

ДОСЛІДЖЕННЯ СТРУКТУРИ ПОРОВОГО ПРОСТОРУ ПРОДУКТИВНИХ НИЗЬКОМНИХ ПОРІД КАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ЯБЛУНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА МЕТОДОМ РТУТНОЇ ПОРОМЕТРІЇ

О.М. Трубенко, С.Д. Федоришин, В.В. Федорів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,
e-mail: geotom@nimg.edu.ua

Розглядається проблема побудови петрофізичних взаємозв'язків для складнобудованих порід-колекторів з аномальними електричними характеристиками. Наведено фактичні результати вивчення структури порового простору і фільтраційно-ємнісних параметрів складнобудованих порід-колекторів методом ртутної порометрії Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища. За результатами досліджень отримано петрофізичні взаємозв'язки з використанням даних ГДС як для чистих гранулярних кварцевих порід-колекторів, так і пісковиків із аномальними електричними характеристиками.

Ключові слова: колектор, мінеральний склад, пісковик, ртутна порометрія, структура порового простору

Rассматривается проблема построения петрофизических взаимосвязей для сложно-построенных пород-коллекторов с аномальными электрическими характеристиками. Приведены фактические результаты изучения структуры порового пространства и фильтрационно-емкостных параметров сложнопостроенных пород-коллекторов методом ртутной порометрии Яблуновского нефтегазоконденсатного месторождения. По результатам исследований получены петрофизические взаимосвязи с использованием данных ГИС как для чистых гранулярных кварцевых пород-коллекторов, так и песчаников с аномальными электрическими характеристиками.

Ключевые слова: коллектор, минеральный состав, песчаник, ртутная порометрия, структура порового пространства

The investigation deals with the problem of determining petrophysical interrelations for complex-built reservoir rocks with abnormal electrical characteristics. The factual results of investigating the porous space structure and filtration and volumetric parameters of complex-built reservoir rocks are given by using the technique of mercury porometry of Yablunivsk oil and gas condensate field. According to the investigation data petrophysical interrelations were obtained by using the well-logging data for clean granulated quartz reservoir rocks as well as for sandstones with abnormal electrical characteristics.

Keywords: reservoir rock, mineral composition, sandstone, mercury porometry, porous space structure

Моделювання петрофізичних взаємозв'язків між параметрами, що визначають колекторські властивості порід, є завданням актуальним як у процесі пошуків та обґрунтування параметрів для підрахунку запасів вуглеводнів, так і при виконанні проектів на їх вилучення. Не зважаючи на те, що основні емпіричні закономірності між фізичними та петрофізичними параметрами були встановлені В.М. Дахновим та Г. Арчі, значна кількість науковців [1, 2, 3, 4] у своїх працях розкривають особливості петрофізичних взаємозв'язків, які охарактеризовують окремі групи літотипів, насичених вуглеводнями з аномальними електричними параметрами. У роботах [5, 6, 7] висвітлено особливості формування електричного поля в нафтонасичених пісковиках, які виповнені зернами кварцу ізометричної форми різних радіусів пор. У цьому випадку питомий електричний опір розподіляється рівномірно по об'єму породи, а електропровідність підпорядковується Максвелловському розподілу [6]: $\vec{j}_{\text{повн}} = \vec{j}_{\text{нр}} + \vec{j}_{\text{зм}}$, де $\vec{j}_{\text{нр}}$, $\vec{j}_{\text{зм}}$ – відповідно густини струму провід-

ності і зміщення; $\vec{j}_{\text{нр}} = \sigma \vec{E}$; $\vec{j}_{\text{зм}} = \frac{dD}{dt}$, де

\vec{E} – напруженість електричного поля;

$D = \epsilon_a \vec{E}$ – індукція електричного поля;

$\epsilon_a = E \epsilon_0$ – абсолютна діелектрична проникність середовища; де ϵ – відносна діелектрична проникність; $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – значення діелектричної проникності у вакуумі.

При такому розподілі густини електричного струму, у випадку повного водонасичення породи-колектора параметр пористості (P_n) визначається із емпіричної формули Арчі-Дахнова:

$$P_n = a K_n^{-m}, \quad (1)$$

де: K_n – коефіцієнт пористості, a – літологічний коефіцієнт, що змінюється в межах 0,4-1,6, m – структурний показник, що змінюється в межах 1,3-2,2.

