

УДК 552.51:622.02:539.217.5

**Вячеслав ЛУКІНОВ, Костянтин БЕЗРУЧКО**

**ЧИННИКИ ФОРМУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ  
ВЛАСТИВОСТЕЙ НИЗЬКОПОРИСТИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД**

**Стаття 1. Вплив розміру фільтрувальних каналів  
на проникність низькопористих теригенних порід**

Інститут геотехнічної механіки  
ім. М. С. Полякова НАН України, Дніпропетровськ,  
e-mail:gvrvvg@meta.ua

Показано схожість емпіричних формул, що характеризують залежність залишкової водонасиченості та відкритої пористості пісковиків Донбасу і Дніпровсько-Донецької западини. Відносна вологість у міру збільшення ступеня постдіагенетичних змін пісковиків зростає через підвищення вмісту зв'язаної води. За низьких коефіцієнтів відкритої пористості (< 4,4 %) велика частина порового простору (> 50 %) зайнята зв'язаною вологою. Проаналізовано вплив на її вміст розміру породотворних зерен, коефіцієнта сортування, вмісту глинистих мінералів. За цими показниками розбіжність пісковиків середнього та пізнього катагенезу незначна, натомість розбіжність ступеня заповнення пор вологою значна: 26 % – у зоні середнього катагенезу; 68,6 % – у зоні пізнього катагенезу. Аналітично досліджено вплив внутрішньої питомої поверхні порід на залишкову водонасиченість. Зроблено висновок, що питома поверхня порід (пісковиків, алевролітів) під час постдіагенетичних перетворень має зменшуватися із зниженням пористості, а розмір основних фільтрувальних каналів є головним чинником, який визначає абсолютну проникність низькопористих теригенних порід. Його необхідно використовувати для визначення проникності гірських порід.

*Ключові слова:* пісковики, залишкова водонасиченість, відкрита пористість, проникність, розмір фільтрувальних каналів.

У роботі (Лукинов, 2007) запропоновано механізм утворення скупчень вільного метану в локальних антиклінальних структурах, які ускладнюються монокліналі та виділяються за відхиленням гіпсометрії пласта від апроксимуючої поверхні. Цей механізм передбачає формування газового резервуара в склепінні антиклінальних складок у зоні розущільнення внаслідок тріщиноутворення, коли деформації вигину пісковиків перевищують граничні деформації розтягу, що спричиняє розвиток крихких деформацій розриву і поліпшує колекторські властивості (збільшує проникність уражених тріщинами шарів пісковуку). Однак для формування газового покладу необхідний не тільки природний резервуар, придатний для скупчення газу, але й екран, особливо у випадках,

© Вячеслав Лукинов, Костянтин Безручко, 2009

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2009. № 2(147)

коли структура незамкнена догори за піднесенням пласта і, з точки зору нафтогазової геології, є відкритою. Екраном покладу в цьому випадку можуть слугувати шари того самого пісковика, які виположуються вгору за піднесенням і не порушені тріщинами, тому залишаються газонепроникними. У зазначеній роботі (Лукинов, 2007) також описано методику визначення ефективної та критичної товщини пісковика в склепінні антиклінальної структури та межі зони скупчення вільного метану в плані. У роботі (Безручко, 2008) запропоновано методику оцінки пористості порід за параметрами складок – амплітудою та шириною, у зонах розущільнення, сформованих під час складкоутворення. Актуальним залишається визначення інших фільтраційних характеристик, зокрема абсолютної проникності, у зоні розущільнення та непорушеній зоні, з метою обґрунтування фільтраційних параметрів порід-колекторів як можливих резервуарів для газу та ймовірної наявності екранувальних властивостей непорушених шарів пісковика.

Мета роботи – визначення головних чинників формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід та обґрунтування фільтраційних параметрів, зокрема абсолютної газопроникності та відкритої пористості, потенційних колекторів, флюїдоупорів та межі колектор–екран. Ці параметри можна використовувати для попередньої оцінки перспективності окремих локальних антиклінальних структур щодо наявності покладів газу без проведення додаткових геологорозвідувальних робіт. Досліджували пісковики Донбасу середньої та пізньої стадій катагенезу та подібні до них пісковики Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), що є гідрофільними породами, у яких вода змочує тверду фазу.

Найважливішим параметром, що характеризує фільтраційні властивості гірських порід і визначає їхню здатність акумулювати флюїди, тобто бути колекторами, є проникність. Відомо, що це одна з найбільш складних фізичних властивостей гірської породи, оскільки залежить від найменших варіацій літолого-петрографічного складу порід, а також від взаємодії фільтрувальних флюїдів з породою (Добрынин, 1970).

З допомогою аналізу рівнянь множинної регресії було оцінено взаємовплив параметрів різних колекторських властивостей теригенних порід (Буряковский и др., 1982). З'ясувалося, що реальні зв'язки існують між показниками проникності та пористості, карбонатності та глинистості, а також пористості, карбонатності та глинистості. Зв'язок колекторських властивостей з глибиною залягання характеризується незначними коефіцієнтами кореляції. При цьому частка впливу пористості на проникність, за оцінкою авторів, становить від 53,5 до 61,4 %, тимчасом як частки інших складових показників рівнянь множинної регресії не перевищують 15–18 %. Отже, в основному на проникність впливає пористість, інші параметри мають майже однакове другорядне значення, за винятком глибини залягання, вплив якої незначний. Про низькі значення коефіцієнтів кореляції, що характеризують рівняння регресії фільтраційно-емнісних параметрів, з одного боку, та карбонатності і глинистості, з іншого, відзначивши в цілому негативний вплив останніх, також зазначав В. О. Федішин (2005). Так, для теригенних порід карбону ДДЗ залежність пористості від вмісту глинистого та карбонатного матеріалу характеризується коефіцієнтами кореляції відповідно 0,53 та 0,49, абсолютної проникності – 0,64 і 0,51. Водночас

