

poverhnosti diska chastichno pogrzhennogo v jidkost y obduvaemogo gazovym teplonositelem. 2014 Annual International Conference «Trends of modern science – 2014», 57–59.

5. Olevsky, V. M. (Ed.) (1988) Plenochnaya teplo- I massoobmennaya aparatura. Processy I apparaty himicheskoy I neftehimicheskoy tehnologii [Heat and mass transfer typical arrangement. Processes and apparatus of chemical and petrochemical technologies]. Moscow: Chemistry, 240.

6. Rudnytska, G. A., Kamensky, T. A., Kirsenko, T. V. (2009). Fizichna himija: Termodinamika. Fazovi rinvovagy ta rozchiny. Method. vkazivki do laboratornih robit dlya studentiv naprjamu pidgotovky 6.051301 "Himichna tehnoloigija" [Physical Chemistry: Thermodynamics. Phase equilibria and solutions. Methodical instructions for laboratory work for students training direction 6.051301 "Chemical Engineering" for all forms of education]. Kyiv: NTU "KPI", 64.

Рекомендовано до публікації д-р техн. наук Мельник В. М.  
Дата надходження рукопису 27.03.2015

**Ружинська Людмила Іванівна**, кандидат технічних наук, доцент, кафедра біотехніки та інженерії, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», пр. Перемоги, 37, м. Київ, Україна, 03056  
E-mail: ruzhli@ukr.net

**Булах Наталія Миколаївна**, кафедра біотехніки та інженерії, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», пр. Перемоги, 37, м. Київ, Україна, 03056  
E-mail: stelladinatale@mail.ru

УДК 622.691.4

DOI: 10.15587/2313-8416.2015.41387

## ОПТИМІЗАЦІЯ ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ ЦИКЛІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОСХОВИЩ

© В. О. Заєць, Д. Ф. Тимків, М. В. Крихівський

*У даній роботі вирішується проблема оптимізації технологічних параметрів циклічної експлуатації підземних сховищ газу в газовому режимі. Для цього визначена цільова функція, що виражає необхідну потужність компресорної станції для нагнітання газу в сховище. Мінімізація її дозволить знайти необхідні технологічні параметри, наприклад, витрату та пластовий тиск, що змінюються в часі. Обмеження та цільова функція приведені до лінійного вигляду. Розв'язування задачі виконано симплекс-методом*

**Ключові слова:** підземне сховище газу, оптимізація, симплекс-метод, математична модель, компресорна станція

*The problem of optimization of process parameters of cyclic operation of underground gas storages in gas mode is determined in the article. The target function is defined, expressing necessary capacity of compressor station for gas injection in the storage. Its minimization will find the necessary technological parameters, such as flow and reservoir pressure change over time. Limitations and target function are reduced to a linear form. Solution of problems is made by the simplex method*

**Keywords:** underground gas storage, optimization, simplex method, mathematical model, compressor station

### 1. Вступ

Підземні сховища газу (ПСГ) використовують для регулювання сезонної нерівномірності його споживання, забезпечення транзиту, вирішення стратегічних завдань у разі екстремальних ситуацій та інших валивих цілей. Збільшення числа діючих ПСГ та зростання їх ролі в газопостачанні споживачів вимагає оперативного регулювання й оптимізації параметрів експлуатації штучних газових покладів. ПСГ являє собою складний комплекс функціонально пов'язаних систем наземного та підземного обладнання, що працює в циклічному режимі при збереженні необхідного обсягу буферного об'єму. Актуальною є задача математичного моделювання оптимізації, яка дозволяє оптимізувати такі показники: обсяг газу, що відбирається за сезон; необхідне число експлуатаційних скважин; загальна витрата газу або тиск. Зважаючи

на складність фізико-хімічних процесів, що відбуваються в пласті-колекторі, є значна неоднозначність інтерпретації даних газодинамічних досліджень, одержуваних в умовах значної невизначеності.

Для цих цілей може бути використана математична модель оптимізації, яка дозволяє оптимізувати такі показники: обсяг газу, що відбирається за сезон; необхідне число експлуатаційних скважин; загальна витрата газу або тиск. При цьому економічними критеріями ефективності обрані мінімальний буферний об'єм газу, вартість зберігання газу, експлуатаційні витрати.

