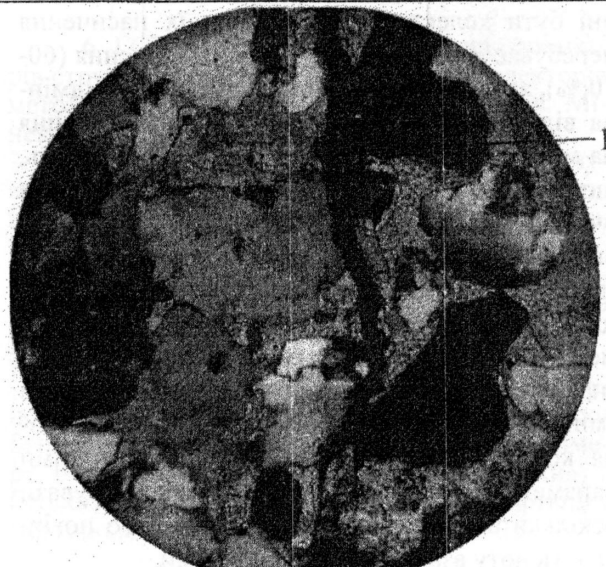
Рисунок 4 - Криві капілярного тиску гідрофільних порід

Зразок пісковика кварцовий середньозернистий з глинисто (каолінит)-кременисто-карбонатним (середньокристалічний кальцит) цементом контактово-порового типу. Цемент складає 10-15 % породи. Спостерігаються відкриті ізометричні пори (0,01-0,1 мм), хвилясті тріщини (0,1 мм), виповнені змінним, деколи обугленим бітумом (рисунком 8). Кластичний матеріал кородований, необкатаний, кутастий, представлений середньозернистим кварцом, поодинокими уламками вивержених порід, лусочками мусковіту.



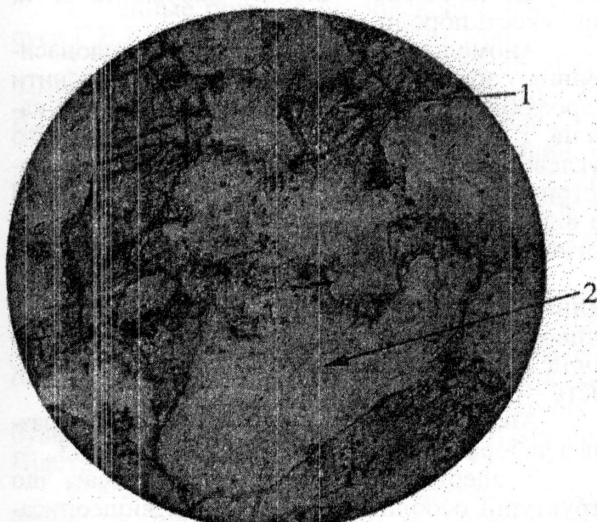


а - зразок №34326; б - зразок 34345; в - зразок 40146; г - зразок 40820; 1 - водонасичений і 2 - газонасичений зразки
Рисунок 5 - Порометричні характеристики гідрофільних порід



1 – відкрита (фільтруюча) тріщина. Шліф 40784, ×100, ніколі ×

Рисунок 7 - Пісковик кварцовий середньо-грубозернистий з ангідрит-карбонатно-глинистим цементом базального типу

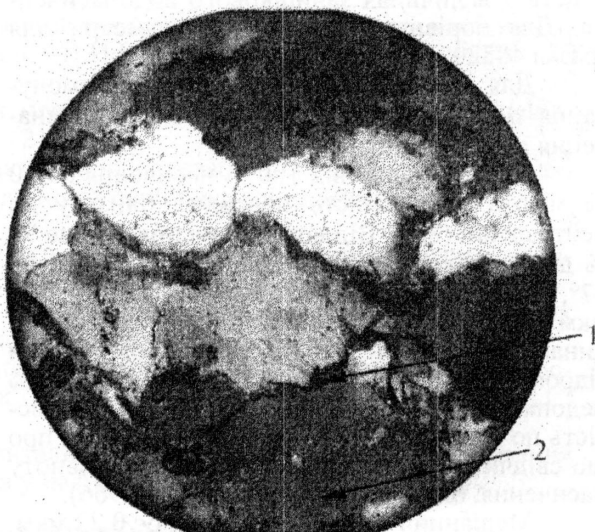


1 – карбонатний цемент, просякнутий вуглеводнями; 2 – зерна кварцу, облямовані вуглеводнями.

Шліф 40785, ×200, ніколі / / / / /
Рисунок 6 - Пісковик кварцовий середньозернистий з карбонатним цементом контактово-порового, порового типу

Зразок 40217 є гідрофобним (рисунки 2г, 3г, таблиця). Крайовий кут змочування ефективних порових каналів змінюється від 114 до 143°. Порові канали з радіусом 10-100 мкм недонасичені газом на 20 %, а радіусом менше 1 мкм – навпаки, водою також у середньому на 20 %. Загалом коефіцієнт, який враховує ступінь насичення пор водною, становить 0,9.

