Дослідження та методи аналізу

УДК 550.835

АНАЛІЗ ВПЛИВУ СТРУКТУРИ ПОРОВОГО ПРОСТОРУ НА КОЕФІЦІЄНТ ПРОНИКНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ З ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНИМ ЦЕМЕНТОМ

Т.В. Потятинник

ГПУ "Львівгазвидобування"; 79026, м. Львів, вул. Рубчака 27, тел. (0322) 440087,
e-mail: t.potiatynnyk@lgv.com.ua

Розробка родовищ нафти і газу вимагає створення детальних геолого-фільтраційних моделей. Такого роду моделі будуються за результатами геолого-геофізичної інформації. Одним із головних параметрів, що визначає фільтраційні властивості порід-колекторів, є структура порового простору. Детальне вивчення структури порового простору можливе тільки за результатами лабораторних досліджень кернового матеріалу.

На прикладі неогенових відкладів Хідновицького газового родовища встановлено, що на величину проникності, крім карбонатності, суттєво впливає структура порового простору.

Для охарактеризування порового простору та фільтраційно-ємнісних параметрів запропоновано використовувати коефіцієнт (М) як співвідношення діаметрів зерен мінералів. Коефіцієнт співвідношення діаметрів М характеризує умови накопичення осадів в процесі формування породи, та вказує на зернистість порід пісковиків.

Результати проведення аналізу лабораторних досліджень малоглинистих пісковиків візейского віку з ДДЗ та порід пісковиків з глинисто-карбонатним цементом неогенових відкладів Карпатського регіону підтвердили залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості та характерного розміру порового простору для порід колекторів різного віку.

Запропоновано уніфікований комплексний підхід до оцінки параметру геометрії порового простору, який поєднує структуру порового простору, діаметр пор, характеристику водонасиченості та інші параметри.

Ключові слова: порода-колектор, пористість, структура порового простору, фільтрація, коефіцієнт проникності, модель.

Разработка месторождений нефти и газа требует создания детальных геолого-фильтрационных моделей. Построение такой модели осуществляется по результатам геолого-геофизической информации. Одним из главных параметров, который определяет фильтрационные свойства пород-коллекторов, является структура порового пространства. Детальное изучение структуры порового пространства возможно только по результатам лабораторных исследований кернового материала.

На примере неогеновых отложений Хидновицкого газового месторождения установлено, что на величину проницаемости, кроме карбонатности, существенно влияет структура порового пространства.

Для характеристики порового пространства и фильтрационно-емкостных параметров предлогается использовать коэффициент (М) как соотношение диаметров зерен минералов. Коэффициент соотношения диаметров М характеризует условия накопления осадков в процессе формирования породы и указывает на зернистость пород песчаников.

Результаты проведенного анализа лабораторных исследований малоглинистых песчаников визейского возраста с ДДЗ и пород песчаников с глинисто-карбонатным цементом неогеновых отложений Карпатского региона подтвердили зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости и характерного размера порового пространства для пород коллекторов разного возраста.

Предложен унифицированный комплексный подход к оценке параметра геометрии порового пространства, объединяющего структуру порового пространства, диаметр пор, характеристику водонасыщения и другие параметры.

Ключевые слова: порода-коллектор, пористость, структура порового пространства, фильтрация, коэффициент проницаемости, модель.

The development of oil and gas fields requires the introduction of detailed geological-filtration models. Such models are based on the results of geological and geophysical data. One of the main parameters that determines the filtration properties of reservoir rocks is the structure of pore space. Detailed study of the structure of the pore space is possible only due to the results of laboratory studies of core material.

Using the neogene deposits of Hidnovytske gas field as an example it has been established that the structure of pore space as well as carbonation have an impact on the permeability value.

To characterize the porous space, and in turn, the reservoir properties, it is proposed to use the coefficient (M) of the ratio of the minerals grains diameters. The coefficient of the ratio of diameters M characterizes the conditions of sediments in the rock formation, and indicates the graininess of sandstones.

The analysis of laboratory studies of low-clay sandstones of Visean age with RSD and sandstones with clay-carbonate cement of the neogene deposits of the Carpathian region has confirmed the fact that the coefficient of permeability is based on the coefficient of porosity and the size of pore space for reservoir rocks of all age.

The unified complex approach to the estimation of the geometry of pore space, which combines the pore space structure, pore diameter, water-saturation characteristics and other parameters, is proposed.

Key words: reservoir rock, porosity, pore space structure, filtration, coefficient of permeability, model.

Вступ

Проведення аналізу розробки газових родовищ, які характеризуються пізньою стадією видобування, пов'язано з необхідністю створення просторових геолого-фільтраційних моделей за результатами геофізичних досліджень свердловин. Більшість геологічних характеристик колекторів, які виникають у процесі утворення гірських порід та дії пост-седиментаційних перетворень, відображаються у фізичних полях. Інформація з розподілу параметрів фізичних полів дозволяє досліджувати фільтраційно-ємнісні характеристики продуктивних пластів.

Актуальність

Вивчення фільтраційних властивостей порід-колекторів з метою контролю за обводненням та оцінки ефективності вилучення запасів вуглеводнів із продуктивних покладів пов'язано з проведенням лабораторних досліджень керну, кількість якого в останні роки зменшується. За таких умов використання геофізичної інформації для визначення коефіцієнта проникності значно підвищить достовірність побудови фільтраційної моделі. Тому питання вивчення впливу структури порового простору на коефіцієнт проникності порід-колекторів із глинисто-карбонатним цементом на сьогоднішній день є актуальним.

