

**Юлія ЛИСАК, Юрій ШПОТ, Андрій ШИРА,
Зоряна КУЧЕР, Ігор КУРОВЕЦЬ**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: y.shufliak@gmail.com

**ПЕТРОФІЗИЧНІ МОДЕЛІ ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ
КАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ
ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

Досліджено петрофізичні властивості порід-колекторів кам'яновугільних відкладів у центральній частині Дніпровсько-Донецької западини. Побудовано типові петрофізичні моделі для окремих площ та уніфіковані моделі, отримані на об'єднаній вибірці для нижньокам'яновугільних відкладів цього регіону. Глибина залягання покладів є одним з інформативних параметрів, які необхідно враховувати при побудові петрофізичних моделей, а отримані моделі є петрофізичною базою для кількісної інтерпретації даних геофізичних досліджень у свердловинах.

Ключові слова: петрофізичні моделі, Дніпровсько-Донецька западина, катагенетичні процеси.

Вступ. Вирішення багатьох питань розвідки та експлуатації покладів вуглеводнів потребують достовірних петрофізичних моделей колекторів. Етапові комплексної інтерпретації геофізичних даних передують комплексне вивчення петрофізичних властивостей порід-колекторів і їхніх взаємозв'язків з метою побудови інтерпретаційних петрофізичних моделей. У таких моделях для конкретних умов враховуються основні геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості порід.

Для оцінки колекторських властивостей порід, за даними ГДС, потрібні еталонні залежності між петрофізичними параметрами, замірними на зразках керна в умовах, що моделюють пластові.

Метою роботи було створення петрофізичних моделей порід-колекторів різного рангу – типових та уніфікованих. Типові моделі описують зв'язки між параметрами окремих літотипів порід, які знаходяться в певних геологічних умовах і слугують основою для розробки петрофізичної класифікації порід-колекторів у нафтовій геології. Принцип уніфікації передбачає створення єдиної структури моделей для різних літотипів колекторів як у геологічному розрізі, так і на площі.

Об'єкт дослідження – піщано-глинисті породи карбону центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Вони пройшли довгий і складний шлях формування, зазнали істотних постседиментаційних змін

складу, будови та фізичних властивостей. У розрізі ДДЗ виділяють декілька зон катагенетичних змін порід, приурочених до певних діапазонів глибин. Зонам катагенезу відповідають певні температурні умови, ступінь мінералізації підземних вод, геостатичний тиск.

Теригенні колектори в кам'яновугільних відкладах представлені пісковиками й алевролітами, неоднорідними як за мінеральним складом, структурно-текстурними особливостями твердої фази, так і за будовою та структурою порового простору (Геологія..., 1989; Атлас..., 1998). Літологічна неоднорідність порід-колекторів зумовлює мінливість їхніх колекторських і фізичних властивостей. У кожному конкретному розрізі неоднорідність колекторів виявляється по-різному, залежно від інтенсивності розвитку тих чи інших геологічних процесів. Головними факторами, які зумовлюють неоднорідність порід, є палеоседиментаційний і катагенетичний (Куровець, Причулка, 2001; Литологія..., 1989).

Катагенетичні перетворення колекторів кам'яновугільних відкладів ДДЗ зумовлюють зменшення їхньої пористості та проникності, розмірів пор і порових каналів, збільшення кількості постседиментаційного цементу, об'ємної ваги та ступеня ущільнення. Унаслідок ущільнення змінюються структурні особливості порід-колекторів, ступінь звивистості та сполученості порових каналів, а також розвиваються вторинна пористість, мікрокавернозність і мікротріщинуватість. У процесі катагенезу змінюється тип цементації, частіше розвивається контактово-порова, плівкова та регенераційна цементація. Одночасно відбувається зміна мінералогічного складу цементу: заміщення польових шпатів вторинними мінералами, новоутворення регенераційного кварцу, каолініту, хлориту, гідрослюд, сидериту та інших вторинних мінералів. У зоні глибинного катагенезу спостерігається зменшення вмісту польових шпатів і карбонатів, різке збільшення кількості регенераційного цементу.

Мінералогічний склад та термодинамічні умови залягання порід-колекторів зумовлюють петрофізичні властивості та характер взаємозв'язків між ними. Для розробки методики діагностики колекторів і оцінки колекторських параметрів за даними геофізичних досліджень необхідно мати достовірні петрофізичні моделі, які відображають основні зв'язки між геолого-петрофізичними характеристиками та фізичними параметрами. Оскільки породи є агрегатами, утвореними компонентами з різними петрофізичними властивостями, то найбільш достовірною буде багатовимірна модель, яка описує взаємозв'язок колекторських характеристик із комплексом фізичних параметрів (Элланский, 1978; Куровець, 2001).