Медіанний радіус пор дорівнює 1,6 мкм, еквівалентний – 0,7 мкм. Співвідношення порових каналів у пористому середовищі представлені таким чином: проточні пори – 32 %, неоднорідні – 12 %, закриті – 48 %. Параметр неоднорідності ефективний – 0,38, загальний – 2,13.



1 – нефільтруюча тріщина, виповнена бітумом; 2 – відкрита (фільтруюча) пора. Шліф 40751, ×200, ніколі ×

Рисунок 8 - Пісковик кварцовий середньозернистий з каолініт-кременисто-карбонатним цементом контактово-порового типу

Відмінною особливістю досліджених порід із різною змочуваністю є те, що криві капілярного тиску (ККТ) гідрофільних і гідрофобних зразків значно відрізняються між собою. Тому структура порового простору може істотно відрізнитися в той чи інший бік за рахунок впливу молекулярно-поверхневих сил на взаємодію незмішуваних рідин з поровим середовищем. Усі зразки, крім 40751, з нейтральною змочуваністю мають водонасичення 21,8-48,9 %, тобто на перший погляд, здавалося б, пови-



нні бути колекторами, оскільки їх насичення перебуває перед діапазоном водонасичення (60-70 %), за якого фазова проникність газу відмінна від нуля. Проте детальний аналіз вивчення на мікрорівні структурних параметрів свідчить, що лише 6-8 % порового об'єму може брати участь у фільтрації. Таким чином, перераховані вище породи, крім зразка 40751, з нейтральною змочуваністю, явного неколектора, за фільтраційно-ємнісними властивостями знаходяться на межі колектор-неколектор, що вносить неоднозначність у визначення граничних показників ємнісних параметрів. Тому під час встановлення кореляційних залежностей між фізичними параметрами порід це необхідно мати на увазі, оскільки неврахування вищезазначеного погіршує тісноту взаємозв'язків між ними.

Окремо проаналізуємо гідрофільні, тобто з однаковою поверхневою активністю, зразки проникності на рівні $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ з метою виявлення впливу структури порового простору на залишкове водонасичення. Із залежності $K_{пр}^\infty = f(K_{зв})$ також простежується значна розбіжність у величинах залишкового водонасичення. Для порівняння наведено параметри для зразка 40820 як типового колектора.

Для зразка 34326 крайовий кут змочування змінюється від 67 до 88°, медіанне значення дорівнює 69°.

Порові канали від 100 % насичення до 90 % мають змочуваність поверхні, близьку до нейтральної (88°). Від водонасичення менше 90 % до залишкового кут θ монотонно спадає до 67°, тобто порові канали радіусом пор 10-100 мкм однаково змочуються незмішуваними рідинами, а від 100 до 0,01 мкм порові канали гідрофільні, причому радіусом 1-10 мкм на 8 % недонасичені водою (рисунки 4а, 5а). Пористість по воді і газу істотно не відрізняється, про що свідчить коефіцієнт, який враховує повноту насичення, близький до одиниці ($Z_n = 0,966$).

Медіанний радіус пор дорівнює 0,22 мкм, еквівалентний – 2,4 мкм. Структурні коефіцієнти складають: проточність – 5 %, неоднорідність – 38 %, закритість – 57 %. Параметр неоднорідності ефективний становить 6,6, загальний 19.

Розглянемо зразки з лабораторними номерами 34345, 40146 і 40820.

У зразку 34345 порові канали максимального розміру (до насичення 95 %) мають змочуваність, близьку до нейтральної, а менше ніж 95 % – пори гідрофільні ($\theta = 67-88^\circ$ за медіанного значення 67°). Медіанний радіус пор становить лише 0,12 мкм, еквівалентний – 1,2 мкм (рисунки 4б, 5б). Параметри порових каналів виглядають таким чином: проточність дорівнює нулю, неоднорідні пори займають 35 %, закриті – 65 %. Це є зразок з аномальними ємнісними властивостями, оскільки параметр неоднорідності наближається до нескінченності.

Зразок 40146 має гідрофільні порові канали в усьому діапазоні насичення – від 100 % до залишкового ($\theta = 71-83^\circ$, $\theta_{\text{мін}} = 68^\circ$). Проточні пори займають 51 %, на неоднорідні припадає 26 %, а закриті – 23 % від загального об'єму (рисунки 4в, 5в). Параметр неоднорідності ефективний – 0,51, загальний – 0,96.

Зразок 40820 за структурними властивостями є подібним до зразка 40146 (див. таблицю) і є характерним для залежності $K_{пр}^\infty = f(K_{зв})$, решта з описаних – аномальні за характером змочування і структурними параметрами або лише за структурними параметрами.

Висновки

Таким чином, досліджені пісковики відрізняються між собою, по-перше, за типом цементу (карбонатним, ангідрит-карбонатно-глинистим, глинисто-кременисто-карбонатним); по-друге, мають різну змочуваність поверхні і, по-третє, – різну структуру порового простору, що впливає на формування проточності, неоднорідності і закритості порового середовища. У кожному конкретному випадку визначального впливу набувають ті чи інші якості породи.