відомо, що на ємнісні та фільтраційні властивості гірських порід впливає ступінь заповнення порового простору рідкими флюїдами. Дійсно, частина порового простору, зайнята рідкою фазою, є недоступною для газу, тобто, залишкове водонасичення визначає потенційний ступінь заповнення газом, яке спільно з відкритою пористістю обумовлює ефективну пористість. Було з'ясовано, що газопроникність та відкрита пористість пов'язані логарифмічною залежністю (Лидин и др., 1969; Забигайло, Широков, 1972; Геологические..., 1974; Забигайло и др., 1983). Виходячи з того, що частина відкритих пор заповнена водою, ця залежність буде чіткіше проявлятися, якщо замість коефіцієнта відкритої пористості використовувати коефіцієнт ефективної пористості, що відображає тільки нафтогазонасичену пористість (Фильтрационные..., 2002). Під час дослідження зв'язку проникності з відкритою та ефективною пористістю пісковиків по керну геологорозвідувальних свердловин поля шахти ім. О. Ф. Засядька в Донбасі були обчислені коефіцієнти кореляції, що характеризують ступінь зв'язку між цими показниками (відповідно 0,592 та 0,815) з високими розрахунковими показниками надійності, що перевищують табличні значення (відповідно 3,44 та 6,13). Ця залежність також має логарифмічний характер і вперше була встановлена для кожної групи колекторів з різним гранулометричним складом (середньо-, дрібнозернисті пісковики, алевроліти з переважанням крупноалевролітової фракції та алевроліти з переважанням дрібноалевролітової фракції) (Ханин, 1956). Враховуючи те, що проникність є динамічною властивістю породи і тісно пов'язана з розміром та кількістю фільтрувальних пор, автор виявив певне співвідношення (логарифмічну залежність) між ефективною пористістю та проникністю для різних за гранулометричним складом типів піщано-алевритових порід (Ханин, 1969). Значення коефіцієнтів кореляції, які характеризують співвідношення проникності та ефективної пористості для різних типів піщано-алевритових порід, становлять 0,99–0,97 і свідчать про тісний зв'язок між ними.

Проте з урахуванням того, що вода, яка міститься в поровому просторі гірських порід, не однорідна, а може бути розділена на вільну, здатну рухатися під дією гравітаційних сил, та зв'язану поверхнею твердої фази, потенційна газоємність гірської породи контролюється (визначається) кількістю вологи, яку поверхня твердих часток здатна зв'язати і утримувати, тобто тим залишковим об'ємом пор, незайнятих зв'язаною водою. Таким чином, зв'язана вода, що міститься в порах гірських порід, визначає ємність порового простору, недоступного для газу, немов доповнюючи тверду фазу породи, зменшуючи її пористість. Водночас вільна (гравітаційна) вода може витіснитися газом за певних умов, і за достатнього об'єму та тиску останнього може формуватися газовий поклад.

Для характеристики кількості зв'язаної води було запропоновано термін “незнижувальна водонасиченість”, під якою розуміють таку насиченість продуктивних порід змочувальною фазою, за якої остання за капілярного тиску пласта втрачає рухливість (Ханин, 1969). У нафтогазовій геології закріпився термін “залишкова водонасиченість”, і цей показник, що відображає кількість води зв'язаною твердою поверхнею, широко використовується як одна з основних характеристик колекторських властивостей гірських порід нафтових і газових родовищ. Фізично залишкова вода – це вода, що міститься в порах та

утримується в пористому середовищі поверхнево-молекулярними і капілярними силами (Ханин, 1969), тобто адсорбційна (мономолекулярного та полімолекулярного шарів) та мікрокапілярна (Безручко, 1990).

Під час дослідження природної вологості пісковиків Донбасу, у зв'язку з прогнозом їхньої викидонебезпечності, було з'ясовано, що ступінь заповнення пор пісковиків вологою, на відміну від їхньої масової вологості, зростає з ущільненням та зменшенням пористості в процесі постдіагенетичних змін вугленосних відкладів у середньому від 27,6 % (зона розвитку вугілля марки Д) до майже 100 % (зона розвитку вугілля марки П) (Забигаїло и др., 1990; Лукінов, Безручко, 1993). Між ступенем заповнення пор пісковиків вологою і коефіцієнтом відкритої пористості встановлено зворотний зв'язок, який апроксимується емпіричним рівнянням (Безручко, 1990, 1994):

$$G = 90,56 - 11,57 K_n + 0,54 K_n^2, \quad (1)$$

де  $G$  – ступінь заповнення пор пісковиків вологою (коефіцієнт водонасичення пор пісковиків), %;  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості, %.

Аналогічні рівняння регресії були отримані під час дослідження кореляційних залежностей між фізичними параметрами при вивченні низькопористих колекторів ДДЗ (Федишин, 2005), а саме між коефіцієнтом залишкової водонасиченості та коефіцієнтом відкритої пористості, для Червонозаводського та Свиридівського родовищ відповідно:

$$K_{зв} = 97,91 - 17,34 K_n + 0,87 K_n^2, \quad (2)$$

$$K_{зв} = 94,94 - 18,60 K_n + 1,20 K_n^2, \quad (3)$$

де  $K_{зв}$  – коефіцієнт залишкової водонасиченості.