Методика досліджень. Петрофізичні моделі базуються на результатах експериментальних досліджень, а саме на лабораторному визначенні колекторських і комплексу фізичних параметрів на зразках керна в умовах, що моделюють пластові (Петкевич и др., 1979; Куровець і ін., 1999). Для цього проводили гранулометричний аналіз, визначали основні структурні характеристики, вміст глинистого матеріалу і розчинної компоненти.

Під час побудови та аналізу петрофізичних моделей колекторів використовували ймовірно-статистичний підхід із застосуванням кореляційно-регресійного аналізу.

Петрофізичні властивості порід в умовах, наближених до пластових, і зв'язки між ними вивчали на низці вибірок, сформованих із зразків керна різного віку: Тимофіївської, Гадяцької, Харківцівської, Семенцівської, Котелівської, Розпашнівської площ.

Вибірки схарактеризовані такими параметрами: глибиною залягання H , коефіцієнтами пористості за атмосферних умов $K_{\text{п}}$ і пластових умов $K_{\text{п}}^{\text{п}}$, коефіцієнтом проникності $K_{\text{пр}}$, питомою вагою σ , інтервальним часом проходження поздовжніх хвиль ΔT і відносним опором (параметром пористості) $P_{\text{п}}$, заміряними в умовах, наближених до пластових, карбонатністю C , коефіцієнтом об'ємної глинистості $K_{\text{гл}}$, середнім діаметром кластичних зерен D , коефіцієнтом їхнього сортування S_0 та асиметрії S . При формуванні вибірок використані результати лабораторного дослідження керна, проведеного в Полтавській ЕГДС.

На Тимофіївській площі вибірка містила 36 зразків керна, представлених різнозернистими, від дрібно- до крупнозернистих, кварцовими пісковиками турнейського і візейського ярусів. Пісковики різною мірою відсортовані, коефіцієнт сортування 1,52–2,70. Цемент, в основному, глинисто-карбонатно-кварцовий, карбонатно-глинисто-кварцовий. Карбонатність зразків змінюється від 0 до 31,5 %, а коефіцієнт глинистості – від 0,03 до 0,19. Глибина залягання 3890–4430 м. Відкрита пористість рівна 2,4–20,3 %, а проникність – $(0,09–1239) \cdot 10^{-3}$ мкм². Інтервальний час ΔT і параметр пористості $P_{\text{п}}$, заміряні в умовах, наближених до пластових, змінюються відповідно в інтервалах 200–242 мкс/м і 18,7–195.

На Гадяцькій площі вибірка із 22 зразків керна, представлена дрібнозернистими відсортованими кварцовими пісковиками візейського ярусу. Коефіцієнт сортування $S_0 = 1,70–2,07$. Цемент карбонатно-глинисто-кварцовий, кварцово-регенерацийний. Карбонатність зразків 0–10,6 %, а коефіцієнт глинистості 0,04–0,06. Глибина залягання 4770–5036 м. Відкрита пористість 8,2–15,3 %, проникність $(10–118) \cdot 10^{-3}$ мкм². Інтервальний час $\Delta T = 190–215$ мкс/м, а параметр пористості $P_{\text{п}} = 40–150$.

Вибірка на Харківцівській площі складається із 28 зразків пісковиків візейського ярусу, відібраних на глибинах 4440–5132 м. Пісковики кварцові, сильно ущільнені, дрібнозернисті, рідше різнозернисті, некарбонатні. Цемент переважно кварцово-каолініто-карбонатний порового типу. Коефіцієнт сортування 1,44–2,65. Карбонатність 0–6 %, коефіцієнт глинистості 0,01–0,10. Пористість зразків 3,5–13,2 %, проникність $(0,2–85,6) \cdot 10^{-3}$ мкм². Параметр ΔT рівний 191–217 мкс/м, а параметр $P_{\text{п}} = 34–218$.

На Семенцівській площі вибірка сформована із 26 зразків пісковиків та алевролітів візейського і намюрського ярусів. Глибина залягання 3620–4500 м. Пісковики кварцові і польовошпатові, різнозернисті, слабо відсортовані. Коефіцієнт сортування 1,55–3,78. Цемент глинисто-карбонатний та карбонатно-глинистий. Карбонатність зразків 0–26,7; а коефіцієнт глинистості 0,08–0,26 %. Відкрита пористість змінюється в межах 3–16,5 %, а проникність – $(0,06–708) \cdot 10^{-3}$ мкм². Інтервальний час $\Delta T = 178–220$ мкс/м, параметр пористості 31,6–959.

