

## ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМУ ТА РАДІУСА ДРЕНУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ПСГ

П.Р.Гімер, М.П.Муж

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40098,  
e-mail: gidro@nuing.edu.ua

*Розглядається методика визначення об'єму та радіуса дренивання експлуатаційно-нагнітальних свердловин ПСГ на основі даних про їх конструкцію і результатів газодинамічних досліджень свердловин на ustalених режимах роботи. Наводиться приклад розрахунку цих параметрів для свердловини одного з газосховищ України.*

Ключові слова: газосховище, ПСГ, свердловина, об'єм дренивання, радіус дренивання

*Рассматривается методика определения объема и радиуса дренирования эксплуатационно-нагнетательных скважин ПХГ на основе данных об их конструкции и результатов газодинамических исследований скважин на установленных режимах работы. Приводится пример расчета этих параметров для скважины одного из газохранилищ Украины.*

Ключевые слова: газохранилище, ПХГ, скважина, объем дренирования, радиус дренирования

*The article is considering the method of finding drainage volume and the drainage radius of injection-withdrawal wells of UGSF on basis of well design data and steady state mode gas-dynamics well test results. Calculations of those values for well of one of Ukraine gas storage are given as an example.*

Keywords: gas storage, UGSF, well, drainage volume, drainage radius

Більшість підземних сховищ газу (ПСГ) в світі, а в Україні всі, створені у виснажених нафтогазових покладах або у водоносних пластах [5]. Зрозуміло, що за таких умов свердловина є і буде залишатися основним джерелом інформації про роботу пластової частини газосховища. Регулярні газодинамічні дослідження експлуатаційно-нагнітальних свердловин ПСГ необхідні не тільки для контролю за ефективністю їхньої роботи, а і для моніторингу роботи газосховища в цілому. Основною метою таких досліджень є встановлення взаємозв'язку між дебітом газу і термобаричними умовами роботи свердловини (тиск і температура на вибої і гирлі свердловини, депресія або репресія на пласт та ін.) [6].

Специфікою роботи ПСГ є циклічна взаємодія свердловини і пласта: нагнітання газу в пласт чергується з його відбиранням. Тому, у випадку ustalеної експлуатації газосховища, для кожної свердловини в покладі формується певна область, з якою вона постійно взаємодіє, в якій фільтрація газу відбувається у напрямку до свердловини (у випадку відбирання газу) чи від неї (у випадку нагнітання газу). Метою даної роботи є розробка простої методики визначення відповідного об'єму і радіуса дренивання експлуатаційно-нагнітальної свердловини ПСГ [0]. Регулярне визначення цих параметрів для всіх експлуатаційно-нагнітальних свердловин сховища дасть можливість більш точно оцінювати об'єм дренивання сховища в цілому, відслідковувати динаміку його зміни, оцінювати інтерференцію свердловин, прогнозувати режим вибіркового нагнітання в поклад тощо.

Вихідні дані для розрахунку формуються на основі інформації, отриманої в ході створення і циклічної експлуатації ПСГ. Сюди відносяться:

- дані щодо конструкції свердловини:
  - номер свердловини та горизонту;
  - інтервал перфорації, кількість отворів на 1 п.м. та розкрита ефективна товщина горизонту;
  - інтервал продуктивного горизонту;
  - внутрішній діаметр і глибина спуску НКТ;
  - пористість продуктивних прошарків горизонту (за даними геофізичних дослідження свердловини після буріння);
  - аналіз складу газу, відносна густина газу, або густина за нормальних чи стандартних умов;
  - результати газодинамічних досліджень свердловин:
    - затрубний  $p_{затр}$  і буферний  $p_{буф}$  тиски ustalеного технологічного режиму роботи свердловини;
    - температура газу;
    - дебіт газу;
    - крива відновлення статичного тиску після зупинки свердловини, час стабілізації режиму після її пуску, коли  $p_{буф} = p_{затр} = p_{стат}$ , та їх тривалість в часі.

Обробка вихідних даних проводиться в наступній послідовності.

Першим етапом розрахунку є визначення фізичних властивостей газу, який рухається в свердловині.

Якщо відомий тільки компонентний склад газу, то використовуючи його визначаємо відносну густину газу  $\Delta$ :

$$\Delta = \frac{\sum_{i=1}^n M_i r_i}{28,96}, \quad (1)$$

де:  $M_i$  – молярна маса  $i$ -го компонента природного газу, кг/кмоль;  $r_i$  – об'ємна доля  $i$ -го компонента природного газу у долях одиниць; 28,96 кг/кмоль – молярна маса повітря.