Методика випробування та визначення ступеня заповнення пор гірських порід вологою у зв'язку з оцінкою викидонебезпечності (Безручко, 1990) передбачала герметизацію відібраних проб для подальшого транспортування, зберігання та визначення вологості в лабораторних умовах методом висушування до постійної маси (Інструкція..., 1977; Інструкція..., 1989). Стандартна методика визначення залишкової водонасиченості передбачає насичення зразків вологою за безпосереднього контакту з водою, видалення гравітаційної (вільної) вологи способом центрифугування і подальше визначення вологості шляхом висушування до постійної маси (Кобранова, Лепарская, 1957). Отже, залежність (1) характеризує ступінь заповнення пісковиків вологою в природному стані, а залежності (2) та (3) – максимальну молекулярну вологоємність (Кобранова, Лепарская, 1957), тобто, здатність порід зв'язувати та утримувати воду.

Схожість рівняння зв'язку між природною водонасиченістю та коефіцієнтом відкритої пористості пісковиків Донбасу із залежностями залишкової водонасиченості від відкритої пористості, отриманими для пісковиків ДДЗ, свідчить про те, що за низьких коефіцієнтів відкритої пористості (менше ніж 4,4 %) значна частина порового простору (понад 50 %) зайнята зв'язаною вологою. Тобто, відносна вологість у міру збільшення ступеня постдіагенетичних змін пісковиків зростає внаслідок підвищення вмісту зв'язаної вологи. У літературі наведено багато даних, які підтверджують, що породи з відкритою пористістю менше ніж 5 % мають залишкову водонасиченість 65–70 % (Ромм, 1966, 1985; Ханин, 1969; Федишин, 2005). Таким чином, колекторські властивості гірських порід зі збільшенням ступеня постдіагенетичних змін погіршуються як через зменшення об'єму порового простору (зниження відкритої

пористості), так і збільшення вмісту зв'язаної води, що, зрештою, визначає різке зниження проникності в міру зменшення ефективного порового простору і пояснює логарифмічний (експоненціальний) зв'язок між проникністю і пористістю, як відкритою, так і ефективною.

Таблиця 1. Водонасиченість та петрографічні показники пісковиків зони середнього катагенезу

Показник	Кількість визначень	Значення показника			Дисперсія	Коефіцієнт варіації, %
		мінімальне	максимальне	середнє		
Ступінь заповнення пор вологою, %	207	3,5	100,0	26,0	295,95	66,1
Середній розмір породотворних зерен, мм	251	0,05	0,46	0,22	0,007	37,3
Вміст слюдяно-глинистих мінералів, %	207	0,0	44,0	15,3	41,81	42,4
Коефіцієнт сортування	149	1,42	3,21	1,86	0,078	15,1

Таблиця 2. Водонасиченість та петрографічні показники пісковиків зони пізнього катагенезу

Показник	Кількість визначень	Значення показника			Дисперсія	Коефіцієнт варіації, %
		мінімальне	максимальне	середнє		
Ступінь заповнення пор вологою, %	74	6,7	100,0	68,6	667,84	37,6
Середній розмір породотворних зерен, мм	90	0,08	0,44	0,20	0,005	35,5
Вміст слюдяно-глинистих мінералів, %	74	6,0	39,0	16,9	36,08	35,5
Коефіцієнт сортування	40	1,36	2,52	1,75	0,061	14,1

Прийнято вважати, що вміст зв'язаної води визначається сорбційною здатністю гірської породи, яку, насамперед, пов'язують з наявністю та якісним складом глинистих мінералів, які входять до складу породи (Геологія нафти, 1960; Ханін, 1969; Ефімов, 1986; Федішин, 2005). За інших рівних умов ця закономірність не викликає сумнівів. Проте таке значне підвищення відносної водонасиченості пісковиків – від 27,6 до 100 %, від зони розвитку вугілля марки Д до зони розвитку вугілля марки П (Забигайло і др., 1990; Лукінов, Безручко, 1993), не може залежати від вмісту глинистих мінералів. У табл. 1, 2 наведені значення вмісту глинистих мінералів у пісковиках зон середнього і пізнього катагенезу, які становлять відповідно 15,3 та 16,9 %, тимчасом як середні значення ступеня заповнення пор вологою (водонасичення) – відповідно 26,0 та 68,6 %. Порівняння середніх значень вмісту слюдяно-глинистих мінералів у зонах середнього і пізнього катагенезу за  $t$ -критерієм Ст'юдента ( $t_{розр} = 1,86$ ) показало несуттєву відмінність цих показників. Розрахункове значення  $t$ -критерію є меншим від табличного, яке дорівнює 1,96 за довірчою вірогідністю 95 % і 2,58 за довірчою вірогідністю 99 % (табл. 3), натомість

значення  $t$ -критерію, розраховане для середніх значень ступеня заповнення пор вологою, відповідних вмісту слюдяно-глинистих мінералів, становить 15,87, що значно перевищує табличне (див. табл. 3).

Схожі результати отримані під час дисперсійного аналізу за  $F$ -критерієм Фішера. Водонасиченість пісковиків зон середнього та пізнього катагенезу за  $F$ -критерієм дуже різна, тимчасом як за вмістом слюдяно-глинистих мінералів відмінність несуттєва (табл. 4). Крім того, глинисті мінерали в процесі постдіагенетичних перетворень зазнають якісних змін, які погіршують їхні сорбційні властивості, що мало б призвести до зниження кількості зв'язаної води та, відповідно, залишкової водонасиченості пісковиків. Сорбційні властивості глинистих мінералів закономірно погіршуються від зони розвитку вугілля низьких стадій метаморфізму до зон розвитку більш метаморфізованого вугілля. Для Донбасу це питання досліджене і висвітлене достатньо детально (Карпова, 1972; Лазаренко и др., 1975; Логвиненко, Орлова, 1987). Загалом, за даними, наведеними в роботі (Лазаренко и др., 1975), вміст набухаючого глинистого компонента в гірських породах зменшується від 70 % у зоні розвитку вугілля марки Д до 10 % у зоні поширення антрацитів. У тій самій роботі містяться відомості про вологоємність аргілітів різного ступеня постдіагенетичних перетворень: у зоні розвитку вугілля марки Д – 8,8 %; Г – 6,5 %; Ж – 5,2 %; К – 5,0 %; ПС – 4,8 %; ПА – 4,9 %; А – 3,9 %. Очевидно, що сорбційна здатність пісковиків також повинна знижуватися в міру ущільнення та зниження пористості в процесі постдіагенетичних змін.