Вибірка на Котелівській площі містить 52 зразки пісковиків намюрського ярусу, відібрані в інтервалі глибин 4580–4720 м. Пісковики кварцові та

кварцово-польовошпатові, дрібно- і середньозернисті. У пісковиках розвинута кварцова конформно-регенераційна цементация. Відкрита пористість змінюється в межах 4,1–17 %, а проникність – $(0,01–545) \cdot 10^{-3}$ мкм². Коефіцієнт сортування 1,60–2,90. Карбонатність зразків невисока 0,8–6,2 %, а коефіцієнт глинистості 0,05–0,20. Інтервальний час $\Delta T = 185–225$ мкс/м, параметр пористості – 29,5–831.

На Розпашнівській площі вибірка із 30 зразків представлена пісковиками верхнього карбону і нижньої пермі. Глибина залягання 3650–4245 м. Пісковики кварцові і поліміктові, різнозернисті, від дрібно- до крупнозернистих, слабо відсортовані, різною мірою карбонатні і глинисті. Цемент, в основному, карбонатно-глинистий і глинисто-карбонатний. Карбонатність порід змінюється від 1 до 40,3 %, а коефіцієнт глинистості — від 0,04 до 0,35. Пористість пісковиків рівна 2,4–20,2 %, а проникність $(0,01–300) \cdot 10^{-3}$ мкм². Інтервальний час $\Delta T = 171–254$ мкс/м, а параметр пористості 19–1385.

Результати досліджень. Результати лабораторних досліджень керн опрацьовані з допомогою методів математичної статистики. Парні коефіцієнти кореляції між петрофізичними параметрами для окремих вибірок наведені в табл. 1.

Коефіцієнт пористості порід-колекторів найтісніше корелюється з відносним електричним опором. Коефіцієнт кореляції між параметрами K_p та lgP_p у вибірках змінюється від 0,90 на Гадяцькій площі до 0,99 на Тимофіївській і Розпашнівській площах. На Гадяцькій площі породи знаходяться на стадії пізнього катагенезу. Пористість колекторів, в основному, вторинного походження, сформована внаслідок вилуговування карбонатного цементу.

Таблиця 1. Кореляційна матриця петрофізичних параметрів порід-колекторів нижньокам'яновугільних відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини

	lgH	K_p	K_p^p	lgK_{np}	σ	lgP_p	ΔT	C	$K_{тр}$	D	S	S_o
№ з/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Площа Розпашнівська												
1	1,00	-0,42	-0,43	-0,38	0,37	0,38	-0,18	-0,20	0,29	-0,20	0,02	-0,32
2		1,00	1,00	0,95	-0,99	-0,99	0,94	-0,68	-0,52	0,66	-0,44	-0,45
3			1,00	0,95	-0,99	-0,99	0,93	-0,67	-0,52	0,65	-0,44	-0,45
4				1,00	-0,96	-0,93	0,85	-0,58	-0,63	0,78	-0,60	-0,45
5					1,00	0,98	-0,93	0,69	0,53	-0,69	0,49	0,51
6						1,00	-0,95	0,73	0,54	-0,61	0,44	0,46
7							1,00	-0,83	-0,47	0,50	-0,45	-0,58
8								1,00	0,09	-0,29	0,18	0,59
9									1,00	-0,43	0,79	0,40
10										1,00	-0,40	-0,28
11											1,00	0,51
12												1,00