Таблиця 1 – Характеристика індивідуальних компонентів природного газу

Назва компоненту	Хімічна формула	Молярна маса, кг/кмоль	Критичний тиск, МПа	Критична температура, К
метан	CH <sub>4</sub>	16,043	4,600	190,6
етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,070	4,884	305,4
пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	4,246	369,8
ізобутан	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,124	3,648	408,1
н-бутан	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,124	3,797	425,2
ізопентан	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,151	3,384	460,4
н-пентан	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,151	3,375	469,6
азот	N <sub>2</sub>	28,013	3,394	126,2
вуглекислий газ	CO <sub>2</sub>	44,010	7,376	304,2

Обчислюємо псевдокритичні параметри газу [0].

Псевдокритичний тиск природного газу визначають за залежністю:

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n P_{кр_i} \cdot r_i, \quad (2)$$

де  $P_{кр_i}$  – критичний тиск  $i$ -го компонента природного газу, МПа.

Псевдокритичну температуру природного газу визначають за залежністю:

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр_i} \cdot r_i, \quad (3)$$

де  $T_{кр_i}$  – критична температура  $i$ -го компонента природного газу, К.

Значення молярної маси, критичних тисків та температур індивідуальних компонентів природного газу наведені в табл. 1 [9].

Якщо відносна густина газу відома з даних досліджень свердловини, то псевдокритичні тиск та температуру газу можна визначити за залежностями:

$$P_{кр} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{ст.у.}), \text{ МПа} \quad (4)$$

$$T_{кр} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст.у.}), \text{ К} \quad (5)$$

де  $\rho_{ст.у.}$  – густина газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>, яка визначається через відносну густину газу  $\Delta$  за формулою:

$$\rho_{ст.у.} = 1,205 \cdot \Delta, \text{ кг/м}^3. \quad (6)$$

Другим етапом розрахунку об'єму дронування є визначення величини вибійних тисків за барометричною формулою [1, 6] згідно з таким алгоритмом:

1. В першому наближенні приймаємо, що середній тиск в свердловині дорівнює затрубному тискові.

2. Визначаємо середню температуру в свердловині за формулою

$$T_{сер} = \frac{(T_{виб} - T_{гир})}{\ln \frac{T_{виб}}{T_{гир}}}, \quad (7)$$

де:  $T_{виб}$  – температура газу на вибої свердловини (приймається рівною пластовій температурі);

$T_{гир}$  – гирлова температура газу при роботі вимірювача.

3. Визначаємо зведений середній тиск та зведену середню температуру:

$$P_{зв} = \frac{P_{сер}}{P_{кр}} \quad \text{та} \quad T_{зв} = \frac{T_{сер}}{T_{кр}}. \quad (8)$$

4. Визначаємо значення коефіцієнта стисливості газу за середніх термодинамічних умов [7, 8]:

для інтервалу зведених тисків 0,1-0,5 за формулою

$$z_{сер} = 2 \cdot (P_{зв} + 1)^{0,1876/T_{зв}^{3,5}} - 1, \quad (9)$$

для інтервалу зведених тисків 0,5-3 за формулою

$$z_{сер} = 2 \cdot \left( \frac{1,21}{P_{зв} + 1} \right)^{\frac{0,529}{T_{зв}^{4,4}}} - 1. \quad (10)$$

5. Визначаємо параметр  $S$  для свердловини

$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L_{НКТ}}{z_{сер} \cdot T_{сер}}, \quad (11)$$

де:  $\Delta$  – відносна густина газу до повітря;  $L_{НКТ}$  – глибина спуску НКТ

6. Визначаємо в першому наближенні тиск на вибої свердловини

$$P_{виб} = P_{гир} \cdot e^S, \quad (12)$$

де  $P_{гир}$  – гирловий тиск (приймаємо значення затрубного тиску з газодинамічних досліджень).

7. Визначаємо середній тиск в свердловині

$$P_{сер} = \frac{P_{гир} + P_{виб}}{2}. \quad (13)$$

8. Повторюємо розрахунок (п.3-п.7) визначаючи при цьому вибійний тиск в другому наближенні.

9. Порівнюємо отримані значення вибійного тиску в першому та другому наближеннях. Якщо їх різниця перевищує задану точність, наприклад 0,01 МПа, то розрахунок повторюємо з п.3 до досягнення заданої точності.

Використовуючи отримані дані, будуємо залежність  $P_{виб}^2 = f(Q)$  (рис. 1). Причому, якщо використовуються дані дослідження свердловин, що отримані в період відбору газу, то точки відкладаються в додатній області осі абсцис, а якщо в період нагнітання газу, то у від'ємній.