Однак, для порід-колекторів з упакуванням зерен неоднакової ізометричної форми (еліпсоподібні зерна), спостерігається значна анізотропія питомого електричного опору. Структу-

рний показник для такого типу колектора прямуватиме до одиниці у міру набуття еліптичної форми, і для різнозернистих пісковиків неізометричної форми показник цементації m буде рівний – 1,6 [8, 9]. Аналіз залежностей $P_n=f(K_n)$ свідчить, що динаміка зміни показника m , визначає частку внеску структури порового простору при формуванні електричних параметрів складнопобудованих колекторів. Пояснюється це тим, що за рахунок ущільнення матриці породи утворюються нові перемички між порожинами, які змінюють загальний об'єм порового простору, а також форму порових каналів, збільшуючи їх звивистість. Вплив останньої на величину електричного опору настільки значний, що при однаковому мінералогічному складі, але різному співвідношенні радіусів пустот порода-колектор характеризуватиметься різною величиною електропровідності [10].

Для встановлення структури порового простору низькоомних порід-колекторів та оцінки ступеня її зв'язку із питомим електричним опором нами проводились дослідження на зразках керна, відібраного із візейських відкладів методом ртутної порометрії. Колекції керна для дослідження відбирались із свердловин Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища.

Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України [11]. Розташоване в Полтавській області на відстані 17 км від м. Лохвиця. Знаходиться в північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини в межах південного схилу Жданівської депресії. Підняття виявлене в 1972-74 рр. Структура є брахіантиклінально північно-західного простягання (рис.1, 2), ускладнена скидами (розміри в межах ізогіпси - 5000 м 11,0х5,0 м, амплітуда 600 м). Перший промисловий приплив газу одержано в 1977 р. з інт. 5011-5101 м. Скупчення вуглеводнів пов'язані з пластовими, масивно-пластовими, склепінчастими, тектонічно екранованими і частково літологічно обмеженими пастками.

Як видно із гістограм (рис. 3) та результатів досліджень (табл. 1), зменшення просвіту порових каналів низькоомних порід-колекторів характеризується їх радіусом звужень, який змінюється в межах від $10 \cdot 10^{-6}$ до $25 \cdot 10^{-6}$ м.

Літолого-структурний коефіцієнт для низькоомних порід-колекторів змінюється у межах від 0,0267 до 0,1899, а коефіцієнт проникності відповідно до встановленого ефективного радіуса пор змінюється у межах від $0,001 \cdot 10^{-15}$ до $585,225 \cdot 10^{-15}$ м². Відмічено, що породи-колектори з коефіцієнтом проникності $0,001 \cdot 10^{-15}$ м² характеризуються коефіцієнтом відкритої пористості, який змінюється в межах від 0,12 до 0,17. Низька проникність для цього типу порід-колекторів неадекватна коефіцієнту пористості, який змінюється у широких межах. Так, за коефіцієнта пористості $K_n=0,12$ породи-колектори характеризуються коефіцієнтом проникності $585 \cdot 10^{-15}$ м², а при $K_n=0,18$ – $K_{np}=350 \cdot 10^{-15}$ м². Така невідповідність величині пористості по-

роди коефіцієнта проникності пояснюється зменшенням просвіту порових каналів у зразках із високим коефіцієнтом загальної пористості. Результати досліджень порового простору показали, що літолого-структурний коефіцієнт для порід із коефіцієнтом пористості 0,12 складає 0,1175, а для порід-колекторів з пористістю 18% – 0,0568.

Цемент породи представлений дрібнозернистими уламками з домішками глинистого матеріалу. Тип цементу – поровий. Структура цементу – пелітово-дрібнозерниста.

Прошарки аргілітів складені з пелітової маси і мають пелітову структуру, іноді алевролітову.

Питомий електричний опір піщано-алевролітових відкладів змінюється в широких межах і залежить від пористості, глинистості та характеру насиченості порід. Так, для газонасичених порід він змінюється від 12,0 до 400,0 Ом·м, для водонасичених – від 0,5 до 20,0 Ом·м.

Інтервальний час ΔT в досліджуваних піщаних колекторах змінюється в межах 202-251 мкс/м. Для глинистих неколекторів діапазон зміни величини ΔT складає 180-210 мкс/м, для неглинистих – 155-200 мкс/м, тобто глинисті та неглинисті щільні породи характеризуються близькими діапазонами змін ΔT , що вказує на значне ущільнення глинистих порід на таких глибинах (4000-5000 м).