Продовження табл. 1

	lgH	K_{II}	K_{II}^P	lgK_{np}	σ	lgP_{II}	ΔT	C	K_{III}	D	S	S_o
№ з/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Площа Тимофіївська												
1	1,00	-0,26	-0,30	-0,10	0,24	0,31	-0,28	-0,27	-0,43	-0,35	-0,01	-0,52
2		1,00	1,00	0,93	-1,00	-0,99	0,95	-0,36	-0,26	-0,47	-0,33	0,48
3			1,00	0,92	-1,00	-0,99	0,96	-0,35	-0,24	-0,44	-0,33	0,51
4				1,00	-0,94	-0,94	0,85	-0,42	-0,25	-0,47	-0,37	0,26
5					1,00	0,98	-0,95	0,41	0,25	0,45	0,33	-0,47
6						1,00	-0,95	0,37	0,20	0,41	0,28	-0,42
7							1,00	-0,31	-0,21	-0,38	-0,29	0,53
8								1,00	-0,12	-0,02	-0,16	0,28
9									1,00	0,91	0,40	-0,24
10										1,00	0,30	-0,22
11											1,00	-0,52
12												1,00
Площа Гадяцька												
1	1,00	-0,36	-0,29	-0,05	0,50	0,31	-0,38	0,49	0,52	-0,77	0,04	0,37
2		1,00	0,99	0,82	-0,98	-0,92	0,89	-0,66	-0,11	0,22	-0,60	0,37
3			1,00	0,85	-0,97	0,90	0,87	-0,66	-0,06	0,19	-0,59	0,36
4				1,00	-0,75	-0,68	0,61	-0,67	0,24	0,13	-0,54	0,33
5					1,00	0,91	-0,89	0,70	0,22	-0,32	0,60	-0,29
6						1,00	-0,89	0,65	0,13	-0,06	0,58	-0,48
7							1,00	-0,58	0,06	0,10	-0,46	0,41
8								1,00	0,11	-0,26	0,34	-0,31
9									1,00	-0,51	0,33	0,20
10										1,00	-0,17	-0,65
11											1,00	-0,49
12												1,00
Об'єднана вибірка (площі Тимофіївська, Гадяцька, Харківцівська, Семенцівська, Котелевська)												
1	1,00	-0,66	-0,66	-0,47	0,65	0,60	-0,64	0,23	-0,29	-0,48	-0,29	0,16
2		1,00	1,00	0,92	-0,99	-0,97	0,89	-0,27	-0,06	0,15	0,23	-0,18
3			1,00	0,92	-0,99	-0,97	0,89	-0,27	-0,05	0,17	0,23	-0,18
4				1,00	-0,92	-0,92	0,78	-0,27	-0,17	0,09	0,11	-0,27
5					1,00	0,97	-0,88	0,30	0,06	-0,18	-0,22	0,23
6						1,00	-0,83	0,23	0,05	-0,21	-0,33	0,26
7							1,00	-0,34	-0,03	0,20	0,17	-0,12
8								1,00	-0,05	-0,13	-0,04	0,10
9									1,00	0,69	0,36	-0,02
10										1,00	0,20	-0,38
11											1,00	-0,11
12												1,00

Зв'язок пористості із вмістом глинистого матеріалу і величиною кластичних зерен відсутній. Коефіцієнти кореляції параметра K_n з $K_{пл}$ та D незначні ($-0,11$; $0,22$). Спостерігається залежність пористості від карбонатності і відсортованості кластичного матеріалу. Коефіцієнт кореляції пористості з карбонатністю C рівний $-0,66$, а з коефіцієнтом сортування $-0,59$. Наявність зв'язку пористості із коефіцієнтом сортування та відсутність його з глинистістю свідчить, що катагенетичні перетворення найінтенсивніше відбуваються в слабкоглинистих відсортованих пісковиках. На пористість порід, які зазнали незначних катагенетичних перетворень, впливають вміст глинистого матеріалу і розмір кластичних зерен. Залежність ємнісно-фільтраційних властивостей та фізичних параметрів від гранулометричного і мінерального складу найяскравіше проявляється для пісковиків верхнього карбону Розпашнівської площі, які перебувають на стадії раннього катагенезу. Так, коефіцієнти кореляції параметрів K_n , lgP_n та ΔT із середнім діаметром зерен рівні відповідно $0,65$; $-0,60$ і $0,53$; а з коефіцієнтом об'ємної глинистості – відповідно $-0,52$; $0,54$; $-0,47$.

Із пористістю і проникністю тісно пов'язаний інтервальний час ΔT . Коефіцієнт кореляції між параметрами K_n і ΔT змінюється в межах $0,87-0,96$, а між $K_{пр}$ і ΔT – у межах $0,61-0,85$. Причому, чим інтенсивніше породи охоплені катагенетичними процесами, тим слабше виражений зв'язок параметра ΔT із пористістю та проникністю пісковиків. У таких випадках значною мірою впливає карбонатність і відсортованість кластичних зерен.

На окремих площах пористість мало змінюється з глибиною. Коефіцієнт кореляції параметра K_n із lgH становить $-0,18...-0,36$.

В об'єднаній вибірці, сформованій із зразків порід нижньокам'яновугільних відкладів Тимофіївської, Гадяцької, Харківцівської, Семенцівської та Котелівської площ, коефіцієнт кореляції пористості з параметром lgP_n рівний $-0,97$, а з ΔT – $0,89$. Більш чітко виражена залежність пористості від глибини залягання порід. Коефіцієнт кореляції між K_n і lgH рівний $0,66$. Наявність такої залежності пояснюється широким діапазоном зміни глибин залягання ($3630-5540$ м) і різним ступенем катагенетичних перетворень порід на окремих площах. Отже, глибина є інформативним параметром, який необхідно враховувати при побудові уніфікованих петрофізичних моделей порід-колекторів.