Аналіз проблеми

Досліджуване середовище (колектор) відноситься до нерегулярних систем, де обумовлює необхідність використання значної кількості параметрів для опису внутрішньої будови колектора. Імовірно, що певні параметри для характеристики колекторів є більш важливі, а деякі другорядні. Тому при формуванні робочої моделі необхідно, з одного боку, врахувати всі можливі фактори, які максимально наближують до дійсної, складної геологічної ситуації, а з другого, – скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливості практичного моделювання і використання математичного апарату розв'язання стійких обернених задач. Виконання вказаних умов є вкрай складним завданням при створені фільтраційної моделі продуктивних покладів.

Головним параметром, який визначає фізичні властивості колектора, є структура порового простору. А. І. Леворсен [1] припускає, що структура порового простору обумовлена складним співвідношенням різних факторів, які впливають на пористість колектора. Для характеристики властивостей порового простору оптимальними параметрами є об'єм порового простору, питома поверхня і геометрія пор. Геометрія пор характеризується їх діаметром та формою, шляхами з'єднання між порами, кількістю великих пор. Крім того, важливим є характер упаковки зерен скелету та розподіл зерен за розмірами.

Дослідження зв'язку фільтраційних властивостей колектора з параметрами порового простору є дуже складним завданням, особливо коли лабораторні дослідження необхідно переносити на реальний геофізичний і геологічний матеріал [2, 3]. Часто встановлені параметри, які характеризують поровий простір і визначають фільтраційні властивості, визначити у свердловинних умовах неможливо, тобто перенести методику до реального неоднорідного геологічного простору проблематично у цьому випадку приймаються усереднені значення коефіцієнтів. Середнє значення призводить до інтеграції отриманих результатів з фільтраційних властивостей, що не дозволяє визначати окремі ділянки, де можливе випереджувальне обводнення.

Застосування інтегральних характеристик структури порового простору колектора для побудови емпіричних залежностей з геофізичними параметрами призводить до недостовірного визначення коефіцієнта проникності [4]. Для локального геологічного об'єкту, який описується однаковими геометричними параметрами порового простору, можливо досягти високої точності з визначення $K_{пр}$.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

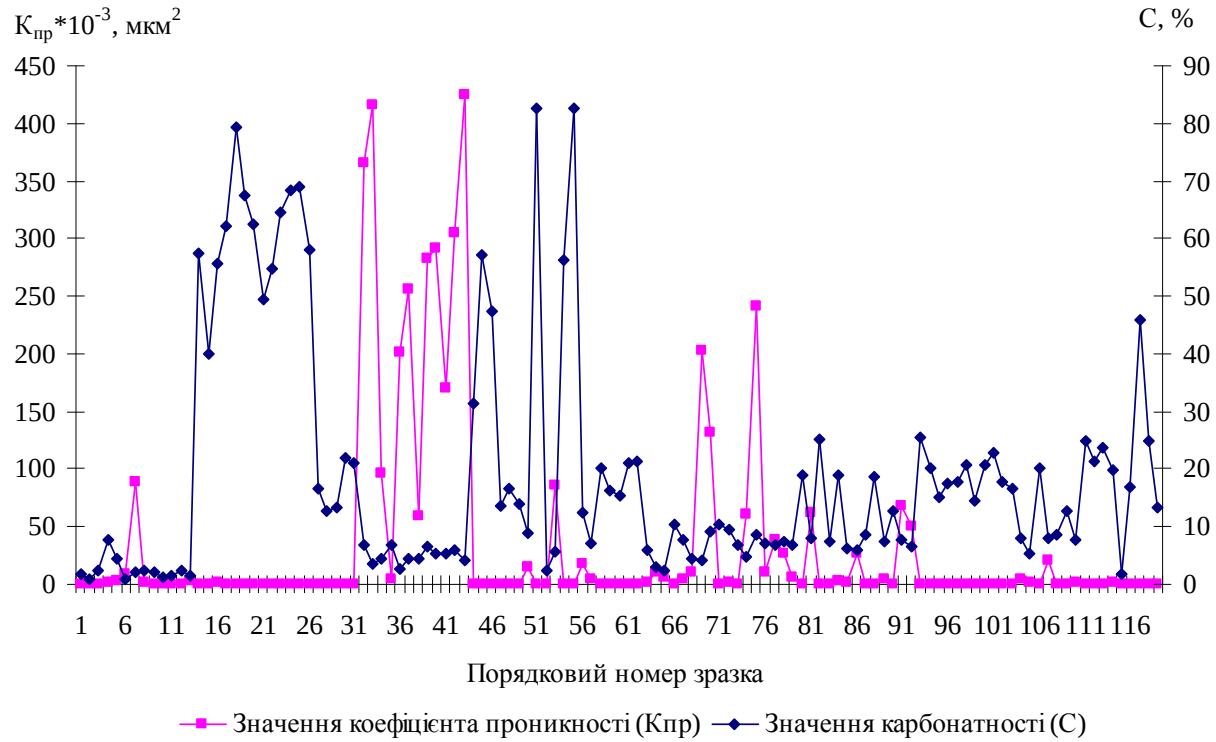

Рисунок 1 – Діаграма розподілу коефіцієнта проникності ($К_{пр}$) та карбонатності (С) порід-колекторів Хідновицького родовища

Л.С. Лейбензон [5], аналізуючи теоретичні і експериментальні дослідження, які проведені з метою перевірки закону фільтрації, вказує, що проникність залежить, головним чином, від пористі колектора і характерного розміру порового простору. За характерний зазвичай приймають середній розмір пор або зерен скелету. Крім того, використовується величина питомої поверхні.