Природна гамма-активність порід в інтервалі залягання продуктивних горизонтів залежить від їх літологічного складу і його особливостей. Чисті пісковики характеризуються інтенсивністю 1,6-5,0 мкР/год, пачки аргілітів – 10,0-16,0 мкР/год, алевроліти та інші різновиди піщано-глинистих – 5,0-8,0 мкР/год. З метою встановлення кореляції структури порового простору із коефіцієнтом залишкового водонасичення і коефіцієнтом проникності нами використовувались значення ефективного радіуса звужень (R_{ef}) порових каналів.

Фізичний зміст величини R_{ef} полягає в тому, що у різній дольовій часті у фільтрації різних груп пор, порода характеризується радіусом звужень умовно однакового розміру при збереженні однакової проникності та кількості пор на одиницю площі. У цьому випадку ефективний радіус пор визначається із співвідношення:

$$R_{ef} = \sqrt{\sum_{i=0}^1 d_{m_i} \cdot r_i^2}, \quad (2)$$

де: dm_i – частка кожної виділеної групи пустот в загальному об'ємі порового простору; r_i – середній радіус звужень пустотних каналів виділеної групи пор. Для порід із підвищеною електропровідністю (σ_n) значення R_{ef} змінюється у межах від 0,63 до 4,2 мкм. При таких параметрах R_{ef} у породах-колекторах неогенових відкладів коефіцієнт проникності складає $(30,1-70,8) \cdot 10^{-15}$ м². При цьому ефективний радіус корелюється із коефіцієнтом проникності. Чим більше значення R_{ef} , тим вищою є проникність породи-колектора.