Аномально низьке значення водонасичення у зразку 40785 (21,8 %) можна пояснити гідрофобізацією поверхні окремих порових каналів і карбонатного цементу, просякненого вуглеводнями (див. рисунок 6), наявністю ізометричних пор значних розмірів (понад 0,2 мм) та відкритих тріщин, що підтверджується літологічним вивченням порід у шліфах.

Аномально високе значення водонасичення у зразку 40751 (87,9 %) пояснюється особливостями структури порового середовища порід (низька проточність – 6 % і неоднорідність – 6 %, висока закритість – 88 % пор).

Аналогічне міркування стосується і зразків з лабораторними номерами 34326, 34345.

З одержаних результатів випливає, що структурні особливості, аналогічні вищеписаним, мають місце і для порід пористістю на рівні 5-6 %, 10-11 %, властивою типовим колекторам (зразки 33957, 39231, 40221, див. таблицю). Тому осереднювати результати петрофізичних визначень параметрів недоцільно, оскільки кожному літотипу порід притаманні свої кореляційні залежності, особливо це стосується, в першу чергу, електричних властивостей (залежності $P_n = f(K_n)$ і $P_n = f(K_v)$). Домінуюча роль при цьому належить розподілу пор на проточні, неоднорідні та закриті. Лише за кривими капілярного тиску (ККТ), а не за пористістю і проникністю як окремо взятими параметрами можна судити про приналежність порід до того чи іншого літотипу в межах покладу чи продуктивного горизонту, тому під час обґрунтування підрахункових і технологічних показників використання принципу аналогій повинно бути достатньо аргументованим.



Література

1. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.
2. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике. – М.: Недра, 1978. – 125 с.
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
4. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.
5. ГСТУ 41-000326626-00-025-2000 Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.
6. ГСТУ 41-31-2002 Визначення параметрів структури нафтонасичення порід-колекторів методом центрифугування зразків. – Київ: Мінекоресурсів України, 2002. – 20 с.
7. ГСТУ 41-32-2002. Визначення змочуваності порід-колекторів методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2002. – 17 с.
8. Нестеренко Н.Ю. Влияние смачиваемости поверхности на распределение нефти в порах // Геология нефти и газа. – 1994. – №8. – С. 28-32.
9. Митрофанов В.П., Шелепов В.Н., Чернова Л.И. О некоторых петрофизических особенностях терригенных коллекторов на примере Восточно-Придорожного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 2. – С. 30-35.

НОВІ ВИДАННЯ УКРАЇНИ

1. Единые правила безопасности при взрывных работах: ДНАОП 0.00-1.17-92 /Отв.за выпуск Г.Е.Лыскова. - Харьков: Форт, 2003. - 176 с.

2.Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения: Сб.науч.тр./ Ред.кол.: В.И.Бондаренко и др. - К.: ИСИ им. В.Н.Бакуля: ИПЦ Алкон НАНУ,2003.-344 с.

3. Вирвінський П.И. Ремонт свердловин: Навч. посібник для студентів "Гірництво", спеціалізації "Буріння" / Нац. гірн. ун-т. - Д.: НГУ, 2003. - 219.

Наведено дані про техніку та технологію випробування водозабірних свердловин, дані про обладнання та інструмент експлуатаційних свердловин та особливостей ремонту геотехнологічних свердловин.

4. Кузьмин В.И. Эффективные оценки параметров запасов месторождений полезных ископаемых: Учеб.пособие. - Харьков: Консум, 2003. - 224 с.

Изложена теория эффективного применения средневзвешенных и среднеарифметических оценок параметров запасов месторождений полезных ископаемых.

5.Насосні штанги та труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок та випробування: Монографія / Б.В.Копей, О.В.Максимчук, Н.М. Щербина та ін. - Л.: ІППМІ ім. Я.С. Підстригача НАН України, 2003. - 352 с.

Узагальнено результати теоретико-експериментальних досліджень стосовно застосування елементів конструкцій із композиційних матеріалів у нафтогазовій промисловості.

НОВИНИ ВАК УКРАЇНИ

Сьогодні в Україні функціонує 667 спеціалізованих вчених рад із захисту дисертацій. У середньому президія ВАК України на рік затверджує 460 докторських і 3000 кандидатських дисертацій. Більше стало і вищих навчальних закладів різних форм власності - їх вже понад 1000, тоді як у Радянському Союзі функціонувало 900 державних вищих навчальних закладів /Україна займала 1/5 його території/.

За матеріалами "Бюлетня ВАК України".-2004. - № 6.

БЕНЗИН МОЖНА ОТРИМУВАТИ І З ПЛАСТМАСИ

Польські науковці винайшли апарат, який добуває бензин та моторне масло з старої пластмаси. Цей прилад являє собою каталітичний реактор, який розігріває пластмасові рештки до 400°0 та добуває з пластмаси рідину. Саме вона і може використовуватись у подальшому, як замінник бензину та масла. Продуктивність нового апарата становить до 500 л палива за годину.

За матеріалами нафтової газети "Нафтопродукти". - 2004. - № 34 (266).

