

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.244.6

АНАЛІТИЧНЕ ВИЗНАЧЕННЯ ЗМІНИ ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА У ПРОЦЕСІ ЙОГО РОЗРОБКИ

О. О. Акульшин¹, В. В. Соловйов², О. Р. Кондрат³, М. М. Рой²

¹ПАТ «Український нафтогазовий інститут»;
04053, м. Київ, Кудрявський узвіз, 7

²Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка; 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24

³Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел./факс+380 (342) 72-71-41; e-mail: alexkondratr@gmail.com

За результатами проведених аналітичних досліджень встановлено взаємозв'язок середнього діаметру пор продуктивного пласта з газогідродинамічними параметрами досліджуваних свердловин.

Ключові слова: пористість, проникність, середній радіус пор.

Вступ. При проведенні газогідродинамічних досліджень свердловин проводиться оцінка багатьох параметрів пластів, у тому числі пористості і проникності. Їх використовують при визначенні продуктивних характеристик свердловин, при підрахунку запасів вуглеводневої сировини, і тому вимоги до точності їх визначення досить високі.

Мета роботи. Вирішити задачу аналітичного розрахунку середнього діаметра пор продуктивного пласта, і, оскільки він тісно пов'язаний з проникністю та пористістю, проаналізувати поведінку коефіцієнта проникності для випадку, коли середній діаметр пор є незмінна ве-

личина, а пористість змінюється. Вказати на основі цього на нетрадиційний підхід до вирішення деяких інших задач підземної газогідродинаміки.

Постановка проблеми. Використавши існуючі функціональні зв'язки між газогідродинамічними параметрами пластів та застосувавши нескладні математичні перетворення, показати можливість аналітичного розрахунку середнього діаметра пор досліджуваних пластів та їх аналітичний зв'язок з іншими показниками для вирішення практичних задач підземної газогідродинаміки.

Викладення основного матеріалу. Узагальнюючої аналітичної залежності між проникністю і пористістю гірських порід не існує. Її можна встановити лише за даними багатократних експериментальних досліджень для кожного конкретного родовища. Наприклад, тріщинуваті вапняки, які мають незначну пористість, часто мають велику проникність і, навпаки, глини, інколи характерні високою пористістю, практично непроникні для рідин і газів, через те, що їх поровий простір складається з каналів субкапілярного розміру, які менші від 0,0002 мм. Однак, на основі статистичного аналізу можна стверджувати, що більш проникні породи найчастіше є більш пористими.

Теоретичні та експериментальні дослідження властивостей гірських порід і результати моніторингу промислових даних показують, що при зниженні тиску на вибої свердловини відбувається деформація газонесних пластів. Деформація гірської породи призводить до погіршення фільтраційних властивостей пласта. У процесі дослідження свердловин на різних режимах створюються різні перепади тиску між вибоєм свердловини і контуром дренажування. В результаті цього на різних режимах роботи свердловини пласт деформується по-різному в залежності від багатьох факторів. До них можна віднести: мінералогічний склад порід, ступінь цементованості частинок, що утворюють породу, глибину залягання пласта, механічні властивості колектора, величину депресії на пласт і ін. Тому для кожної породи існують свої закономірності деформацій, причому деформація може бути пружною або залишковою. При розвантаженні пласта пуском свердловини в роботу відбувається розуцільнення гірських порід-колекторів, які знаходяться під тиском [1]. При цьому відбувається зміна пористості, проникності і розмірів форм та каналів, названих в цілому макрошорсткістю.

Слід зазначити, що на практиці визначення середнього діаметра пор є дуже складною задачею. Особливо складною є ця задача для цементованих та тріщинуватих порід. Для її вирішення можна запропонувати методику, основні етапи якої наведено нижче.

Коефіцієнт проникності пов'язаний з коефіцієнтом пористості через відомий вже комплексний параметр $\psi = k/m$, де k – проникність, а m – пористість пласта [2].

Проникність пористого середовища залежить переважним чином від розміру порових каналів, з яких складається поровий простір. Залежність проникності від розміру пор можна отримати з урахуванням законів Дарсі і Пуазейля [3].