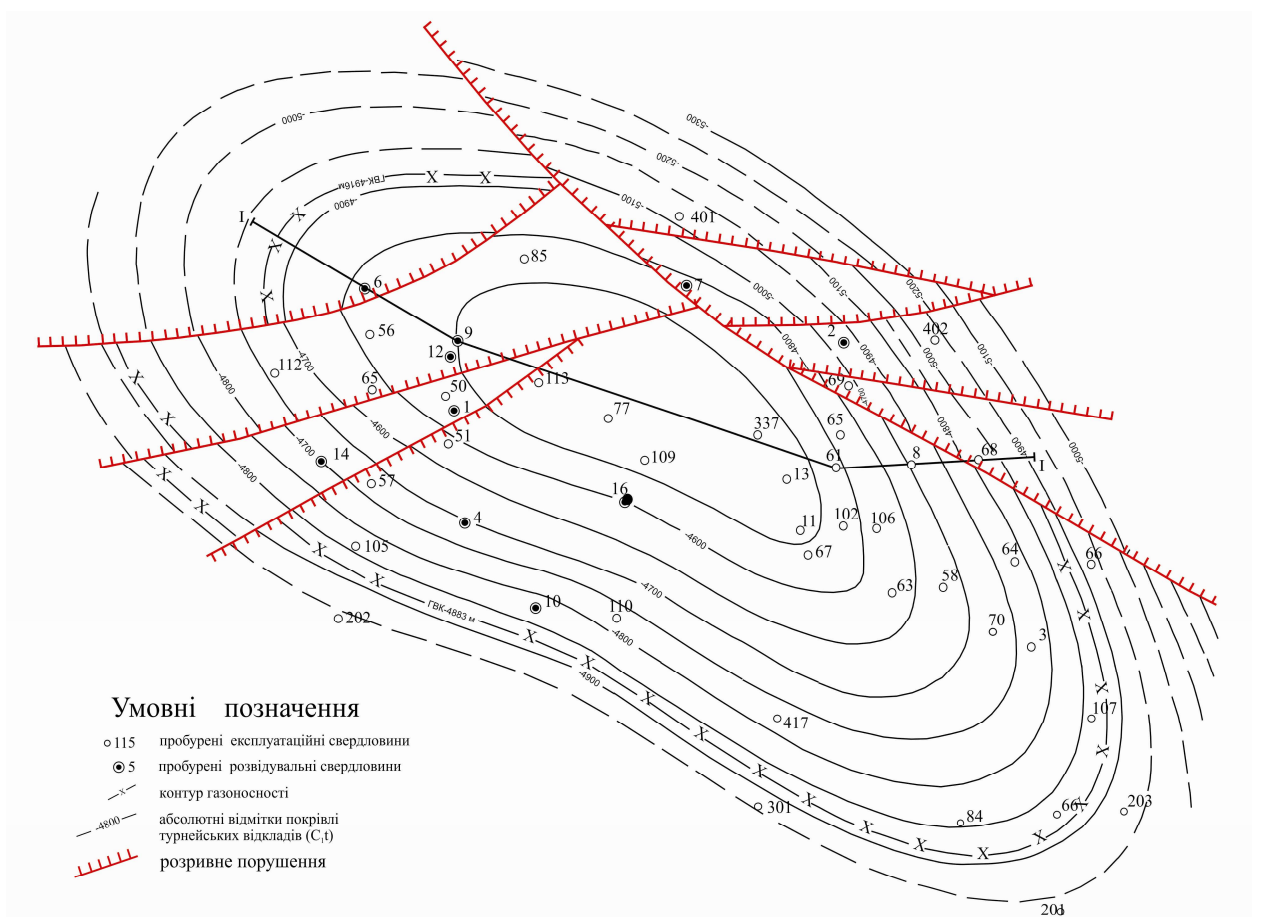


Рисунок 1 – Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище. Структурна карта покрівлі турнейського горизонту (C_{1t}) [11]

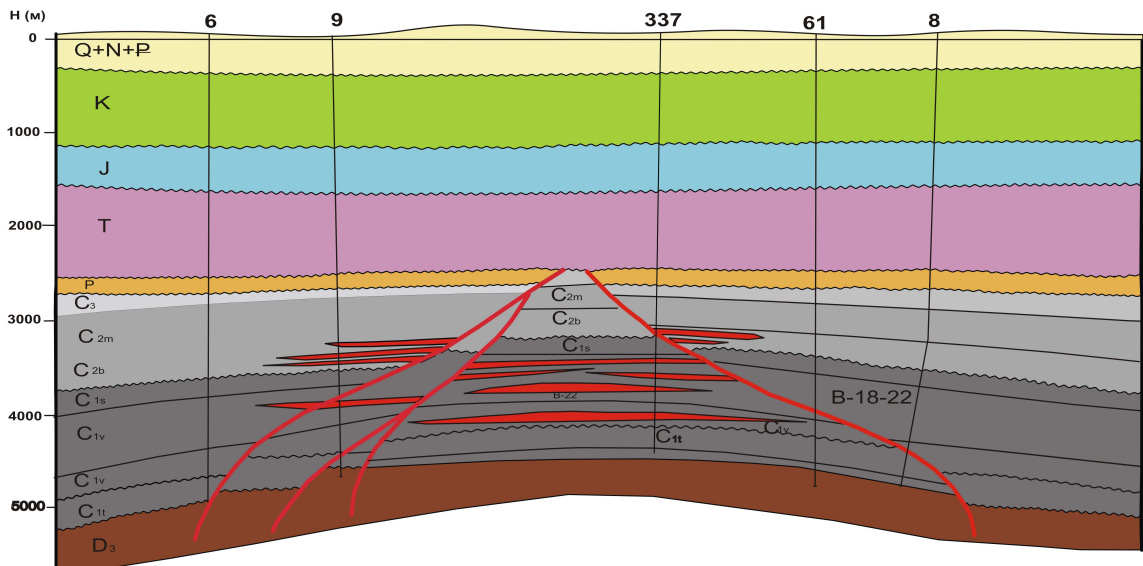


Рисунок 2 – Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище. Геологічний розріз вздовж лінії свердловин 6-9-337-61-8.[11]

Таблиця 1 – Результати вивчення структури порового простору і фільтраційно-ємнісних параметрів складнообудованих порід-колекторів методом ртутної порометрії Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища

№ з/п	Ідентифікація	Ізотоп	Ізотоп	Радіус пор., мкм															Reф, мксм	λ _с д.о.	K _{фр} , 10 ⁻¹⁵ , м ² (мД)
				до 0,10	0,10	0,16	0,25	0,40	0,63	1,00	1,60	2,50	4,00	6,30	10,00	16,00	25,00	40,00			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
27	Я6л	4	4817-4825	35,37 0,02	6,47 0,01	2,52 0,01	2,85 0,03	2,08 0,06	4,59 0,33	9,68 1,77	5,41 2,45	9,37 10,72	16,45 47,13	5,21 37,46				2,75	3,12	0,0937	3,130
28	Я6л	4	4817-4825	77,97 7,78	4,33 1,54	4,24 3,73	5,15 11,43	4,79 26,64	3,51 48,89									7,26	0,22	0,0424	0,019
29	Я6л	4	4841-4849	21,55 0,00	0,15 0,00	0,48 0,00	0,62 0,00	1,86 0,01	3,85 0,04	6,64 0,17	10,30 0,67	14,96 2,44	13,08 5,34	10,37 10,62	9,11 23,79	5,87 37,92	1,16 19,00	13,86	8,26	0,0911	107,606
30	Я6л	4	4817-4825	24,25 0,01	2,68 0,00	0,90 0,00	3,56 0,02	4,66 0,07	7,60 0,29	12,88 1,25	5,25 1,26	8,61 5,21	14,51 21,96	12,45 47,28	2,3422 ,66			14,06	4,29	0,1451	46,904
31	Я6л	4	4850-4857	41,55 0,19	19,02 0,31	9,05 0,36	8,41 0,85	5,45 1,38	4,86 3,07	3,32 5,35	2,94 11,74	3,93 39,66	1,47 37,10					9,74	1,05	0,0332	0,446
32	Я6л	4	4862-4869	22,57 0,00	1,43 0,00	1,63 0,00	1,44 0,00	2,58 0,01	4,07 0,04	4,80 0,11	6,59 0,36	9,85 1,36	8,46 2,93	14,57 12,66	14,74 32,63	6,07 33,24	1,20 16,66	17,78	8,97	0,1457	260,253
33	Я6л	4	4862-4869	98,42 88,37	0,93 2,98	0,36 2,87	0,29 5,77											4,17	0,07	0,4170	0,001
34	Я6л	4	4862-4869	22,40 0,00	4,06 0,00	1,68 0,00	5,95 0,02	9,52 0,09	9,18 0,22	4,52 0,27	4,88 0,73	12,63 4,77	2,85 2,69	15,14 35,89	6,26 37,84	0,78 11,64	0,15 5,83	15,86	5,43	0,0285	16,648
35	Я6л	4	4874-4880	46,63 0,05	5,10 0,03	5,75 0,09	6,06 0,24	4,49 0,45	5,66 1,43	7,84 5,04	5,43 8,64	7,81 31,39	5,23 52,63					6,17	1,66	0,0543	1,159
36	Я6л	4	4893-4906	55,89 0,11	6,27 0,06	2,74 0,07	6,47 0,41	5,02 0,80	4,57 1,83	7,28 7,42	3,65 9,21	5,13 32,69	2,97 47,40					6,50	1,32	0,0728	1,033
37	Я6л	4	4926-4931	30,69 0,01	3,87 0,01	6,15 0,02	12,61 0,12	9,92 0,25	6,57 0,41	5,68 0,90	1,78 0,70	3,78 3,74	9,55 23,68	8,18 50,84	1,22 19,32			10,43	3,35	0,0378	5,537
38	Я6л	4	4961-4968	56,72 2,61	6,19 1,02	4,97 2,02	11,83 12,13	12,50 32,09	7,79 50,13									3,94	0,33	0,1183	0,063
39	Я6л	4	K32	13,18 0,00	2,59 0,00	5,93 0,02	8,59 0,06	5,09 0,09	4,56 0,21	8,09 0,94	5,45 1,57	10,99 7,98	26,55 48,21	8,98 40,92				7,88	3,92	0,1099	16,598

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
40	Ябл	4	5133- 5141	27,12 0,00	1,15 0,00	1,57 0,00	2,34 0,00	2,51 0,01	3,46 0,04	5,06 0,16	4,67 0,36	6,43 1,24	3,86 1,86	17,35 20,97	24,46 75,36			14,10	7,60	0,1735	176,762
41	Ябл	10	4982- 4990	9,63 0,00	2,12 0,00	1,05 0,00	2,94 0,00	2,63 0,00	2,13 0,01	2,39 0,02	0,66 0,01	1,73 0,08	6,56 0,81	18,16 5,60	17,16 13,48	27,41 53,29	5,44 26,70	12,04	15,05	0,1716	585,225
42	Ябл	10	K14	23,95 0,00	3,17 0,00	2,18 0,00	4,93 0,02	4,96 0,06	4,81 0,14	5,38 0,39	2,79 0,49	5,72 2,56	16,70 18,72	23,99 67,44	1,42 10,18			8,23	4,98	0,1670	42,684
43	Ябл	10	5002- 5007	19,33 0,00	2,46 0,00	1,13 0,00	2,12 0,00	1,68 0,01	1,58 0,01	2,70 0,05	4,89 0,23	6,97 0,84	5,60 1,70	18,37 13,98	28,54 55,36	3,86 18,52	0,77 9,28	17,13	9,58	0,1837	360,915
44	Ябл	10	5009- 5016	64,07 0,96	3,41 0,18	2,01 0,27	10,68 3,55	7,77 6,7	3,38 7,06	4,20 22,37	4,49 59,13							2,46	0,58	0,0777	0,080
45	Ябл	11	K47	24,85 0,01	1,32 0,00	2,00 0,01	3,04 0,03	3,69 0,09	4,70 0,29	6,58 1,02	11,81 4,55	18,08 17,61	19,02 46,37	4,91 30,01				13,86	3,38	0,1899	37,580