Для дослідження геолого-геофізичної інформації переважно застосовують методи статистичного аналізу в двомірному та багатомірному просторі [6]. Геологічний об'єкт описується простором параметрів, що характеризують фізичні і структурні властивості. Встановлюючи зв'язки між параметрами та досліджуючи їх функції, прогнозують значення параметру, що характеризує геологічний об'єкт.

Встановлення петрофізичних залежностей статистичними методами потребує виконання певних граничних умов при виборі колекції зразків з геологічних та фізичних параметрів. Так, наприклад, критеріями є однорідність геологічного об'єкта, що приймається як еталон, кількість зразків вибірки, перевірка гіпотези закону розподілу та інші [6].

У зв'язку з обмеженнями відбору кернового матеріалу та можливості проведення лабораторних вимірів виконати умови створення колекції, яка описує певний геологічний об'єкт, дуже складно. На першому етапі стохастичного аналізу нами пропонується дослідити розподіл параметрів, що описують колекторські властивості порід продуктивного комплексу (коефіцієнт проникності, відкрита пористість, карбонатність).

Дослідження

На прикладі Хідновицького газового родовища (Більче-Волицька зона) розглянемо взаємний розподіл коефіцієнта проникності та карбонатності. Значення коефіцієнта проникності ($К_{пр} \approx 0{,}01 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 ÷ $5000{,}01 \cdot 10^{-3}$ мкм^2) та карбонатності (С ≈ 7,0% ÷ 76%) змінюється у широких межах. На рисунку 1 наведено зіставлення розподілу коефіцієнта абсолютної проникності і карбонатності. Результати досліджень вказують на загальний взаємний вплив карбонатності на проникність порід колекторів, але виділяються і окремі зони із локальним зв'язком, де порушується характер зв'язку. Наприклад, т.1 ÷ т.12 за низької карбонатності проникність дуже низька, а на т. 32 ÷ 43 зменшення карбонатності обумовлює зростання коефіцієнта проникності. Крім того, спостерігаються ділянки коливання карбонатності, яка майже не призводить до зміни проникності.

На рисунку 2 наведені результати зіставлення розподілу коефіцієнта відкритої пористості та карбонатності, які вказують на загальний зв'язок пористості порід неогенового віку із карбонатністю. Дана залежність характеризується однаковою залежністю, але окремі ділянки описуються власними коефіцієнтами рівняння залежності. Рисунок 3 підтверджує наявність окремих груп порід, які описуються власними коефіцієнтами зв'язку.

Проведені нами дослідження вказують на те, що карбонатність призводить до зменшення коефіцієнта проникності, тобто на величину проникності для цих відкладів впливає не тільки карбонатність, але і структура порового простору.

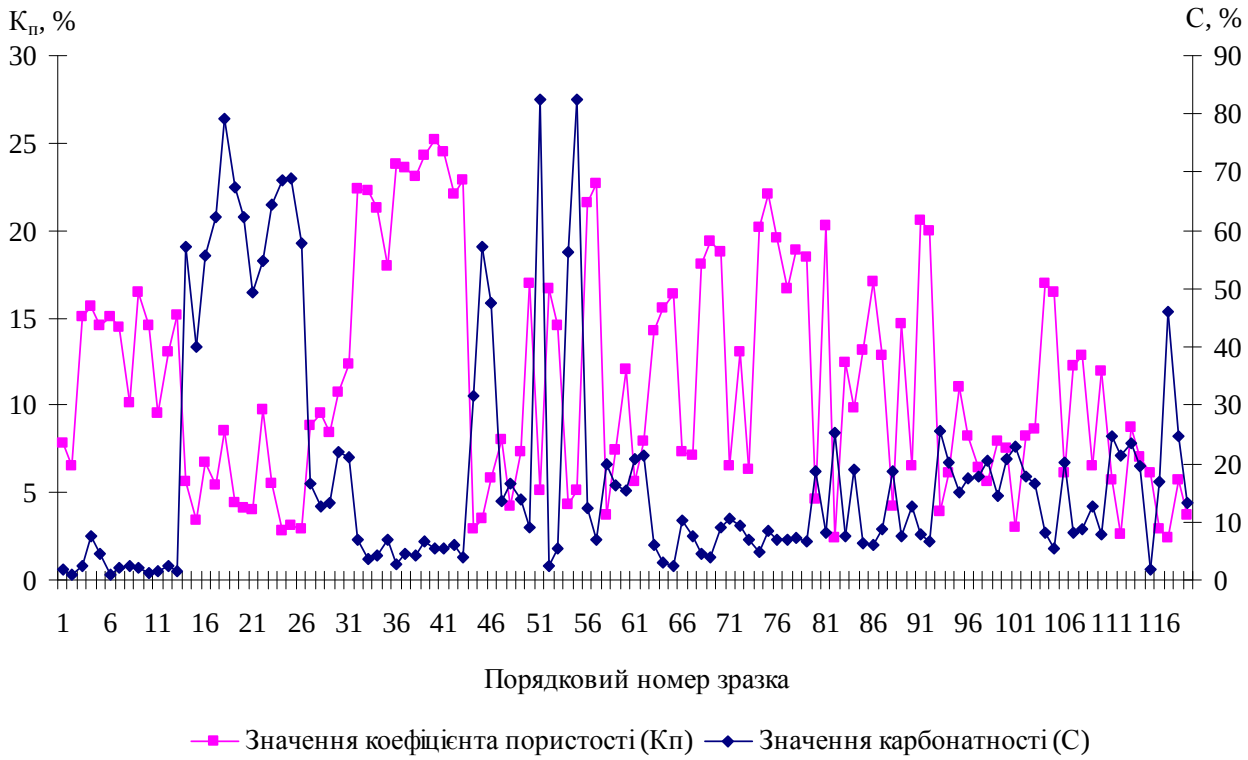

Рисунок 2 – Діаграма розподілу коефіцієнта пористості ($К_п$) та карбонатності (С) порід-колекторів Хідновицького родовища