Типові петрофізичні моделі для окремих площ і уніфіковані моделі, отримані на об'єднаній вибірці для нижньокам'яновугільних відкладів центральної частини западини, наведені в табл. 2.

У результаті аналізу отриманих даних з'ясовано характерні особливості в змінах петрофізичних властивостей колекторів кам'яновугільних відкладів та їхніх моделей. Коефіцієнти рівнянь регресії закономірно змінюються із збільшенням глибини залягання порід. Так, у рівняннях виду $\Delta T = a + vK_n$ величина вільного числа «а», яке характеризує значення інтервального часу проходження пружних хвиль у «скелеті» породи, зменшується в породах із більш глибоких зон катагенезу. Його величина зменшується від $181,9$ мкс/м на Розпашнівській площі до $162,7$ мкс/м на Гадяцькій. Одночасно зменшується кут нахилу лінії регресії (рис. 1). Ця закономірність у змінах коефіцієнтів регресії із збільшенням глибини характеризує загальний тренд катагенетичної (вторинної) неоднорідності порід-колекторів, яка виникає внаслідок

Т а б л и ц я 2. Петрофізичні моделі порід-колекторів кам'яновугільних відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини

№ з/п	Статистичні рівняння	Коефіцієнт кореляції, r	Похибка зв'язку, S
Тимофіївська площа (3890–4430), $C_1^v + C_1^f$			
1	$K_n^p = 0,9761K_n - 0,3076$	0,988	0,25
2	$K_n = 0,2929\Delta T_p - 50,1599$	0,957	1,18
3	$lgK_n = 1,8339 - 0,4230lgP_n$	0,988	0,02
4	$K_n = 0,2897\Delta T_p - 9,1515lgH - 16,4349$	0,957	1,23
5	$lgK_n = 1,8650 - 0,4229lgP_n - 0,0087lgH$	0,988	0,02
6	$lgK_n = 1,4244 + 0,0014\Delta T_p - 0,3663lgP_n$	0,989	0,02
7	$K_n = 16,8245 + 0,0641\Delta T_p - 10,0919lgP_n$	0,990	0,6
8	$K_n = 1,3752 + 0,0639\Delta T_p - 10,1147lgP_n + 0,9769lgH$	0,990	0,62
9	$K_n = 1,5261 + 0,0014\Delta T_p - 0,3656lgP_n - 0,0288lgH$	0,989	0,02
Гадяцька площа (4770–5036), C_1^v			
1	$K_n^p = 0,9783K_n - 0,3045$	0,993	0,27
2	$K_n = 0,2673\Delta T_p - 43,5030$	0,865	1,18
3	$lgK_n = 1,90 - 0,46lgP_n$	0,932	0,03
4	$K_n = 0,2730\Delta T_p + 11,3542lgH - 86,4929$	0,866	1,22
5	$lgK_n = 2,3418 - 0,4580lgP_n - 0,1206lgH$	0,932	0,035
6	$K_n = 7,3579 + 0,0928\Delta T_p - 8,1133lgP_n$	0,914	1,00
7	$lgK_n = 1,0609 + 0,0031\Delta T_p - 0,3477lgP_n$	0,939	0,03
8	$K_n = 0,0973\Delta T_p - 8,0714lgP_n + 7,2153lgH - 20,2236$	0,915	1,095
9	$lgK_n = 0,4551 + 0,0032\Delta T_p - 0,3468lgP_n + 0,1585lgH_{cp}$	0,939	0,036
Харківцівська площа (4400–5132), C_1^v			
1	$K_n^p = 1,0161K_n - 0,6039$	0,995	0,24
2	$K_n = 0,2513\Delta T_p - 41,3568$	0,817	1,195
3	$lgK_n = 1,9525 - 0,4765lgP_n$	0,987	0,03
4	$K_n = 89,6220 + 0,1887\Delta T_p - 32,5176lgH$	0,869	1,18
5	$lgK_n = 2,4090 - 0,4751lgP_n - 0,1250lgH$	0,987	0,027
6	$K_n = 22,4229 + 0,0085\Delta T_p - 7,1216lgP_n$	0,976	1,79
7	$lgK_n = 1,8791 + 0,0003\Delta T_p - 0,4719lgP_n$	0,987	0,027
8	$K_n = 72,2429 + 0,0124\Delta T_p - 0,9125lgP_n - 13,8945lgH$	0,982	0,5
9	$lgK_n = 2,3643 + 0,0003\Delta T_p - 0,4699lgP_n + 0,1353lgH$	0,987	0,028
Семенцівська площа (3620–4500), $C_1^v + C_1^n$			
1	$K_n^p = 0,9815 K_n - 0,8629$	1,00	0,16
2	$K_n = 0,3448\Delta T_p - 59,6827$	0,969	1,27
3	$lgK_n = 1,9148 - 0,4754 lg P_n$	0,988	0,04
4	$K_n = 0,3379\Delta T_p + 5,2504lgH - 77,3829$	0,970	1,304