Для значення  $Q = 0$  маємо величину  $p_{виб}^2 = p_{пл}^2$ . А для  $p_{виб}^2 = p_{атм}^2$  з графіка отримаємо значення дебіту  $Q_0$ , тис.м<sup>3</sup>/добу, який, будучи помножений на час стабілізації  $t$  (чи час відновлення статичного тиску після зупинки свердловини), дає величину порового об'єму зони дренування свердловини:

$$W_0 = Q_0 \cdot t. \quad (14)$$

Тоді загальний дренований об'єм пласта буде рівний

$$W = \frac{W_0}{m}, \quad (15)$$

де  $m$  – середня по інтервалу перфорації пористість пласта.

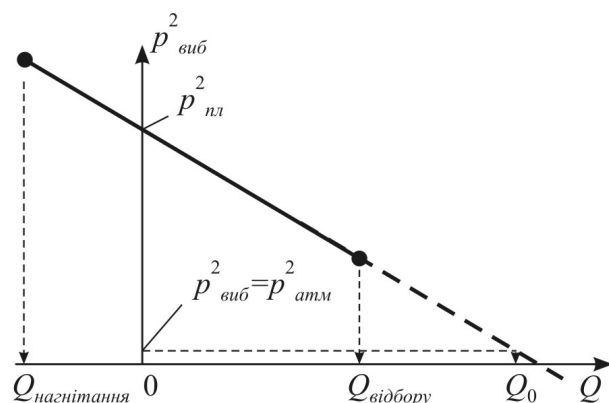


Рисунок 1 – Графік залежності  $p_{виб}^2 = f(Q)$  для визначення об'єму дренування  $W$  привибійної зони свердловини

У випадку плоско-радіальної фільтрації для відомої товщини перфорованого інтервалу  $h$  радіус контуру живлення свердловини визначається як:

$$R = \sqrt{\frac{W}{\pi \cdot h}}, \quad (16)$$

Наведемо приклад розрахунку зони дренування експлуатаційної свердловини одного з газосховищ України.

Вихідні дані щодо характеристики свердловини за результатами дослідження після буріння наведено в табл. 2, а результати газодинамічних досліджень цієї свердловини в період відбирання газу наведені в табл. 3.

Визначення вибієного тиску проводилося за вище описаною методикою, а тому з табл. 3 фактично використовувалися дані щодо часу стабілізації, значення затрубного тиску і температури на вимірювачі та дебіту газу.

Відповідно до фактичних даних глибина спуску НКТ складає 1425,5 м, середня пористість на розкритому інтервалі складає 29,78%, пластова температура 314 К, Відносна густина газу за повітрям 0,584, товщина продуктивного горизонту, що розкрита перфорацією складає 9,2 м.

Результати розрахунку вибієного тиску наведено в табл. 4, а на рис. 2 побудовано відповідний графік залежності  $p_{виб}^2 = f(Q)$ . Згідно цього графіку для даної свердловини було отримано значення вільного дебіту  $Q_0 = 1261,04$  тис.м<sup>3</sup>/добу.

Оскільки для даного ПСГ криві відновлення статичного тиску та стабілізації при дослідженні свердловин відсутні. Тому з певним наближенням можна прийняти, що час стабілізації рівний сумі часу роботи свердловини на режимах. Це дозволяє наближено оцінити об'єм зони дренування.

Визначаємо поровий об'єм зони дренування свердловини за формулою (14):

$$W_0 = 1261,04 \cdot \frac{115}{60 \cdot 24} = 100,71 \text{ тис.м}^3,$$

де час стабілізації прийнято  $t = 115$  хв.

Визначаємо загальний об'єм покладу зони дренування свердловини за формулою (15):

$$W = \frac{100,71}{0,2978} = 338,14 \text{ тис.м}^3.$$

Таблиця 2 – Характеристика свердловини після буріння

Робочий горизонт	Інтервал пласта, м		Інтервал перфорації, м		Товщина продуктивного пласта розкрита перфорацією, м	$mh$ свердловини	Ефективна товщина, м
М-7	1427,2	1436,0	1427,0	1436,0	8,2	2,74	8,2
	1438,0	1442,2	1429,0	1439,0	1,0		4,2
	1442,8	1457,2					11,4
	1493,6	1515,0					

Таблиця 3 – Результати газодинамічних досліджень свердловини

№ режиму	Час стабілізації, хв.	Абсолютний тиск, атм (МПа)			Температура на вимірювачі, К	Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /добу
		вимірювача	вибієний	затрубний		
1	30	98,6 (9,67)	114,9 (11,27)	101,7 (9,97)	287,1	72
2	40	85,6 (8,39)	110,9 (10,88)	98,1 (9,62)	287,6	168
3	45	81,9 (8,03)	105,5 (10,35)	93,3 (9,15)	288,1	264