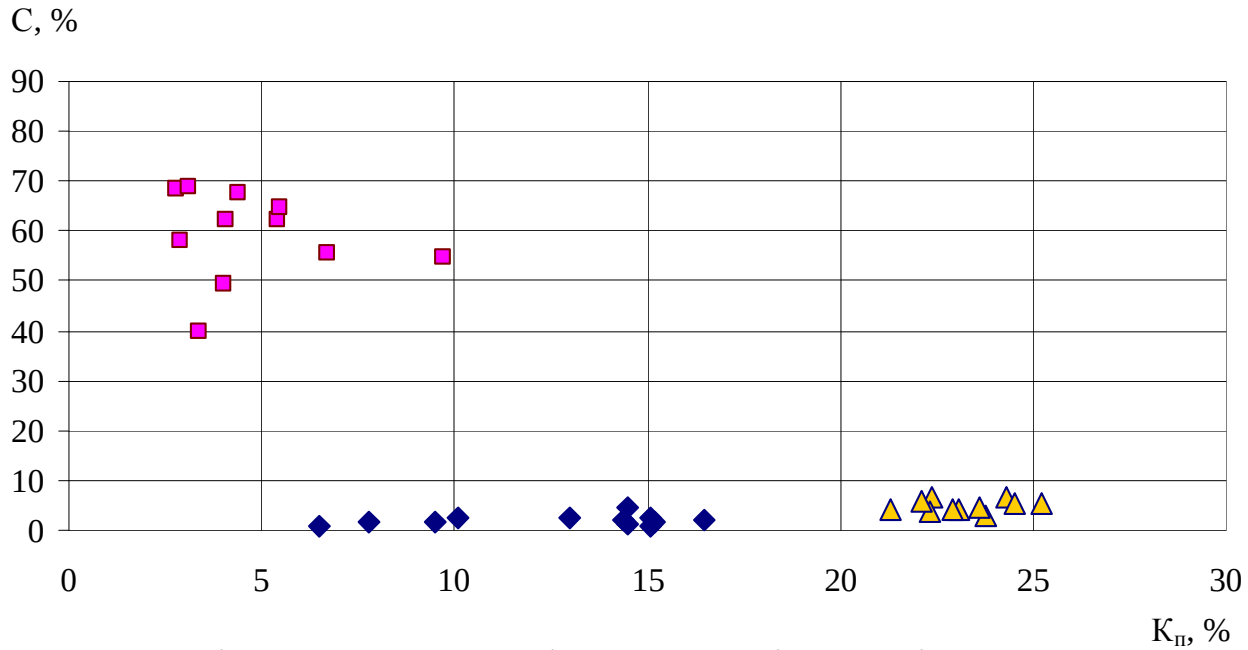

Рисунок 3 – Виділення окремих груп порід у неогенових відкладах Хідновицького родовища

Досліджені характеристики розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів та карбонатності вказали на значну диференціацію коефіцієнта проникності породи порівняно з карбонатністю і пористістю. Така здатність колектора фільтрувати газ свідчить про наявність впливу на коефіцієнт проникності структури порового простору. Тому при визначені проникності за даними геофізичних методів необхідно звертати особливу увагу на особливість продуктивних пластів.

Розглянемо характеристику порового простору за результатами гранулометричного аналізу. Нами використані дані лабораторних досліджень гранулометричного аналізу та фільтраційно-ємнісних параметрів неогенових глинистих пісковиків Карпатського регіону та чистих пісковиків візейських відкладів ДДЗ. Розглянемо зміну проникності за умови однакового об'єму пор і з різним розміром зерен скелету породи. В таблиці 1 наведено результати зіставлення даних гранулометрії та значень відкритої

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Таблиця 1 – Результати лабораторних досліджень гранулометричного аналізу та фільтраційно-ємнісні параметри неогенових глинистих пісковиків Карпатського регіону та чистих пісковиків візейських відкладів ДДЗ

№ з/п	Ситуація, №	Гранулометричний склад					Коефіцієнт співвідношення діаметрів зерен (М)	Відкрита пористість, %	Коефіцієнт проникності 10^{-3}, мкм^2
		більше 1 мм	1-0,5 мм	0,5-0,25 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,01 мм	менше 0,01 мм			
1	I – В	2,4	20	33,6	20,1	2	18,5	6,603	13,5	67,8
2	I – В	9,8	45,8	14,2	10	2,1	12,2	10,214	13,2	94,7
3	II – В	-	10,5	50,2	13,2	5,7	15,3	5,697	12,6	127,1
4	II –В	-	29,1	38	14,2	3,1	12,8	7,616	12,8	135
5	III – В	-	4,7	26,7	42,9	7,1	15,5	4,160	14,6	14,8
6	III – В	-	1,0	10,4	66,6	10,8	8,4	3,876	14,7	46,7
7	IV - В	-	19,2	42,6	16,5	4,2	11,6	6,552	13,3	63,2
8	IV - В	-	1,2	41,1	43	5,8	0,15	4,662	13,3	58
9	V – В	-	5,4	23,4	46,3	2,2	22,7	4,092	18,1	229,1
10	V – В	-	1,4	23	45,7	1,1	28,7	3,431	18,3	174,3
11	VI- НД	3	16	22,5	14	13	9	5,231	25,9	328
12	VI-НД	-	4,0	31	23	18,5	10,6	3,806	25,8	243
13	VII-НД	-	-	26	32,5	15,5	3,3	3,1382	4,1	0,1
14	VII-НД	-	-	6	29	20	8,9	1,626	4,1	0,1
15	VII-НД	5	7	22,5	22	19,5	9	4,6208	15,5	0,3
16	VIII-В	-	2,6	36,6	29,2	0,6	30,3	4,024	14,4	275,2
17	VIII-В	-	3,2	43,6	21,3	0,6	28	4,350	14,6	19,3

пористості і коефіцієнта абсолютної проникності.