Продовження табл. 2

№ з/п	Статистичні рівняння	Коефіцієнт кореляції, r	Похибка зв'язку, S
Семенцівська площа (3620–4500), $C_1^v + C_1^n$			
5	$lgK_n = 0,9353 - 0,4669lgP_n + 0,2647lgH$	0,989	0,04
6	$K_n = 0,1576\Delta T_p - 4,9894lgP_n - 11,5798$	0,984	0,95
7	$lgK_n = 0,5331 + 0,0055\Delta T_p - 0,3431lgP_n$	0,992	0,04
8	$K_n = 0,1533 - 4,9548lgP_n + 4,3216lgH - 26,4771$	0,985	0,985
Котелевська площа (4580–4720), C_1^n			
1	$K_n^p = 0,9711K_n - 0,3048$	0,999	0,32
2	$K_n = 0,2785\Delta T_p - 45,0917$	0,954	0,79
3	$lgK_n^p = 1,8378 - 0,4281lgP_n$	0,984	0,018
4	$K_n = 107,1302 + 0,2785\Delta T_p - 41,4737lgH$	0,954	0,81
5	$lgK_n = 3,3892 - 0,4282lgP_n - 0,4226lgH$	0,984	0,018
6	$K_n = 0,1531\Delta T_p - 5,5224lgP_n - 9,4814$	0,977	0,57
7	$lgK_n = 1,0755 + 0,0028\Delta T_p - 0,3279lgP_n$	0,990	0,014
8	$K_n = 273,5154 + 0,1522\Delta T_p - 5,5685lgP_n - 77,0231lgH$	0,979	0,57
9	$lgK_n = 0,6578 + 0,0028\Delta T_p - 0,3278lgP_n + 0,1137lgH$	0,991	0,014
Розпашнівська площа (3650–4245), C_3, P_1			
1	$K_n^p = 0,9607K_n - 0,8453$	1,00	0,16
2	$K_n = 0,2590\Delta T_p - 47,1040$	0,932	2,098
3	$lgK_n^p = 1,9327 - 0,4656lgP_n$	0,987	0,04
4	$K_n = 130,44 + 0,25\Delta T_p - 48,17lgH$	0,969	1,45
5	$lgK_n = 0,089 - 0,48lgP_n + 0,52lgH$	0,989	0,04
6	$K_n = 40,82 - 0,03\Delta T_p - 11,63lgP_n$	0,986	0,96
7	$lgK_n = 0,68 + 0,004\Delta T_p - 0,31lgP_n$	0,986	0,03
8	$K_n = 73,47 + 0,022\Delta T_p - 10,02lgP_n - 12,54lgH$	0,989	0,92
9	$K_n = 309,43 + 15,02Д - 0,47С - K_{rn} - 80,50lgH$	0,937	1,58
Об'єднана вибірка			
1	$K_n = 283,8666 - 74,5465lgH$	0,661	3,18
2	$K_n^p = -0,3331 + 0,9812K_n$	0,998	0,27
3	$K_n^p = 0,2840\Delta T_p - 48,5995$	0,891	1,88
4	$lgK_n^p = 1,8671 - 0,4402lgP_n$	0,990	0,00
5	$K_n = 19,6617 + 0,2586\Delta T_p - 17,0725lgH$	0,899	1,88
6	$lgK_n^p = 1,5158 - 0,4456lgP_n + 0,0990lgH$	0,990	0,00
7	$K_n^p = 6,3820 + 0,0909\Delta T_p - 11,4078lgP_n$	0,981	0,82
8	$lgK_n^p = 1,9276 - 0,0002\Delta T_p - 0,4463lgP_n$	0,990	0,76
9	$K_n = 36,5525 + 0,0843\Delta T_p - 7,3441lgP_n - 7,7654lgH$	0,981	0,84
10	$K_n^p = 38,0223 + 0,0801\Delta T_p - 7,2458lgP_n - 8,1276lgH$	0,982	0,79
11	$K_n = 310,8176 + 1,2055Д - 0,1981С - 0,2176K_{rn} - 81,4690lgH$	0,721	3,03