m_0 – пористість відкрита, %;

$R_{\text{эф}}$ – ефективний радіус пор, мкм,

λ – літологоструктурний коефіцієнт, д.о.;

$K_{\text{эф}}$ – проникність, мД ($1 \text{ мД} = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$);

в чисельнику – частка порових каналів відповідних груп радіусів пор (γ % від m_0);

в знаменнику – частка проникності відповідних груп пор (γ % від $K_{\text{эф}}$)

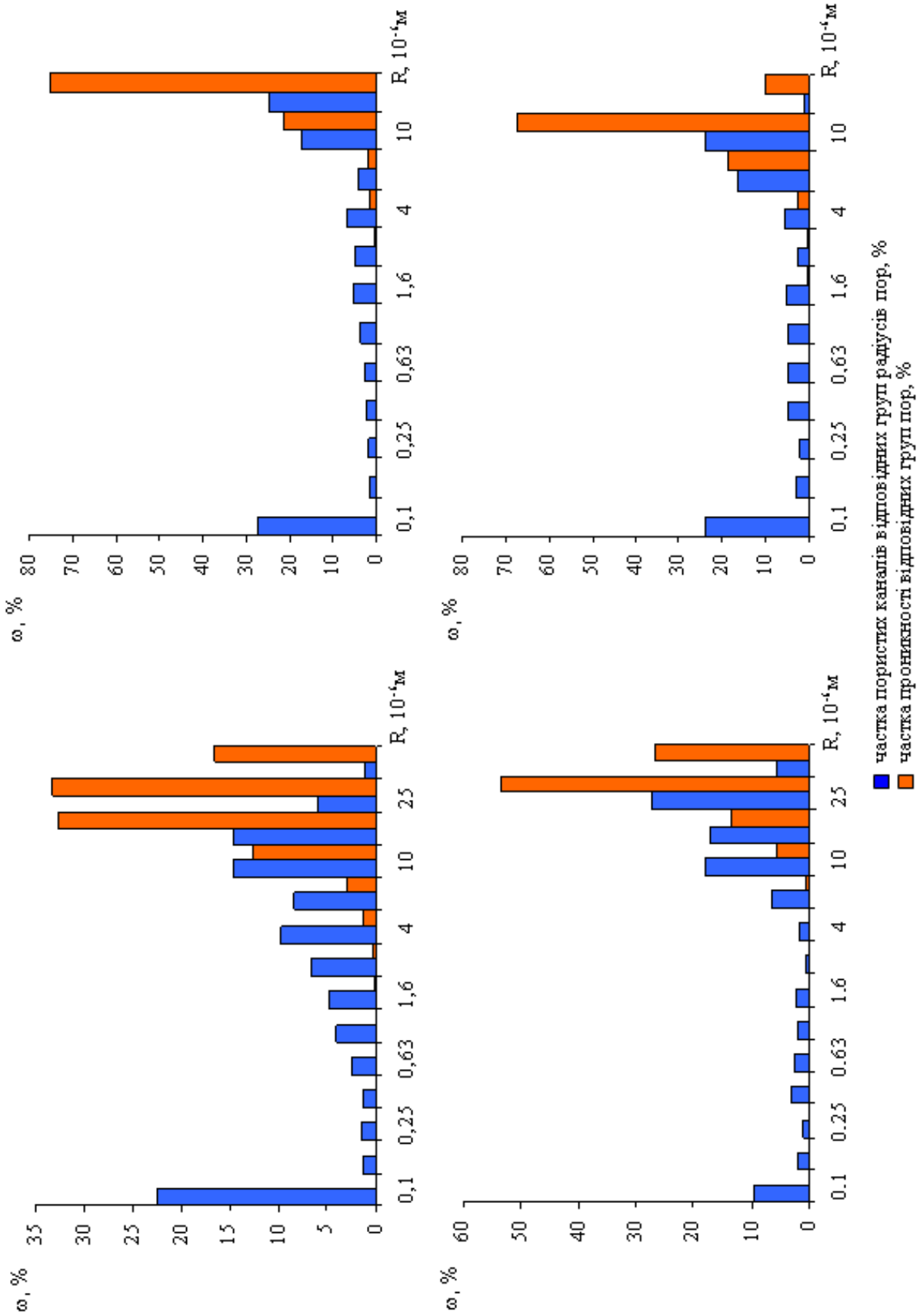


Рисунок 3 – Порометрична характеристика низькоомних порід-колекторів візейських відкладів Яблунівського родовища

Із побудованих гістограм (рис. 3) видно, що низькоомні породи-колектори характеризуються, в основному, переважанням в об'ємі порового простору пор великого та середнього радіуса. Така особливість будови структури порового простору зумовлює різний вміст залишкового водонасичення, величина електричного опору якого впливає на електропровідність нафтогазонасичених пластів.

Аналіз структури порового простору зразків ядра візейських відкладів, які відібрані із складнобудованих порід-колекторів, свідчить, що в більшості із них переважають дрібні пори, радіус яких змінюється від 0 до 0,1 мкм. У породах такого типу відповідно і розподілений коефіцієнт об'ємної глинистості, величина якої змінюється від 0,5 до 0,361. Зростання об'ємного вмісту цього параметра обумовлює зростання коефіцієнта залишкового водонасичення та зменшення коефіцієнта фазової проникності до $50,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ від властивої породам-колекторам середньої проникності, рівної $396 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Питомий електричний опір у цьому випадку складає $\rho_n = 4,5-8,2$ Ом. За результатами випробовування такого типу порід-колекторів були отримані припливи газу різного дебіту.

Отримані за результатами наукових і експериментальних досліджень петрофізичні моделі в своїй основі базуються на особливостях геологічної будови літолого-стратиграфічних комплексів окремих нафтогазоносних родовищ ДДз.