Аналіз процесів, що відбуваються при експлуатації пласта-колектора та свердловинного обладнання в умовах неповноти геолого-промислової інформації, показує необхідність розробки моделей, що по можливості враховують комплекс осно-

вних характеристик процесів закачування/відбору газу ПСГ.

**2. Аналіз літературних джерел**

Вперше метод оптимізації техніко-економічних показників ПСГ при пружно-водонапірному режимі роботи запропонований в роботі [1]. Метою рішення задачі було визначення оптимального співвідношення числа експлуатаційних свердловин, потужності компресорної станції та обсягу буферного газу. Критерієм оптимальності приймалися мінімальні приведені витрати на зберігання газу.

У роботі [2] в якості оптимізованих показників ПСГ розглядалися: обсяг активного газу, витрата газу, розміщення ПСГ в технологічному ланцюжку «газовий промисел – магістральний газопровід – ПСГ – споживач». Метою оптимізації ставилася мінімізація сумарних витрат на зберігання газу.

Оптимізаційна модель на основі розв’язування задачі лінійного програмування запропонована в [3]. Цільовою функцією, що підлягала максимізації, прийнятий сумарний дебіт свердловин ПСГ в режимі відбору за заданий інтервал часу. Введені фізичні обмеження задачі по депресії на пласт і дебіту з урахуванням суперпозиції свердловин. Для вирішення оптимізаційної задачі розраховуються функції впливу свердловин. Модель пласта складається з трьох продуктивних шарів. Вихідними даними для моделювання були: початковий обсяг газу, пластова температура, щільність газу, число та радіус свердловин, середні значення потужності пласта, пористості та проникності. Моделювання передбачало використання принципу суперпозиції в часі та в просторі. З використанням симплекс-методу отримано розподіл оптимальних дебітів газу для кожної свердловини по місяцях в період жовтень–березень.

**Постановка задачі.** Сформулювати та розв’язати задачу визначення оптимальних технологічних параметрів циклічної експлуатації ПСГ в газовому режимі.

**3. Розробка математичної моделі оптимізації основних параметрів циклічної експлуатації підземних газосховищ. Результати досліджень**

Відомо, що важливими характеристиками газосховища в будь-яких гірничо-геологічних умовах, які впливають на інші його параметри, є верхня та нижня межа пластового тиску. Враховуючи особливості будови пласта-колектора, характер розміщення експлуатаційних свердловин по площі, обладнання сховища системою підготовки газу та параметри роботи компресорної станції, показники циклічної експлуатації розраховуються для одно і багатопластових підземних сховищ газу (рис. 1, 2).

Методика розрахунку передбачає використання симплекс-методу, який дозволяє знайти оптимальні показники [4]. Розв’язується система лінеаризованих рівнянь і нерівностей, що описують рух газу з магістрального газопроводу до пласта та назад.

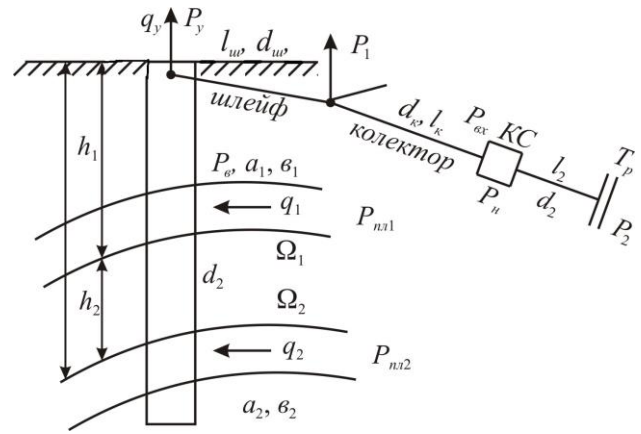


Рис. 1. Технологічна схема розрахунку оптимального режиму роботи багатопластового сховища при нагнітанні (відборі) газу

1. Рівняння матеріального балансу [5]:

$$V(t) = \frac{\bar{P}_1 \sigma_1}{Z_1 P_{am}} \Omega_1 + \frac{\bar{P}_2 \sigma_2}{Z_2 P_{am}} \Omega_2, \quad (1)$$

де  $V(t)$  – об’єм газу, приведений до нормальних умов на момент часу  $t$ ;  $\bar{P}_1, \bar{P}_2$  – середні пластові тиску в першій і другій зонах;  $Z_1, Z_2$  – коефіцієнти стисливості, відповідні тискам  $\bar{P}_1, \bar{P}_2$ ;  $\sigma_1, \Omega_1, \sigma_2, \Omega_2$  – газонасичені обсяги порового простору в першій і другій зонах.