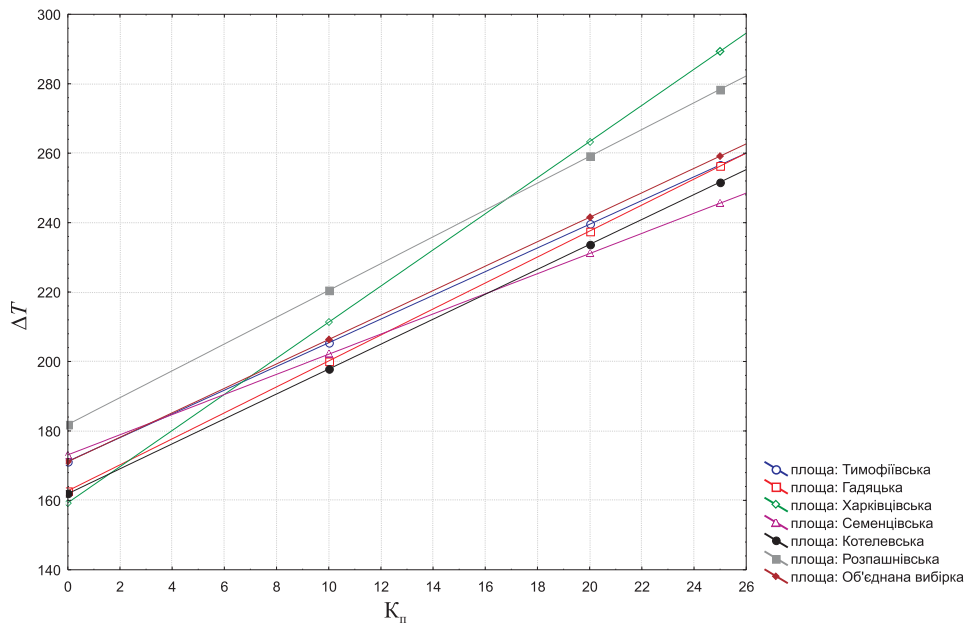


Рис. 1. Експериментальні залежності $\Delta T = f(K_n)$ для кам'яновугільних відкладів Дніпровсько-Донецької западини

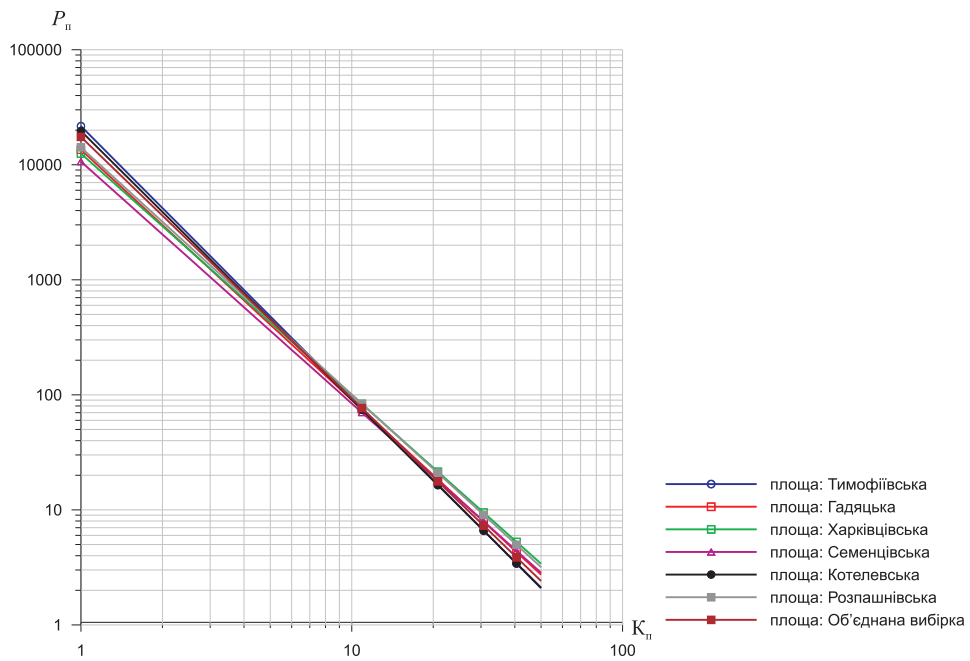


Рис. 2. Експериментальні залежності $P_n = f(K_n)$ для кам'яновугільних відкладів Дніпровсько-Донецької западини

змін термобаричних і геохімічних умов при переході від однієї зони катагенезу до наступної. Природно, що в кожному конкретному випадку ця закономірність може бути затушованою локальними неоднорідностями (глинистістю, ефективним тиском, структурою порового простору). Необхідно відзначити, що інформативність інтервального часу при визначенні ємнісних параметрів із використанням моделі типу $\Delta T = f(K_n)$ зменшується із зростанням глибини залягання колекторів.