Формула Пуазейля для одного капіляра (рис. 1) має вигляд:

$$q = \frac{\pi \Delta P d^4}{16 \cdot 8 \mu L} \quad (1)$$

з урахуванням того, що $r = \frac{d}{2}$; $r^4 = \frac{d^4}{16}$,

де q – дебіт флюїду через 1 капіляр, м³/с;

ΔP – перепад тиску, Па;

d – діаметр отвору капіляра, м;

μ – в'язкість пластового флюїду, Па·с;

L – довжина капіляра, м.



Рис. 1. Капіляр радіусу r довжиною L в гірській породі

Для гірської породи (рис. 2) закон Дарсі записують наступним чином:

$$Q = \frac{kF \Delta p}{\mu L}, \quad (2)$$

де Q – дебіт флюїду через гірську породу, м³/с;

k – проникність гірської породи, м²;

ΔP – перепад тиску, Па;

μ – в'язкість пластового флюїду, Па·с;

L – довжина капіляра, м.

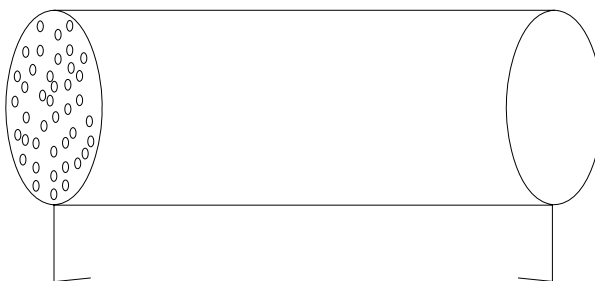


Рис. 2. Гірська порода

Якщо формулу Пуазейля застосувати для кількості капілярів у зразку породи, то вона запишеться так:

$$Q = \left(\frac{\pi d^2 \cdot n}{4} \right) \frac{d^2 \Delta P}{2 \cdot 16 \mu L} = \frac{f d^2 \Delta P}{32 \mu L}. \quad (3)$$

Величина в дужках є сумарна поперечна площа капілярів, її можна позначити буквою f , м².

Прирівняємо праві частини формул (2) і (3) і отримаємо:

$$\frac{f d^2 \Delta P}{32 \mu L} = \frac{k F \Delta P}{\mu L}. \quad (4)$$

Після скорочення ΔP , μ , L і вирішення рівняння відносно d , отримуємо:

$$d_{cp} = \sqrt{\frac{32 k F}{f}} = \sqrt{\frac{32 k}{\left(\frac{f}{F}\right)}} = \sqrt{\frac{32 k}{m}}, \quad (5)$$

тут $\frac{f}{F} = m$; m – коефіцієнт пористості, частка одиниці.

Або, якщо перейти до середнього радіуса пор продуктивного пласта, то формула (5) запишеться наступним чином:

$$r_{cp} = \frac{d_{cp}}{2} = \sqrt{\frac{8 k}{m}} = \sqrt{8 \psi}. \quad (6)$$

Таким чином, знайдено вираз для розрахунку середнього діаметра пор продуктивного пласта.

Спробуємо проаналізувати поведінку коефіцієнта проникності для випадку, коли середній діаметр пор є незмінна величина, а пористість змінюється. Для цього виразимо з формули (5) коефіцієнт проникності як функцію всіх останніх величин

$$k = \frac{d_{cp}^2 m}{32}. \quad (7)$$

Виконаємо нескладні розрахунки для побудови графічної залежності величини проникності k від пористості m , якщо середній діаметр пор залишається незмінним, та встановимо, як змінюватиметься комплексний параметр відношення проникності до пористості $\psi = \frac{k}{m}$

за цих же умов. Нехай $d_{cp} = 1,5 \cdot 10^{-6}$ м. Тоді $d_{cp}^2 = 2,25 \cdot 10^{-12}$ м. А площа одного капіляра дорівнюватиме: $S_{kan} = 0,7853981 \cdot (1,5 \cdot 10^{-6})^2 = 1,7671459 \cdot 10^{-12}$ м².