З метою їх адаптації до конкретних геологічних умов пошукових площ, а також встановлення можливостей їх використання як для основи підрахунку запасів, необхідно спрямувати подальші дослідження у напрямку виявлення кореляційних зв'язків фізичних та петрофізичних параметрів, типу насичуючого флюїду, питомої поверхні та подвійного електричного шару порід-колекторів з аномальними електричними властивостями.

Література

- 1 Авчян Г.М. Петрофізика осадочних порід в глибинних умовах / Г.М. Авчян, А.А. Матвеев, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1975. – 224 с.
- 2 Веденин С.В. Определение проницаемости коллекторов методом ядерно-магнитного резонанса / [С.В. Веденин, Г.Р. Булка, В.Н. Винокуров и др.] // Геология нефти и газа. – 1972. – С. 88.
- 3 Голецкая В.И. Оценка достоверности методов создания частичной водонасыщенности в образцах для построения зависимости $P_n (K_v)$ / В.И. Голецкая, Н.Н. Волкова // В сб.: Вопросы подсчета запасов и нефтеотдачи месторождений Западной Сибири. – Тюмень, 1983. – С.44-45.
- 4 Гудак Н.С. О влиянии минерализации воды на относительное сопротивление глинистых пород / Гудак Н.С. // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1983. – №1. – С.9-11.
- 5 Дьяконов Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник для вузов; изд. 2-е перераб. / Д.И. Дьяконов, Е.И. Леонтьев, Г.С. Кузнецов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
- 6 Зинченко В.С. Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных / В.С. Зинченко. – М.: Недра, 1977.
- 7 Семенов А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля / А.С. Семенов. – Л.: Недра, 1980. – 445 с.
- 8 Гудак Н.С. Изучение физических свойств пористых сред / Н.С. Гудак. – М.: Недра, 1970. – 208 с.
- 9 Добрынин В.М. Петрофізика: учебник для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
- 10 Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин / М.М. Элланский // Методическое пособие. РАЕН. – Изд-во ГЕРС - 2001. – 229 с.
- 11 Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т.; гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.03.12

Рекомендована до друку професором
Д.Д. Федоришиним