Петрофізична модель типу $P_n = f(K_n)$ (рис. 2) більшою мірою залежить від параметрів структури порового простору і глинистості. Вид моделі $P_n = f(K_n)$ теригенних колекторів у розрізах кам'яновугільних відкладів визначається не лише ступенем катагенетичних перетворень порід, але й значною мірою палеоседиментаційними факторами. Із зростанням інтенсивності катагенетичних процесів у відкладах зростає кут нахилу лінії регресії $P_n = f(K_n)$.

Висновок. Для визначення петрофізичних властивостей досліджуваних відкладів найбільш інформативними є багатовимірні моделі, у яких глибина залягання є одним із параметрів, а отримані нами типові та уніфіковані моделі є петрофізичною базою для кількісної інтерпретації даних геофізичних досліджень у свердловинах у центральній частині Дніпровсько-Донецької западини.

Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1 : Східний нафтогазоносний район / під ред. М. М. Іванюти, В. О. Федішина, Б. І. Денєги, Ю. О. Арсія, Я. Г. Лазарука. – Л. : УНГА, 1998. – 494 с.

Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины / Б. П. Кабышев, П. Ф. Шпак, О. Д. Билык и др. – Киев : Наук. думка, 1989. – 204 с.

Куровець І. М. Стан і проблеми вивчення петрофізичних властивостей порід-колекторів нафти і газу // *Геологія і геохімія горючих копалин.* – 2001. – № 2. – С. 136–147.

Куровець І. М., Притулка Г. Й. Оцінка впливу геологічних факторів на петрофізичні властивості теригенних колекторів // *Там само.* – № 4. – С. 81–92.

Куровець І. М., Притулка Г. Й., Зубко О. С., Шеремета О. В. Петрофізична параметрична основа для підрахунку запасів газу в сарматських відкладах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину // *Там само.* – 1999. – № 4. – С. 15–24.

Литология и породы коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины / Д. В. Гуржий, М. П. Габинет, А. Е. Киселев и др. – Киев : Наук. думка, 1989. – 184 с.

Петкевич Г. И., Шеремета О. В., Притулка Г. И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях, моделирующих пластовые. – Киев : Наук. думка, 1979. – 128 с.

Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. – М. : Недра, 1978. – 215 с.

Стаття надійшла
28.02.2019

**Yulia LYSAK, Yuriy SHPOT, Andriy SHYRA,
Zoriana KUCHER, Ihor KUROVETS**

**PETROPHYSICAL MODELS
OF TERRIGENOUS RESERVOIRS OF THE CARBONIFEROUS DEPOSITS
OF THE CENTRAL PART OF THE DNEIPER-DONETS DEPRESSION**

The purpose of the work was to construct petrophysical models of reservoir rocks of different rank: typical and unified. Typical models describe connections between the parameters of individual rocks lithotypes occurring in definite geological conditions and serving as the basis for the development of petrophysical classification of reservoir rocks in the oil geology. The principle of unification provides for creation of the models structure for different reservoir lithotypes both in the geological section and in the area.

We have studied petrophysical properties of reservoir rocks of Carboniferous deposits in the central part of the Dnieper-Donets depression. Petrophysical properties of rocks in conditions close to the formational ones and relations between them were studied on a number of samples formed by the core samples of different age. Main geological factors that have an influence on reservoir properties of rocks were taken into consideration.

While constructing and analysing of petrophysical models we have used a probable-statistic approach with the use of the correlative-regressive analysis.

Result of the work is contained in typical petrophysical models for individual areas and in unified models obtained on consolidated samples for Lower Carboniferous deposits of this region. Characteristic features in variations of petrophysical properties of reservoir rocks of Carboniferous deposits and their models have been ascertained.

A conclusion has been made that multidimensional models, in which the depth of occurrence of deposits is one of the parameters that are necessary to consider while constructing petrophysical models, are the most informative for determination of petrophysical properties of the studied deposits, and the models obtained by us are known to be a petrophysical basis for quantitative interpretation of data from geophysical studies in the boreholes of the given region.

Keywords: petrophysical models, Dnieper-Donets depression, catagenetic processes.