Таблиця 3. Статистичні характеристики відмінності середніх значень водонасиченості та петрографічних показників зон середнього і пізнього катагенезу за  $t$ -критерієм Ст'юдента за рівня значущості 0,01

Порівнювані показники	Значення $t$ -критерію		Відмінність
	розрахункове	табличне	
Ступінь заповнення пор вологою, %	15,87	2,58	Суттєва
Середній розмір породотворних зерен, мм	2,00	”	Несуттєва
Вміст слюдяно-глинистих мінералів, %	1,86	”	”
Коефіцієнт сортування	2,24	”	”

Таблиця 4. Статистичні характеристики відмінності значень водонасиченості та петрографічних показників зон середнього та пізнього катагенезу за  $F$ -критерієм Фішера за рівня значущості 0,05

Порівнювані показники	Значення $F$ -критерію		Відмінність
	розрахункове	табличне	
Ступінь заповнення пор вологою, %	2,26	1,77	Суттєва
Середній розмір породотворних зерен, мм	1,40	”	Несуттєва
Вміст слюдяно-глинистих мінералів, %	1,16	”	”
Коефіцієнт сортування	1,28	”	”

Аналогічна тенденція, як і у випадку із вмістом слюдяно-глинистих мінералів, спостерігається при порівнянні вибірових середніх та дисперсійному аналізі таких петрографічних показників, як середній розмір породотворних зерен та коефіцієнт сортування, який розраховується як відношення третьої квартилі до першої кумулятивної кривої гранулометричного складу (Гольдберг, Скворцов, 1986; Логвиненко, Сергеева, 1986). Вплив розміру породотворних зерен на сорбційні властивості гірських порід, а отже, і на кількісний вміст залишкової вологи, за інших рівних умов, добре вивчений багатьма дослідниками (Кобранова, 1962; Ханін, 1969; Гольдберг, Скворцов, 1986; Ефимов, 1986) і також не викликає сумнівів. Загальна кількість зв'язаної вологи та відповідно “залишкова водонасиченість” закономірно зростають зі збільшенням ступеня дисперсності матеріалу, тобто зі зменшенням розміру породотворних зерен. Ступінь заповнення вологою пор пісковиків Донбасу також зростає зі зменшенням розміру породотворних зерен (Безручко, 1990). Ця залежність для Донбасу була встановлена під час вивчення впливу умов осадоагромадження на природну вологість пісковиків у межах кожної зони. При порівнянні вищенаведених петрографічних показників пісковиків зон середнього та пізнього катагенезу суттєвої відмінності за  $t$ - і  $F$ -критерієм також не виявлено (див. табл. 1–4). Їхні значення залежать від умов осадоагромадження і не повинні зазнавати постдіагенетичних змін. Порівняння вибірових середніх та їхній дисперсійний аналіз виконано для підтвердження того, що збільшення ступеня заповнення пор вологою та, відповідно, залишкової водонасиченості, при переході від зони середнього до зони пізнього катагенезу, у цьому випадку безпосередньо з ними не пов'язано.

Значення залишкової водонасиченості іноді пов'язують також з таким параметром, як внутрішня питома поверхня, яка кількісно характеризує структуру порового простору гірських порід і є відношенням поверхні пор породи до її об'єму або ваги (Кобранова, Лепарская, 1957). У першому випадку вона характеризує поровий простір одиниці об'єму і називається об'ємною питомою поверхнею, а в другому – поровий простір одиниці маси породи, відповідно – масова питома поверхня (Кобранова, 1986). Застосувавши цей параметр, Є. С. Ромм (1966, 1985), ґрунтуючись на даних Ф. І. Котяхова (1956), визначив можливий вміст зв'язаної вологи в пісковиках за відомою формулою Оркіна (Ханін, 1969):

$$\tau = \frac{K_{зв} \cdot K_n}{S_v} \quad (4)$$

де  $\tau$  – товщина умовного плівкового шару зв'язаної води;  $S_v$  – питома об'ємна поверхня.

Виходячи з того, що, за результатами дослідження руху рідин у надтонких щілинах (Ромм, 1966), товщина плівки води з аномальними властивостями, на відміну від вільної води, не повинна перевищувати  $1,6 \cdot 10^{-8}$  м, саме це значення застосовано для розрахунків як товщина умовного плівкового шару зв'язаної води. Питома поверхня, прийнята Є. С. Роммом (1966, 1985) для розрахунків, за даними Ф. І. Котяхова для алевритів та змішаних літологічних різновидів порід не перевищує  $2 \cdot 10^5$  м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>, а пелітам притаманні більші значення питомої поверхні, тоді як для псамітів ці значення не повинні перевищувати  $10^5$  м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>.