Складемо таблицю для побудови залежності проникності від пористості при сталому значенні середнього діаметра пор.

Таблиця 1. Залежність проникності від пористості при сталому значенні середнього діаметра пор

$m = 0,05$	$k = \frac{2,25 \cdot 10^{-12} \cdot 0,05}{32} = 3,515625 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$\psi = 70,3125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
$m = 0,1$	$k = \frac{2,25 \cdot 10^{-12} \cdot 0,1}{32} = 7,03125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$\psi = 70,3125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
$m = 0,11$	$k = \frac{2,25 \cdot 10^{-12} \cdot 0,11}{32} = 7,734375 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$\psi = 70,3125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
$m = 0,115$	$k = \frac{2,25 \cdot 10^{-12} \cdot 0,115}{32} = 8,085938 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$\psi = 70,3125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
$m = 0,15$	$k = \frac{2,25 \cdot 10^{-12} \cdot 0,15}{32} = 10,546875 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$\psi = 70,3125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
$m = 0,20$	$k = \frac{2,25 \cdot 10^{-12} \cdot 0,20}{32} = 14,0625 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$\psi = 70,3125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Графічна залежність проникності від пористості має вигляд, наведений на рис. 3.

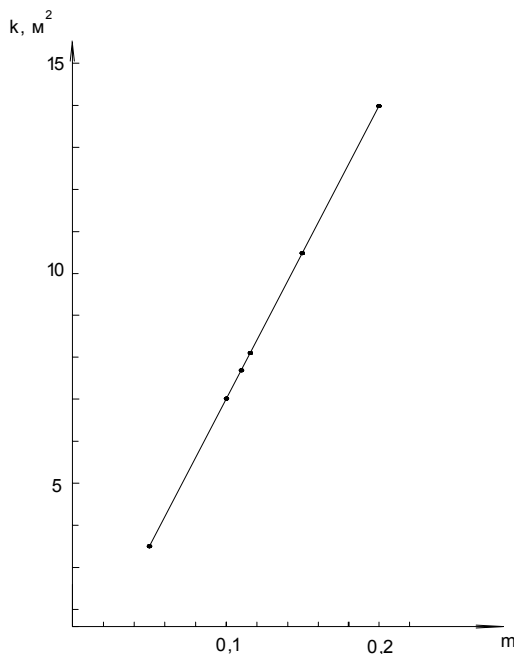


Рис. 3. Графічна залежність проникності від пористості при сталому значенні ψ

Комплексний параметр відношення проникності до пористості при сталому середньому діаметрі пор продуктивного пласта є величина стала і не змінюється при зміні пористості і проникності.

Слід зазначити, що величина r_{cp} , визначена за формулою (6), характеризує радіус пор ідеального пористого середовища, яке характеризується пористістю m і проникністю k . Для реального пористого середовища величина r_{cp} має умовний зміст і не визначає середнього діаметра пор.

За пропозицією Котяхова Ф.І. [4] середній радіус пор реальних пористих середовищ можна знайти за формулою:

$$r_p = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k\varphi}{m}}, \quad (7)$$

де φ – структурний коефіцієнт, що характеризує відмінні особливості будови пористих середовищ реальних колекторів.

Значення φ можна оцінити шляхом вимірювання електричного опору порід. Для керамічних пористих середовищ при зміні пористості від 0,39 до 0,28 за експериментальними даними φ змінюється від 1,7 до 2,6. Структурний коефіцієнт для зернистих порід можна наближено оцінити за емпіричною формулою:

$$\varphi = \frac{0,5035}{m^{1,1}}. \quad (8)$$

Але всі ці формули можливо використовувати тоді, коли вже визначені значення пористості та проникності.

Якщо ж пористість і проникність невідомі, то величину комплексного параметра $\psi = k/m$ можливо визначити раніше, ніж стануть відомими реальні значення пористості і проникності, якщо скористатись новою методикою розрахунку газогідродинамічних параметрів пластів [2]. Завдяки цій же методиці інтерпретації даних газогідродинамічних досліджень стане можливим розрахувати аналітично реальні коефіцієнти пористості та проникності та скористатись формулою (7) для визначення структурного коефіцієнта та середнього діаметра пор реальних середовищ.