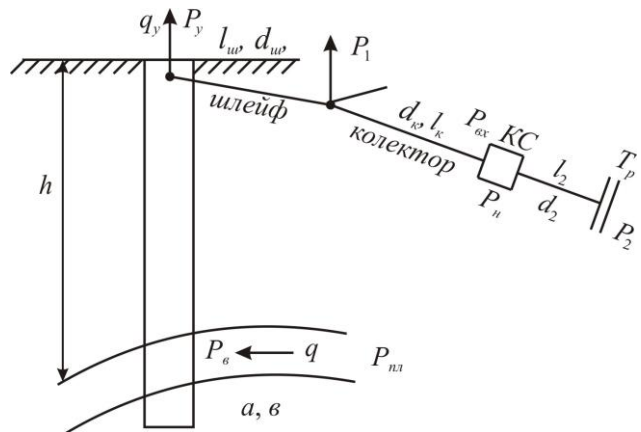


Рис. 2. Технологічна схема розрахунку оптимального режиму роботи однопластового сховища при нагнітанні (відборі) газу

Диференціюючи рівняння (1) за часом і відобразивши отримані функції дебіту газу та пластового тиску в кусково-лінійній формі, отримуємо рівняння (2) в лінеаризованій формі:

$$a_1(\ell) \cdot q(\ell) + a_2(\ell) \cdot q(\ell+1) + a_3(\ell) \cdot P(\ell) + a_4(\ell) \cdot P(\ell+1) = 0, \quad (2)$$

де  $a_1(\ell), a_2(\ell), a_3(\ell), a_4(\ell)$  – деякі коефіцієнти (далі всі коефіцієнти будемо позначати через  $\alpha$  з деяким символом);  $\ell$  – номер інтервалу розбивки.

2. Обмеження забійного тиску:

$$P_3(l) = P(l) + a_5(l)q(l) \leq P_{3, \max} \quad (3)$$

У даному прикладі максимальний забійний тиск визначався відповідно з межею міцності свердловинного обладнання.

3. Обмеження тиску на виході компресорної станції при закачуванні газу:

$$P_4(l) = \alpha P(l) + a_6(l)q(l) \leq P_{4, \max} \quad (4)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт, що характеризує втрати тиску по стовбуру свердловини; визначається за відомою формулою руху газу по вертикальній трубі. Тут обмеження вибиралося аналогічно обмеженням п. 3.

4. Обмеження пропускної здатності КС:

$$q \leq \frac{N_{уст}}{f(P_H, P_B)} \quad (5)$$

де  $N_{уст}$  – установочна потужність КС;  $f(P_H, P_B)$  – функція, що характеризує зв'язок потужності КС, витрати газу через неї й тиску нагнітання та всмоктування ( $P_H, P_B$ ). Приймалося за умову адиабатичне стискування.

Функцію  $f(P_H, P_B)$  потрібно розкласти в ряд Фур'є, в якому вона (з урахуванням того, що функція тиску є кусково-лінійною функцією) визначається номером інтервалу розбиття функції пластового тиску по циклу роботи сховища (у нашому випадку по періоду закачування газу). Після деяких перетворень отримуємо вираз

$$a_7(l) \cdot P(l) + a_8(l) \cdot q(l) \geq a_9(l) \quad (6)$$

5. Обмеження на витрату газу знизу і зверху:

$$q(l) \leq q_{\max}(l); \quad q(l) \geq q_{\min}(l) \quad (7)$$

Ці обмеження обумовлюють зв'язок роботи ПСГ з вимогами споживача та постачальника (магістрального газопроводу). Значення  $q_{\max}(l)$  і  $q_{\min}(l)$  вважаємо заданими. Наприклад, максимальний дебіт при закачуванні визначався ресурсами газу в постачальника, а при відборі були обмеження у відповідності до вимог споживачів.