Слід зазначити, що подібні значення наводять також інші дослідники, зокрема А. Л. Рубінштейн (Кобранова, Лепарская, 1957) та В. Н. Кобранова (1962). Ці значення питомої поверхні та товщини шару зв'язаної води дозволили Є. С. Ромму (1966, 1985) визначити вміст зв'язаної води для алевритів ( $3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) та її процентний вміст до об'єму пор. За його розрахунками породи з пористістю 20 % містять 1,5 % зв'язаної води, а породи з пористістю 5 % – не більше ніж 6 %. Водночас Є. С. Ромм (1966, 1985) зазначає, що в реальних умовах породи з пористістю приблизно 5 % містять до 50–70 % зв'язаної води. У роботі (Кобранова, Лепарская, 1957) наголошується, що значення питомої поверхні, визначені різними способами, значно відрізняються, що вказує на умовність цього параметра та його залежність від методики визначення. За даними Ф. І. Котяхова, об'ємній питомій поверхні  $(1-2) \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{м}^3$  відповідає масова питома поверхня (за середньої щільності порід  $2500 \text{ кг}/\text{м}^3$ ) усього лише 40–80  $\text{м}^2/\text{кг}$ , що дуже мало і щонайменше на один порядок занижено. Очевидно, при розрахунку питомої поверхні Ф. І. Котяхов абсолютно умовно прийняв, що в псамітах вміст пелітової фракції з діаметром частинок  $10^{-5} \text{ м}$  (0,01 мм) – до 20 %, а середній діаметр псамітових частинок, що становлять не менше ніж 80 %, дорівнює 0,55 мм (Геология нефти, 1960). Тобто, подібні розрахунки, крім їхньої умовності, придатні тільки для крихких крупнозернистих утворень.

Пізніше, у роботах (Абрамов, Шевелёв, 1972; Ефимов, 1986; Шевелёв, 1989; Углепородный..., 2008), у т. ч. і В. Кобранової (1986), наведені відомості про більші значення внутрішньої питомої поверхні порід, у роботах (Абрамов, Шевелёв, 1972; Шевелёв, 1989; Углепородный..., 2008) – дані експериментальних досліджень питомої поверхні викидонебезпечних пісковиків Донбасу хроматографічними методами теплової десорбції. Питома масова поверхня змінювалася в межах  $(0,7-2,9) \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$ , досягаючи в поодиноких зразках значень  $(4,3; 5,1; 7,15) \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$ . У тих самих роботах є посилання на експериментальні результати К. С. Брукса і В. Р. Пурселла (Brooks, Pursell, 1952), які питому поверхню пісковиків оцінюють у межах  $(0,5-6,0) \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$ . У роботі В. Н. Кобранової (1986) містяться дані про межі зміни питомої поверхні нафтогазових колекторів, близькі до  $(0,5-2,0) \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$ . С. С. Єфімов (Ефимов, 1986) наводить значення питомої поверхні пісковиків –  $4,2 \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$ , визначене з допомогою ізотерм полімолекулярної адсорбції за рівнянням БЕТ (Брунауера, Еммета, Теллера). Для піщано-алевритових порід середнього та верхнього карбону Шебелинського газового родовища А. А. Ханін (Ханин, 1969) подає значення загальної питомої поверхні, обчислені сорбційним методом по аргону, –  $23\,730-28\,830 \text{ см}^2/\text{см}^3$ , тобто за середньої щільності порід  $2500 \text{ кг}/\text{м}^3$  у межах  $(0,96-1,16) \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$ . Грунтуючись на цих даних та прийнявши за середнє значення масової питомої поверхні  $1 \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$ , а також виконавши розрахунки кількості зв'язаної води за методикою Е. Ромма (1966, 1985), отримаємо 20 % зв'язаної води – для породи з пористістю 20 %, та 80 % – для породи з пористістю 5 %, що повністю відповідає наявним даним про колекторські властивості теригенних порід у цілому (Закономерности..., 1982; Закономерности..., 1983; Ромм, 1966, 1985; Федисин, 2005) та пісковиків Донбасу зокрема (Безручко, 1990, 1994). У поровому просторі згаданих вище піщано-алевритових порід Шебелинського родовища, за даними А. А. Ханіна (Ханин, 1969), міститься до 90 % залишкової води.



Очевидно, що за інших рівних умов залишкова водонасиченість та питома поверхня повинні бути зв'язані прямопропорційною залежністю, і про це свідчать численні літературні джерела (Кобранова, Лепарская, 1957; Кобранова, 1962, 1986; Ромм, 1966, 1985): чим більша питома поверхня, тим більший вміст у породі зв'язаної води. Ступінь заповнення вологою пор алевритових та пелітових порід, як незцементованих (Гольдберг, Скворцов, 1986), так і зцементованих (Абрамов, Шевелёв, 1972), наближається до 100 %. Проте в літературі відсутні достовірні відомості про вплив постдіагенетичних змін гірських порід на значення їхньої внутрішньої питомої поверхні. Збільшення залишкової водонасиченості, у міру зменшення пористості в процесі постдіагенетичних перетворень, мало б супроводжуватися збільшенням внутрішньої питомої поверхні. Про зростання питомої поверхні із збільшенням залишкового водонасичення зазначається в роботі В. Н. Кобранової (1986). Проте в цьому випадку більш правильно було б говорити про збільшення залишкового водонасичення зі зростанням питомої поверхні. Якщо розглядати ці показники в аспекті причинно-наслідкового зв'язку, то зростання залишкового водонасичення повинне бути наслідком, причиною якого є збільшення внутрішньої питомої поверхні. У тій самій роботі (Кобранова, 1986) наголошується: чим давніші породи і глибше їхнє залягання, тобто значніша дія на них тиску та температури, тим менша, зазвичай, їхня питома поверхня. Виходячи з цього, зменшення пористості в процесі постдіагенетичних перетворень повинно супроводжуватися зменшенням внутрішньої питомої поверхні. Приймаючи товщину умовного плівкового шару рівною  $1,6 \cdot 10^{-8}$  м та перетворивши формулу Оркіна (4) із припущенням, що пори породи насичені вологою на 100 %, отримаємо формулу для визначення об'ємної питомої поверхні:

$$S_v = 6,25 \cdot 10^7 \cdot K_n, \quad (5)$$

де  $S_v$  – об'ємна питома поверхня,  $\text{м}^2/\text{м}^3$ ,  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості в частках одиниці.