Крім того, для вирішення деяких задач підземної газогідродинаміки знання комплексного параметра $\psi = k/m$ дозволяє здійснювати нетрадиційні підходи до розрахунку деяких важливих величин, наприклад, величин коефіцієнтів лінійного та інерційного опорів рівняння припливу продукції до вибою свердловини. Вихідними даними при цьому повинні бути також ефективна товщина продуктивного пласта, густина газу в стандартних умовах та величина зведеного радіусу свердловини:

$$B = \frac{\rho_{am}}{4\pi^2 h^2 r_n^2 l}, \quad (9)$$

де r_n – зведений радіус свердловини, м;

h – ефективна товщина продуктивного пласта, м;
 B – коефіцієнт інерційного опору рівняння припливу газу до вибою свердловини, Па/(м³/с)²;

ρ_{am} – густина газу в стандартних умовах, кг/м³;

l – параметр макрошорсткості гірської породи, м.

Параметр макрошорсткості l розраховують, використовуючи формули (10) і (11) [5]

$$l = \frac{1}{\beta^*}, \quad (10)$$

$$\beta^* = \frac{63 \cdot 10^6}{\left(\frac{k}{m}\right)^{3/2}}, \quad (11)$$

де β^* – структурний коефіцієнт звивистості і непостійного перетину порових каналів [4], 1/м;

m – коефіцієнт пористості продуктивного пласта, частка одиниці;

$63 \cdot 10^6$ – кореляція А.І. Ширковського [5].

Якщо розраховано коефіцієнт B , другий коефіцієнт рівняння припливу можна розрахувати, використовуючи двочленну формулу припливу пластового флюїду до вибою свердловини.

Висновки. Підсумовуючи викладене, можна констатувати, що величина середнього діаметра пор пласта та можливість її знаходження мають неабияке значення для вирішення практичних задач підземної газогідродинаміки. Показано, що комплексний параметр відношення проникності до пористості при незмінній величині середнього діаметра пор досліджуваного пласта є сталою величиною і не змінюється при зміні проникності та пористості. Крім того, визначивши такий показник, як середній діаметр пор продуктивного пласта, можна вирішувати інші аналітичні задачі по визначенню цілого ряду газогідродинамічних параметрів, які розширюють інформаційний спектр досліджуваних свердловин.

Література

1. Руководство по исследованию скважин / А.И.Гриценко, З.С.Алиев, О.М.Ермилов, В.В.Ремизов, Г.А.Зотов. – М.: Наука, 1995. – 522 с.
2. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа / Э.Б.Чекалюк. – К.: Государственное издательство технической литературы УССР, 1961. – 286 с.
3. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К.Гиматудинов, А.И.Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 310 с.
4. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И.Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 362 с.

5. Коротаяев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю.П.Коротаяев, А.И.Ширковский. – М. Недра, 1984. – 487 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 14.03.2016 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Бойком В.С.,
д.т.н., професором Дорошенком В.М. (м. Київ)*

**ANALYTICAL DEFINITION OF GAS RESERVOIR
HYDRODYNAMIC PARAMETERS CHANGES DURING
THEIR DEVELOPMENT PROCESS**

O. O. Akulshyn¹, V. V. Solovyov², O. R. Kondrat³, M. M. Roy²

¹*PAS «Ukrainian Oil and Gas Institute»;*

04053, Kiev, Kudryavsky uzviz, 7

²*Poltava National Technical University named by Yuri Kondratiuk;*

01124, Poltava, May day boulevard, 36

³*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;*

76019, Ivano-Frankivsk, Carpats'ka str., 15;

ph./fax +380 (342) 72-71-41; e-mail: alexkondratr@gmail.com

According the results of analytical studies the interrelation of the average diameter of the pores and hydrodynamic parameters of the wells was determined.

Key words: *porosity, permeability, average pore radius.*