Розглянемо різні ситуації співвідношення діаметрів зерен у скелеті породи, які є одним з чинників характеристики порового простору, а також параметрів фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів. Таблиця 1 складена за результатами лабораторних досліджень малоглинистих пісковиків візейського віку з родовищ ДДЗ та порід пісковиків з глинисто-карбонатним цементом, неогенових відкладів Карпатського регіону. У першій ситуації (табл. 1) при однаковому коефіцієнті пористості значення коефіцієнта проникність пісковиків різна. Значення коефіцієнта проникності в другому зразку збільшились з $67{,}8\cdot10^{-3}$ мкм^2 до $94{,}7\cdot10^{-3}$ мкм^2. Така ситуація пояснюється збільшенням частки зерен більшого діаметру.

Для характеристики розподілу частки зерен одного діаметру з більшим розміром до загальної кількості зерен нами вперше пропонується коефіцієнт співвідношення діаметрів, який розраховується за формулою $\mathrm{M}=(\sum_{n-1}^{N}\xi_i d_i)/N$ (ζ_i – частка окремого діапазону діаметру зерен; d_i, – середнє значення діаметра діапазону; N – кількість діапазонів). Коефіцієнт співвідношення діаметрів M характеризує умови накопичення осадів в процесі формування породи та вказує на зернистість порід пісковиків. Для першої ситуації значення коефіцієнту M змінюється з 6,603 до 10,214 за рахунок збільшення частки зерен з діаметром 0,5-0,25 мм і крім того збільшилась частка глинистої фракції. Друга ситуація подібна, тобто при пористості 12,6 % і 12,8 % проникність четвертого зразка трішки збільшується за рахунок зростання коефіцієнта M і зменшення глинистості від 15,3 % до 12,8 %.

Розглянемо третю ситуацію. Спостерігається збільшення проникності з $14{,}8\cdot10^{-3}$ мкм^2 до $46{,}7\cdot10^{-3}$ мкм^2 у шостому зразку хоча коефіцієнт M зменшився на незначну величину. Така характеристика обумовлена суттєвим зростанням частки одного діаметру 0,25-0,1 мм (66,6). Більша частка одного діаметру забезпечувала інше сортування зерен при накопичені осадів та змінила структуру порового простору. В цьому випадку більшу роль відіграють умови формування колектора, а не діаметр зерен. Подібна ситуація підтверджує складність оцінки будови порового простору.

Четверта ситуація вказує на невелику розбіжність коефіцієнта проникності при відносно більшому значення коефіцієнта M. Більша частка зерен з діаметром 1-0,5 мм обумовила збільшення проникності в зразку № 7.

Ситуація п’ята вказує на залежність коефіцієнта проникності від розміру діаметра зерен скелету. Фракційний склад зразків № 9, 10 майже однаковий. Коефіцієнт M також має близькі значення. Суттєве зростання частки фракції з діаметром 1-0,5 мм призводить до збільшення об’єму порового простору і, як наслідок, збільшення проникності.

Розглянемо пісковики з глинисто-карбонатним цементом неогенових відкладів родовищ Передкарпатського прогину. Ситуація шість (табл. 1) вказує на збільшення коефіцієнта M та вплив середнього діаметру зерен скелету породи на коефіцієнт проникності. Збільшення діаметру призводить до збільшення проникності, що вказує на загальний закон залежності пористості і проникності колекторів різних стратиграфічних горизонтів. Така ситуація спостерігається на багатьох зразках.

Розглядаючи ситуацію сім можна побачити наступне, що при однакових значеннях пористості для зразка № 13 M = 3,13, а для зразка № 14 M = 1,62. За таких умов для даних зразків властива мала і однакова проникність ($К_{пр} = 0{,}1\cdot10^{-3}$ мкм^2). При доволі високому коефіцієнті M = 3,13, зразок №13 має дуже малу пористість. Зразки № 13, 14 характеризується глинисто-карбонатним цементом з величиною карбонатності С = 28,8 %, що і призвело до зменшення пористості. Зразок № 15 характеризується високим значенням коефіцієнта M = 4,63, та високою пористістю $K_п$ = 15,5 %, а коефіцієнт проникності дуже малий – $K_{пр} = 0{,}3\cdot10^{-3}$ мкм^2. У цьому випадку порода пісковик характеризується глинисто-карбонатним цементом (С = 25,4 %), що призвело до зменшення діаметра пор домішками карбонатів.

Спільний аналіз фільтраційно-ємнісних параметрів та результатів гранулометричного аналізу дозволяє визначати можливі похибки при лабораторних дослідженнях. Ситуація вісім вказує на таку можливість. За однаковими значеннями коефіцієнта M, та майже однаковим фракційним складом і пористістю, коефіцієнт проникності зразків суттєво відрізняється, Зразок № 16 характеризується проникністю $275{,}2\cdot10^{-3}$ мкм^2, а зразок № 17 має коефіцієнт проникності $19{,}3\cdot10^{-3}$ мкм^2. Суттєва розбіжність не може бути поясненна будовою порового простору.