Розділивши праву частину рівняння (5) на щільність породи, отримаємо формулу для визначення масової питомої поверхні. За середньої щільності породи  $2500 \text{ кг}/\text{м}^3$  формула набуває вигляду:

$$S_m = 2,5 \cdot 10^4 \cdot K_n, \quad (6)$$

де  $S_m$  – масова питома поверхня,  $\text{м}^2/\text{кг}$ ;  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості в частках одиниці.

Наведені рівняння (5, 6) залежності питомої поверхні і відкритої пористості свідчать про зменшення об'ємної питомої поверхні від  $6,25$  до  $0,625 \text{ м}^2/\text{м}^3$  та масової питомої поверхні від  $2,5 \cdot 10^3$  до  $0,25 \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$  зі зниженням пористості від 10 до 1 %. Зазначимо, що ці результати отримані за умови заповнення пор вологою близького до 100 % і повинні відображати характер зміни питомої поверхні алевролітів залежно від їхньої пористості, ступінь насичення об'єму водою яких, за даними (Абрамов, Шевелёв, 1972), дорівнює або близький до граничного і становить 95–100 %. Для оцінки питомої поверхні пісковиків використовуємо залежність (1) відносної вологості пісковиків від коефіцієнта відкритої пористості, отриману для Донбасу. Її схожість із залежностями залишкової водонасиченості від коефіцієнта відкритої пористості дозволяє вважати, що залежність (1) також показує характер зв'язку кількості зв'язаної води та відкритої пористості для низькопористих пісковиків Донбасу.

Слід також зауважити, що абсолютний вміст зв'язаної води, яка міститься в пісковицях, закономірно зменшується від  $29 \text{ кг/м}^3$  – за відкритої пористості 10 % до  $8 \text{ кг/м}^3$  – за відкритої пористості 1 %. Тобто, за наявності в пісковицях тільки зв'язаної води їхня абсолютна (масова) вологість зменшується від 1,16 до 0,32 %. Ці розрахунки виконані, відповідно, за формулами (7) та (8). Залежність вмісту води від коефіцієнта відкритої пористості отримана як добуток коефіцієнта відкритої пористості та ступеня заповнення пор вологою на основі залежності (1):

$$v = 9,056 K_n - 1,157 K_n^2 + 0,054 K_n^3, \quad (7)$$

де  $v$  – кількісний вміст зв'язаної води,  $\text{кг/м}^3$ ;  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості, %.

Показник масової вологості, що відображає в цьому випадку тільки кількість зв'язаної води залежно від зміни коефіцієнта відкритої пористості, може визначатися за формулою (8), отриманою шляхом ділення рівняння (7) на щільність порід, яка в середньому дорівнює  $2500 \text{ кг/м}^3$ :

$$W_{\text{зв}} = 0,362 K_n - 0,046 K_n^2 + 0,002 K_n^3, \quad (8)$$

де  $W_{\text{зв}}$  – показник масової вологості, що характеризує кількість зв'язаної води, %;  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості, %.

Залежність (1) також може бути використана для визначення внутрішньої питомої поверхні пісковиць. З її урахуванням формули для визначення питомої поверхні пісковиць мають такий вигляд:

$$S_v = (56,6 K_n - 723,1 K_n^2 + 3375 K_n^3) \cdot 10^6, \quad (9)$$

$$S_m = (22,64 K_n - 289,24 K_n^2 + 1350 K_n^3) \cdot 10^3. \quad (10)$$

Отримані рівняння (9) та (10) свідчать про зменшення питомої поверхні пісковиць зі зниженням пористості. Так, під час зниження пористості від 10 до 1 %, яке супроводжується збільшенням залишкової водонасиченості від 29 до 80 %, за залежністю (1), об'ємна питома поверхня повинна зменшуватися від  $1,81 \cdot 10^6$  до  $5,0 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{м}^3$ , масова питома поверхня – від  $7,25 \cdot 10^2$  до  $2,0 \cdot 10^2 \text{ м}^2/\text{кг}$ . Якщо припустити, що внутрішня питома поверхня, як об'ємна, так і масова, залишається незмінною при зменшенні пористості від 10 до 1 %, то зниження пористості має супроводжуватися зменшенням шару плівкової води – у 10 разів для алевролітів (до  $1,6 \cdot 10^{-9} \text{ м}$ ) та в 3,6 раза для пісковиць (до  $4,4 \cdot 10^{-9} \text{ м}$ ). Умовність подібних розрахунків товщини шару плівкової води підтверджують суперечливі дані різних дослідників, які товщину шару зв'язаної води приймають рівною від 4 до 20 000 Å, тобто  $4 \cdot 10^{-10}$  –  $2 \cdot 10^{-6} \text{ м}$  (Ханин, 1969). У роботі (Ханин, 1969) також містяться відомості деяких дослідників, які намагалися визначити товщину плівки рідини на поверхні твердого тіла: Майер –  $(6-9) \cdot 10^{-5} \text{ м}$ ; Вебер –  $10^{-8} \text{ м}$ ; Гохбах – 20–30 молекулярних шарів; Гарді –  $(7-8) \cdot 10^{-6} \text{ м}$ ; Петіджон – до  $10^{-7} \text{ м}$ ; Оркін –  $4,5 \cdot 10^{-7} \text{ м}$ ; Рубінштейн –  $1,9 \cdot 10^{-7} \text{ м}$ ; Мухаринська – у середньому  $4,5 \cdot 10^{-7} \text{ м}$ . Невідповідність наведених даних, на нашу думку, пояснюється тим, що, розглядаючи товщину шару зв'язаної води, не враховують той факт, що кількість зв'язаної води, а отже, і залишкова водонасиченість, визначається як вологою, сорбованою поверхнею твердих частинок, так і капілярною вологою. Справді, якщо прийняти, що шар плівкової води, за даними (Ромм, 1966, 1985), не перевищує  $1,6 \cdot 10^{-8} \text{ м}$ , то значна частина пор з розміром на порядок більшим, тобто  $10^{-7} \text{ м}$ , повинна була б залишатися вільною для гравітаційної води або газу. Проте факт, що