Таблиця 4 – Результати розрахунку вибійного тиску для свердловини

№ режиму	Абсолютний затрубний тиск, ата (МПа)	Пластова температура, К	Температура на вимірювачі, К	$e^s$	Тиск на вибої $p_{виб}$ , ата (МПа)	$(p_{виб})^2$
1	101,7 (9,97)	314	287,1	1,1416	116,10 (11,39)	129,7
2	98,1 (9,62)	314	287,6	1,1405	111,89 (10,97)	120,3
3	93,3 (9,15)	314	288,1	1,1392	106,28 (10,42)	108,6

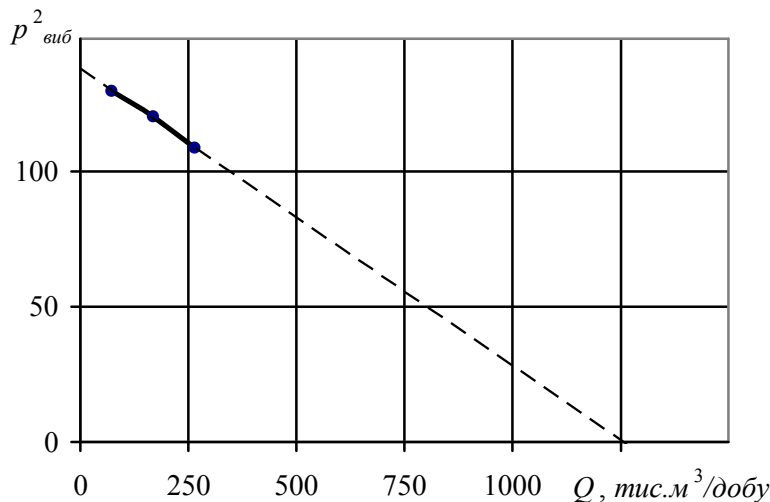


Рисунок 2 – Графік залежності  $p_{виб}^2 = f(Q)$  для вибраної свердловини

Визначаємо радіус контуру живлення свердловини за залежністю (16):

$$R = \sqrt{\frac{338,14 \cdot 10^3}{3,1415 \cdot 9,2}} = 108,2 \text{ м.}$$

Наведений приклад демонструє достатню простоту використання запропонованої методики на практиці. За умови регулярного проведення газодинамічних досліджень експлуатаційних свердловин розрахунок для останніх об'єму і радіуса дренивання, з наступним визначенням загального для газосховища об'єму дренованої області, дає нам додатковий механізм моніторингу і контролю за роботою ПСГ нарівні з відомим методом годографу [0].

Таким чином, наведена методика визначення об'єму зони дренивання свердловин може бути рекомендована як складова частина поточного контролю експлуатації ПСГ.

### Література

1 Басниев К.С. Подземная гидромеханика [Текст] : [Учебник для вузов] / К.С.Басниев, И.Н.Кочина, В.М.Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с. – ISBN 5-247-02323-4.  
 2 Гімер П.Р. Визначення зони дренивання свердловин ПСГ [Електронний ресурс] / П.Р.Гімер // Матеріали МНТК «Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці» «ІФНТУНГ-40» – м. Івано-Франківськ, 16-20 квітня 2007 р. – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM) ; 12 см. – Систем. вимоги : Pentium-266 ; 32 Mb RAM ; Windows 95, 98, 2000, XP ; MS Word 97-2000. – Назва з контейнера.

3 Гімер П.Р. 3 історії розвитку методів аналізу циклічної експлуатації ПСГ [Текст] / П.Р.Гімер, Р.В.Кохтюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №2(8). – С.107-110.

4 Гімер Р.Ф. Газова динаміка [Текст] / Р.Ф.Гімер., П.Р.Гімер. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 228 с. – ISBN 966-7327-35-3.

5 Гімер Р.Ф. Підземне зберігання газу. Частина 1: Створення підземних сховищ газу [Текст] / Р.Ф.Гімер, П.Р.Гімер, М.П.Деркач. – Львів: Центр Європи, 2007. – 224 с. – ISBN 978-966-7022-73-0

6 Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин [Текст] / [Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева]. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

7 Касперович В.К. Практичні залежності для розрахунку коефіцієнта стисливості [Текст] / В.К.Касперович // Нафтова і газова промисловість. – 1996. №4. – С. 43-44.

8 Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу [Текст] / В.К.Касперович. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – С. 16-17.

9 Рид Р. Свойства газов и жидкостей [Текст]: Справочное пособие / Р.Рид, Дж.Праусниц, Т.Шервуд. – [Пер. с англ. под ред. Б.И.Соколова]. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.

Стаття постуила в редакційну колегію  
22.07.09

Рекомендована до друку професором  
Грудзом В.Я.