Проведений аналіз дозволив підтвердити залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості та характерного розміру порового простору для порід колекторів різного віку, але крім діаметру зерен існують і інші чинники, які змінюють закономірність зв’язку пористості та проникності.

Геометрія порового простору гірських порід достатньо складна, що зумовлює необхідність визначення кількісних характеристик та створення багатопараметричної моделі. Для прикладу поверхня пор може бути описана такими параметрами: формою поверхні, градієнтом нахилу поверхні, відстанню між точками дотику зерен скелету, формою уламків, формою каналу, звивистістю, об’ємом порового простору, питомою поверхнею та інші. Але збільшення параметрів опису геометрії порового простору призводить до зростання невизначеності опису породи. Така постановка задачі з встановлення параметричної оцінки геометрії порового простору значно ускладнює практичне визначення фільтраційних характеристик колекторів.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Розглянемо можливості уніфікованого комплексного підходу до оцінки параметру геометрії порового простору, який може об'єднати структуру порового простору, діаметр пор, характеристику водонасиченості та інші параметри.

Фільтраційні властивості порід-колекторів є головною інформацією для ефективного вилучення запасів вуглеводнів з нафто-, газопродуктивних покладів. Використання геофізичної інформації для визначення коефіцієнта проникності значно розширює можливості побудови фільтраційної моделі. Фільтраційні властивості колекторів безпосередньо не відображаються у фізичних полях, що обумовлює необхідність використання комплексування геофізичних параметрів.

Створенню геологічної і геофізичної фільтраційної моделі приділено багато наукових праць. Вперше гранулярну модель, яка складається з геометрично правильно упакованих однакових сферичних зерен, була запропонована С. Сліхтером [7]. Формою елементарної комірки пор є ромбоедр, який утворений зіткненням між собою центрами восьми сферичних зерен. Кут утвореного ромбоедра коливається в межах від 60 % до 90 %, та вказує на ступінь сортування, від чого залежить коефіцієнт пористості. Для запропонованої гранулярної моделі С. Сліхтером встановлена залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості, параметра просвітленості та діаметра зерен. Рівняння залежності має вид:

$$K_{пр} = d^2 n / \left[96(1 - K_n)\right], \qquad (1)$$

де d – діаметр зерен моделі, $\cdot 10^{-3}$ м;

n – параметр просвітлення;

$K_{пр}$ – коефіцієнт проникнення, $\cdot 10^{-3}$ мкм^2;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.

З рівняння випливає, що крім об'єму порового простору на величину проникності суттєво впливає діаметр зерен. Проведений нами аналіз результатів гранулометричного складу порід пісковиків підтверджує можливість використання запропонованої моделі. Використовуючи результати гранулометричних досліджень, проводиться групування порід пісковиків за коефіцієнтом співвідношення діаметрів зерен M. З рівняння (1), враховуючи коефіцієнт M, отримуємо наступну залежність:

$$K_{пр} = [(\sum_{n-1}^{N} \xi_i d_i) / N]^2 n / \left[96(1 - K_n)\right]. \qquad (2)$$

Величину параметра просвітленості пропонується визначати емпіричним шляхом. Так, для чистих пісковиків він дорівнюватиме $n = 0.603 K_n^{1.38}$, а для глинистих – $n = 0.603 K_n^{1.142}$ [7].

Використовуючи результати досліджень керну чистих пісковиків родовищ ДДЗ, проведено зіставлення коефіцієнта проникності лабораторних досліджень та розрахованих за формулою (2). Результати зіставлення наведені на рисунку 4, з якого видно, що щільність зв'язку характеризується коефіцієнтом кореляції R = 0,72. Коефіцієнт кореляції описує достатню щільність зв'язку, тому дану модель можна використовувати для визначення коефіцієнта проникності. Значення коефіцієнта M розраховувалось за даними гранулометричного аналізу.

За результатами розрахунків діапазон зміни коефіцієнта співвідношення діаметрів зерен M достатньо широкий: для порід пісковиків ДДЗ – від 1,8 до 8,5, а для порід неогенового віку родовищ Передкарпатського прогину змінюється від 0,15 до 6,0. Породи неогенового віку характеризуються малою пористістю (3 % ÷ 8 %), виповнені карбонатно-глинистим цементом з карбонатністю від 28 % до 12,6 %.

Нами проведені розрахунки залежності проникності від коефіцієнта пористості і коефіцієнта співвідношення діаметрів зерен M (рис. 5), який характеризує умови накопичення осадів у процесі формування породи та характеризує зернистість порід-пісковиків. На рисунку 5 шифр кривих відповідає значенню коефіцієнта M.

Побудована модель може використовуватися для визначення коефіцієнта проникності за даними коефіцієнта пористості та результатів гранулометричного аналізу. Обсяг проведення аналізу гранулометричного складу є обмежений, тому пропонується в межах родовища провести районування за зонами з однаковими значеннями коефіцієнта M. Крім геологічних параметрів для побудови моделі розподілу параметру M доцільно використати геофізичну інформацію методу гамма-каротажу.