пори розміром  $10^{-7}$  м повністю зайняті вологою, є безсумнівним, що визнається багатьма дослідниками (Льков, 1968; Гольдберг, Скворцов, 1986). І в цьому випадку прийнято вважати, що волога, яка заповнює ці пори, є водою, яку утримують капілярні сили. І лише в порах розміром понад  $10^{-6}$  м може з'являтися вільна вода (Гольдберг, Скворцов, 1986). Саме наявністю вологи, що утримується капілярними силами, а не силами молекулярної взаємодії, та незначною мірою наявністю вологи в тупикових порах Є. Ромм (1966) пояснює невідповідність розрахункової кількості плівкової води фактичному вмісту зв'язаної вологи в гірських породах. Тому всі наведені міркування щодо кількості зв'язаної води, товщини її шару та супровідні розрахунки внутрішньої питомої поверхні були б повністю коректними у випадку, якщо більша частина зв'язаної вологи є сорбованою поверхнею, а дія капілярних сил істотно не виявляється. Тобто, це стосується гірських порід з розмірами порових каналів не менше ніж  $10^{-6}$  м, де капілярна волога відсутня або її частка в поровому просторі зовсім незначна. Виходячи з того, що більша частина порового простору пісковиків середньої та пізньої стадій катагенезу сформована порами розміром  $10^{-8}$ – $10^{-6}$  м і частка порових каналів розміром  $10^{-7}$  м та менше становить до 50 % (Ходот, Премыслер, 1969; Абрамов, Шевелёв, 1972; Забигаїло и др., 1980; Забигаїло и др., 1983; Шевелёв, 1989; Углепородный..., 2008), можна вважати, що частка капілярної вологи у формуванні залишкової водонасиченості значна і значення самої залишкової водонасиченості визначається, головним чином, розмірами порових каналів, що і призводить до збільшення останньої зі зменшенням пористості в процесі постдіагенетичних змін. Скорочення об'єму порового простору внаслідок зменшення розміру пор – це очевидний факт, який не викликає сумнівів.

Якщо розглянути структурні групи піщано-алевритових порід у межах класів, що виділяються А. Ханіним, можна дійти висновку, що в одному класі колекторів за проникністю, у міру зміни структури порід від середньо- до дрібнозернистих пісковиків та алевролітів, спостерігається зменшення розмірів основних фільтрувальних каналів і одночасне збільшення їхнього вмісту в поровому об'ємі. Водночас кожна з окремо розглянутих структурних груп порід зі зменшенням проникності, змінюючись від вищого класу до нижчого, характеризується зменшенням розмірів фільтрувальних порових каналів та зменшенням їхнього вмісту в поровому об'ємі. За тієї самої проникності сумарне значення корисної ємності буде вищим у тих піщано-алевритових порід, які мають тонший гранулометричний склад; з ним пов'язаний розвиток порових каналів більш тонких перетинів, сумарний відкритий об'єм яких вищий, ніж у порід, складених більшим за розміром уламковим матеріалом (Ханін, 1969).

Отже, головним параметром, який зрештою визначає абсолютну проникність гірських порід, є розмір основних фільтрувальних каналів. Це свідчить, що саме його найдоцільніше використовувати для оцінки проникності гірських порід.

*Абрамов Ф. А., Шевелёв Г. А.* Свойства выбросоопасных песчаников как породы-коллектора. – Киев: Наук. думка, 1972. – 98 с.

*Безручко К. А.* Закономерности распределения влаги в песчаниках Донбасса и её влияние на выбросоопасность горных пород: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.11 / Константин Андреевич Безручко. – Днепропетровск, 1990. – 17 с.

*Безручко К. А.* Газонасыщенность и пористость выбросоопасных песчаников // Уголь Украины. – 1994. – № 1. – С. 48–49.

*Безручко К. А.* Оценка пористости горных пород в локальных антиклинальных структурах // Геотехн. механика. – 2008. – № 80. – С. 77–83.

*Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джеванишир Р. Д.* Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. – М.: Недра, 1982. – 200 с.

*Геологические факторы выбросоопасности пород Донбасса / В. Е. Забигаило, А. З. Широков, И. С. Белый и др.* – Киев: Наук. думка, 1974. – 272 с.

*Геология нефти.* – М.: Гостоптехиздат, 1960. – Т. 1. Основы геологии нефти / Под ред. Н. А. Еременко. – 592 с.

*Гольдберг В. М., Скворцов Н. П.* Проницаемость и фильтрация в глинах. – М.: Недра, 1986. – 160 с.

*Добрынин В. М.* Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

*Ефимов С. С.* Влага гигроскопических материалов. – Новосибирск: Наука, 1986. – 160 с.

*Забигаило В. Е., Лукинов В. В., Безручко К. А.* Влияние постдиагенетических изменений угленосных отложений на влажность песчаников Донбасса // Уголь Украины. – 1990. – № 7. – С. 37.

*Забигаило В. Е., Лукинов В. В., Широков А. З.* Выбросоопасность горных пород Донбасса. – Киев: Наук. думка, 1983. – 288 с.