6. Умова подачі газу споживачеві:

$$P_4 \geq P_5, \text{ якщо у відборі не бере участі КС;}$$

$$P_5 \geq P_6, \text{ якщо у відборі бере участь КС;}$$

Виражаючи в цій нерівності  $P_5(P_4)$  через пластовий тиск ( $P$ ) і витрату газу ( $q$ ) і враховуючи, що  $P_6(P_5)$  задано, отримуємо цю нерівність у вигляді

$$\alpha \cdot P(l) + a_{10}(l) \cdot q(l) \leq a_{11}(l) \quad (8)$$

7. Умова циклічності експлуатації сховища:

$$\sum_{l=1}^{l=5} q(l) = \sum_{l=s+1}^{l=2N} q(l) \quad (9)$$

Ця умова характеризує рівність обсягів закачування та відбору газу. У формулі (9)  $2 \cdot N$  – число розбиття циклу роботи підземного сховища газу на інтервали кусково-лінійної функції витрат газу та тиску в пласті.

Отже, рівняння і нерівності (1)–(9), об'єднані в систему визначають обмеження оптимізації, яку для завершеності задачі слід доповнити цільовою функцією. Всі витрати на зберігання газу визначаються необхідною потужністю КС [6]:

$$N_{kc}(t) = \frac{m}{m-1} P(t)q(t)(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1), \quad (10)$$

де  $m = 0,3 \div 0,4$ ,  $\varepsilon$  – ступінь стиску газу. Для використання симплекс-методу рівняння (10) необхідно привести до лінійного вигляду.

Виконані розрахунки дозволили знайти оптимальну витрату (рис. 3) та тиск в ПСГ. Активний обсяг газу склав 660 млн. м<sup>3</sup> при обсязі газу в пласті 835 млн. м<sup>3</sup>. Такий великий відсоток активного об'єму (80 %) по відношенню до загального визначився завдяки низькому тиску в магістральному газопроводі (2,0 МПа) при відборі і високому тиску, наприкінці закачки (105 кгс/см<sup>2</sup>).

У розрахунках використана наступна гіпотетична модель. Область, зайнята газом, представлена двома зонами: перша – зона розташування експлуатаційних свердловин, де має місце квадратичний закон фільтрації газу, і друга – зона між контуром газоносності і першою зоною, де залежність витрати газу від відстані до джерела (стоку) підпорядковується логарифмічному закону. Прийняті наступні характеристики пласта-колектора: потужність  $h=5$  м, пористість  $m=20$  %, проникливість однорідного пласта  $K=2D$ , радіуси розглянутих зон  $R_1=1250$  м,  $R_2=500$  м, середні коефіцієнти фільтраційного опору  $A=0,4$  і  $B=0,0005$ .

Експлуатаційні свердловини мають однакову конструкцію: діаметр НКТ  $d_{вн}=7,59$  см, довжина  $L_{нкт}=800$  м. Середній шлейф має діаметр  $d_{ш}=150$  мм і довжину  $L_{ш}=2$  км. Відбір газу зі сховища проводиться без компресорним способом. Закачування здійснюється через компресорну станцію з установленою потужністю  $N_{уст}=4000$  кВт. Така модель практично повністю описує роботу будь-якого підземного сховища газу, оскільки деякі зміни в технічному ланцюгу можуть бути враховані за рахунок зміни наявних у даному прикладі параметрів (наприклад, втрати тиску на спорудах очистки газу можуть бути компенсовані відповідними втратами в шлейфі; зміна конструкції забою свердловини може бути компенсовано відповідними змінами в рівнянні припливу газу за рахунок недосконалості свердловини і т. ін.).