На відміну від моделі С. Сліхтера, у 1933р. К. Терцагі [8] пропонує математичну модель для однакових сферичних зерен, але з хаотичною упаковкою. Опис моделі здійснюється також з умовними припущеннями: перетин каналу фільтрації має форму трикутника; довжина каналу співпадає з числом часток на одиницю площі. Гідравлічний радіус розраховується за умови трикутникової форми каналу з однаковими сторонами і дорівнює $r_0 = \sqrt{S / 12\sqrt{3}}$. Фільтраційна модель породи-колектора описується рівнянням виду:

$$K_{пр} = A K_n^2 d^2 / (1 - K_n)^{2/3}, \qquad (3)$$

де A = 0,0188 коефіцієнт рівняння, що відповідає за форму трикутника;

d – діаметр зерен в моделі, $\cdot 10^{-3}$ м;

Значення коефіцієнта A вибирається за результатами модельних експериментів. Розрахунки значень коефіцієнта проникності за моделлю К. Терцагі вказують на зіставлення з гранулярною моделлю С. Сліхтера, що дозволяє використовувати моделі для опису теригенних порід. Діаметр зерен можна апроксимувати коефіцієнтом M. Головною особливістю моделі С. Сліхтера та К. Терцагі є параметри – пористість та діаметр зерен скелету породи. Апроксимація діаметру зерен коефіцієнтом M з більшою достовірністю описує розподіл гранулометричного складу породи-колектора.

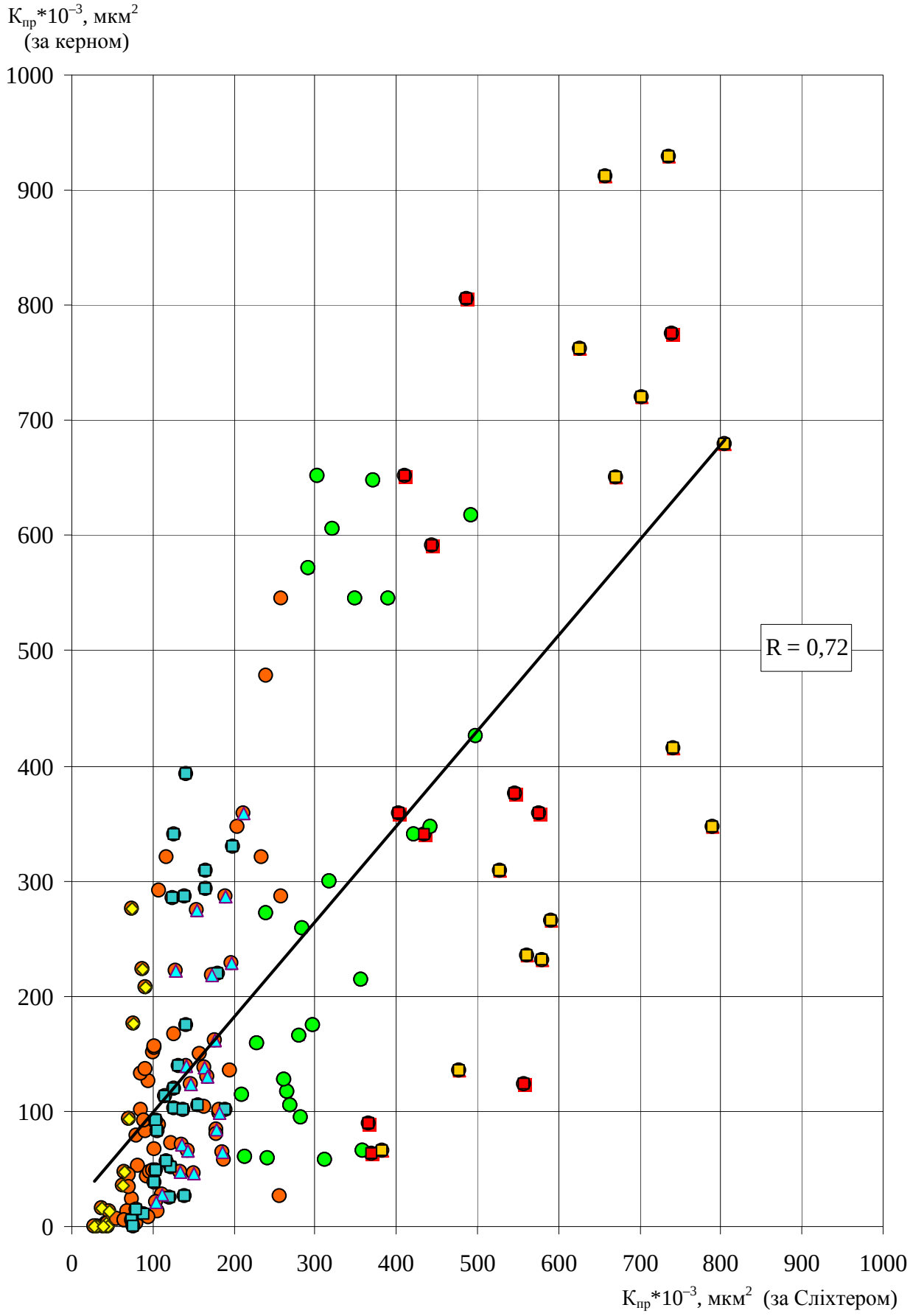

Рисунок 4 – Зіставлення коефіцієнта проникності, визначеного за керном та за моделлю С. Сліхтера