*Забигаило В. Е., Слободяникова В. Н., Премыслер Ю. С.* Дифференциальная пористость выбросоопасных песчаников и её связь с коллекторскими свойствами и минералогическим составом // Динамические проявления горного давления. – Киев: Наук. думка, 1980. – С. 81–86.

*Забигаило В. Е., Широков А. З.* Проблемы геологии газов угольных месторождений. – Киев: Наук. думка, 1972. – 172 с.

*Закономерности изменений гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины до глубины 5,5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, П. М. Лагола и др.* // Геол. журн. – 1982. – № 6. – С. 24–32.

*Закономерности изменений поровых коллекторов и их нефтегазоносности в Причерноморско-Крымской провинции до глубины 5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, А. Т. Богаец и др.* // Там же. – 1983. – № 1. – С. 1–19.

*Закономерности изменения гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в Днепровско-Донецкой впадине до глубины 7 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, В. А. Кривошея и др.* // Там же. – 1982. – № 5. – С. 10–19.

*Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля, породы и газа.* – М.: Недра, 1989. – 191 с.

*Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, склонных к внезапным выбросам угля, породы и газа.* – М.: Недра, 1977. – 160 с.

*Карпова Г. В.* Глинистые минералы и их эволюция в терригенных отложениях. – М.: Недра, 1972. – 390 с.

*Кобранова В. Н.* Физические свойства горных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 492 с.

*Кобранова В. Н.* Петрофизика. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

*Кобранова В. Н., Лепарская Н. Д.* Определение физических свойств горных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 160 с.

*Котяхов Ф. И.* Основы физики нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 361 с.

*Лазаренко Е. К., Панов Б. С., Павлишин В. И.* Минералогия Донецкого бассейна. – Киев: Наук. думка, 1975. – Т. 2. – 502 с.

Лидин Г. Д., Айруни А. Т., Бессонов Ю. Н., Смирнов Н. С. Исследование закономерностей дегазации разрабатываемых, подрабатываемых и надрабатываемых угольных пластов. – М.: Ин-т физики Земли АН СССР, 1969. – 84 с.

Логвиненко Н. В., Орлова Л. В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. – Л.: Недра, 1987. – 237 с.

Логвиненко Н. В., Сергеева Э. И. Методы определения осадочных пород. – Л.: Недра, 1986. – 240 с.

Лукинов В. В. Горно-геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях // Наук. вісн. НДУ. – 2007. – № 4. – С. 55–59.

Лукинов В. В., Безручко К. А. Газоносність та газонасиченість пісковиків Донбасу різного ступеня постдіагенетичних перетворень // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1993. – № 1 (82). – С. 56–60.

Лыков А. В. Теория сушки. – М.: Энергия, 1968. – 472 с.

Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М.: Недра, 1966. – 384 с.

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

Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов и др. – Киев: Наук. думка, 2008. – 412 с.

Федишин В. О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. – К.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

Фильтрационные параметры коллектора–угленородного массива, подработанного горными выработками / В. В. Лукинов, А. П. Клец, В. В. Бобрышев и др. // Геотехн. механіка / Ін-т геотехн. механіки НАН України. – Дніпропетровськ, 2002. – Вип. 37. – С. 74–79.

Ханин А. А. О классификации коллекторов нефти и газа // Разведка и охрана недр. – 1956. – № 1. – С. 16.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

Ходот В. В., Премыслер Ю. С. Метаноёмкость выбросоопасных пород Донбасса и максимальная энергия газа, освобождающаяся при их разрушении и измельчении // Техника безопасности, охрана труда и горноспасательное дело. – 1969. – № 11–12. – С. 29–30.

Шевелёв Г. А. Динамика выбросов угля, породы и газа. – Киев: Наук. думка, 1989. – 160 с.

Brooks C. S., Pursell W. R. T. Petrol // Techn. – 1952. – 4. – N 12.

Стаття надійшла  
11.03.09

**Viacheslav LUKINOV, Kostiantyn BEZRUCHKO**

## **FACTORS OF FORMING OF COLLECTORS PROPERTIES OF LOW-POROUS TERRIGENOUS ROCKS**

### **Part I. Influence of filtration channels size on permeability of low-porous terrigenous rocks**

Similitude of empiric formulas which characterize dependence of residual water saturation and opened porosity of Donbas and Dnieper-Donets Depression sandstones is shown. It is shown that the relative humidity increase of sandstones with the increase of postdiagenetic degree changes occurs due to the increase of the bounded moisture content.

At the low coefficients of opened porosity ( $< 4.4\%$ ), a greater part of pore space ( $> 50\%$ ) is occupied by bounded moisture. Influence of clay minerals content, sizes of rocks grains and coefficient of sorting on bounded moisture content is analyzed. Distinction of middle and late catagenesis sandstones by these indices is insignificant. On the contrary, distinction of a degree of pore moisture filling is considerable.  $26\%$  in the middle catagenesis zone,  $68.6\%$  – in the late catagenesis zone. Influence of rocks of internal specific surface on residual water saturation has been analytically investigated. A conclusion has been done, that the internal specific surface of rocks (sandstones, aleurolites) during postdiagenetic transformations must decrease with the reducing of porosity. Data are cited that pore space of Donbas sandstones was formed by pores of  $10^{-6}$ – $10^{-8}$  m in size. Part of pores of  $10^{-7}$  m in size and less, is about  $50\%$ . That is to say, a part of capillary moisture is considerable and its role in forming of residual water saturation too. The value of residual water saturation is determined by the size of pore channels. It leads to increase of the residual water saturation with decrease of porosity. Reduction of pore space occurs due to diminution of pores size. The conclusion has been done that the size of the basic filter channels is a fundamental factor which determines absolute permeability of low porous terrigenous rocks. Exactly the size of the filter channels must be used for determination of rocks permeability.