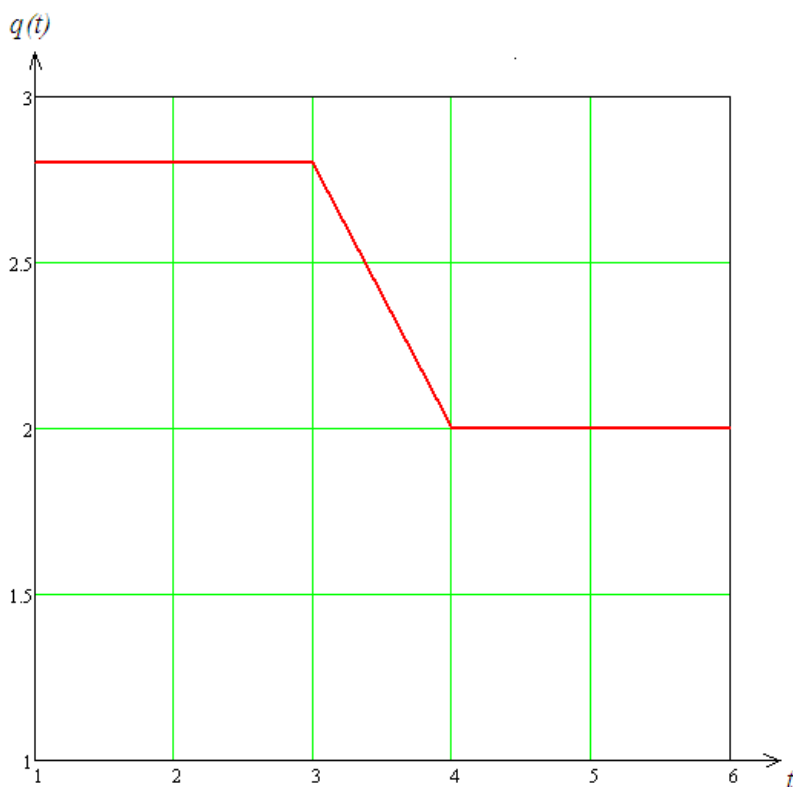


Рис. 3. Зміна витрати газу при нагнітанні

#### 4. Висновки

Запропонована модель дозволяє визначити оптимальні технологічні показники підземного газосховища на період його циклічної експлуатації. Її можна використовувати для розрахунку газосховищ, що експлуатуються в газовому режимі.

#### Література

1. Ширковский, А. И. Оптимизация технико-экономических показателей ПХГ при упруго-водонапорном режиме эксплуатации [Текст] / А. И. Ширковский, Г. Г. Гершанович // Газовая промышленность. – 1998. – № 3. – С. 46–50.

2. Ковалко, М. П. Трубопроводный транспорт газа [Текст] / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз та ін. – К.: Агенство з раціонального використання енергії та екології. – Недра, 2002. – 600 с.

3. Caglar, S. Optimization of Energy Production from an Underground Gas Storage Reservoir [Text] / S. Caglar, G. Fevzi, M. Serkan // Energy Sources. – 2000. – Vol. 22, Issue 5. – P. 465–477. doi: 10.1080/00908310050013875

4. Кузнецов, Ю. Н. Математическое программирование [Текст] / Ю. Н. Кузнецов, В. И. Кузубов, А. Б. Волощенко. – М.: Высш. школа, 1980 – 302 с.

5. Грудз, В. Я. Обслуговування і ремонт газопроводів [Текст] / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків та ін. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711 с.

6. Грудз, В. Я. Технічна діагностика трубопроводних систем [Текст] / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків та ін. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 511 с.

#### References

1. Shyrkovskyy, A. I., Hershanyovych, G. G. (1998). Optimization techno-economic indicators in the UGS-elastic regime водонапорном ikspluatatsyy. A gas industry, 3, 46–50.

2. Kovalko, M. P., Hrudz, V. Y. et. al. (2002). Gas Pipeline. Kiev: Agency for Rational Energy Use and Ecology. Nedra, 600.

3. Caglar, S., Fevzi, G., Serkan, M. (2000). Optimization of Energy Production from an Underground Gas Storage Reservoir. Energy Sources, 22 (5), 465–477. doi: 10.1080/00908310050013875

4. Kuznetsov, N., Kuzubov, V. I., Voloschenko, A. B. (1980). Mathematical Programming. Moscow: High society. School, 302.

5. Grudz, V. Y., Tymkiv, D. F. et. al. (2009). Maintenance and repair of pipelines. Ivano-Frankivsk: Lily-NB, 711.

6. Grudz, V. Y., Tymkiv, D. F. (2012). Technical diagnostics pipeline systems. Ivano-Frankivsk: Lily-NB, 511.

Дата надходження рукопису 19.03.2015

**Заєць Віктор Олександрович**, Заступник начальника Управління забезпечення надійності транспортування газу та нафти Виробничого департаменту, Національна акціонерна компанія “Нафтогаз України”, вул. Б. Хмельницького, 6, м. Київ, Україна, 01601  
E-mail: zalis35@i.ua, VZaets@naftogaz.com

**Тимків Дмитро Федорович**, доктор технічних наук, завідувач кафедри інформатики, Івано-Франківський національний технічний університет, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019  
E-mail: infomatik@nung.edu.ua

**Крихівський Михайло Васильович**, кандидат технічних наук, доцент кафедри інформатики, Івано-Франківський національний технічний університет, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019  
E-mail: infomatik@nung.edu.ua