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

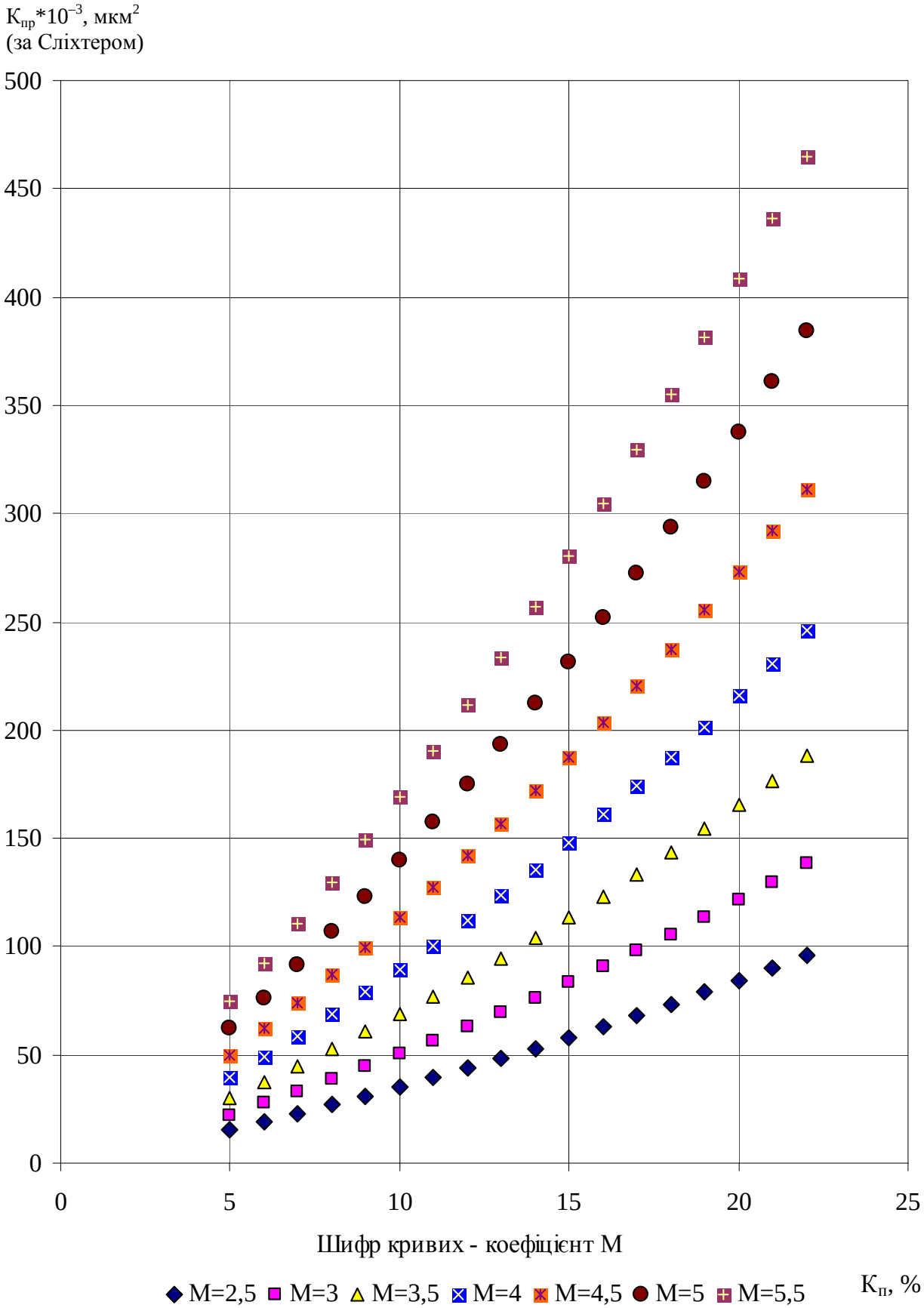

Рисунок 5 – Розрахована залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості залежно від співвідношення діаметрів зерен скелету породи

Можливості застосування геофізичних методів для визначення коефіцієнта проникності базується на відображені об'єму порового простору в геофізичних полях. Використовуються методи електрометрії, дослідження швидкості проходження пружної хвилі та визначення водневмісту при поглинанні нейтронів.

Структура порового простору певним чином впливає на фізичні властивості колектора і може бути визначена у свердловинних умовах. Параметром, який визначається ємнісними і фільтраційними властивостями, є коефіцієнт залишкової водонасиченості. Проведені дослідження вказують, що для однорідних пористих середовищ залежність залишкової водонасиченості від коефіцієнта проникності для дрібнозернистих, середньозернистих і крупнозернистих пісковиків характеризується різними показниками кривих залежності $P_н = \varphi(K_в)$, що вказує на вплив структури порового простору [2]. Проведений аналіз підтверджує можливість створення моделі проникності за даними геофізичних методів.

Висновки

Аналіз розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів та карбонатності для чистих пісковиків та пісковиків із глинисто-карбонатним цементом показав, що діаметр зерен скелету є одним з основних чинників залежності проникності від пористості. Умови формування теригенної породи визначають характеристику розподілу її гранулометричного складу, що дає можливість ідентифікувати відклади неогену і встановити параметри залежності коефіцієнта пористості і проникності.

Література

1 Леворсен А. И. Геология нефти / А. И. Леворсен. – М.: Мир, 1970. – 640 с.

2 Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е.С. Ромм. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.

3 Элланский М.М. Единая теоретическая модель проницаемости продуктивных отложений с межгранулярным типом пустот / М.М. Элланский // Геофизика. – 2001. – № 6. – С.38-47.

4 Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард : пер.с немец. Геймана М.А. – М. : Недра, 1964. – 231 с.

5 Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л. С. Лейбензон. – М.– Л.: Гостехтеориздат, 1947. – 244 с.

6 Жуков Н. Н. Вероятносно-статистические методы анализа геолого-геофизической информации / Н. Н. Жуков. – Киев.: Вища школа, 1975. – 11 с.

7 Slichter C. S. Theoretical investigations of the motion of ground waters. 19-th Am. Rep. U. S. Geol. Survey, 1899, v. 2, p. 295-384.

8 Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств. – М. – Л. Госстройиздат, 1933. – 392 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 22.02.18
Рекомендована до друку професором ***Федоришиним Д.Д.*** *(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*
канд. техн. наук ***Фтемовим Я.М.*** *(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*