

О. Гринів, Н. Притула, М. Притула
 ТОВ “Математичний центр”,
 Центр математичного моделювання
 ІППММ ім. Я.С. Підстригача НАН України

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СУМІСНОЇ РОБОТИ ГАЗОСХОВИЩ. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ

© Гринів О., Притула Н., Притула М., 2012

Розглянуто задачу оптимізації сумісної роботи газосховищ в Західному регіоні України в складі газотранспортної системи. Поставлено на реальних даних числові експерименти для отримання попередніх оцінок потенціалу оптимізації та факторів впливу на величину таких оцінок.

Ключові слова: фільтраційна модель, критерій оптимальності, газосховище, числовий експеримент, технологічна схема.

The task about optimization of joint action of gas storages in the Western region of Ukraine as a part of the gas transport system is considered. Numerical experiments for receiving the previous estimates of optimization potential and factors of affect on value of such estimates are set with actual data.

Key words: model of filtration, criterion of an optimum, gas storage, numerical experiment, technological scheme.

Вступ

Підземні газосховища в складі газотранспортної системи України – фактор надійності її функціонування та гарантія стабільного забезпечення транзиту газу до Європи, особливо за умов різкого наростання споживання та появи нештатних ситуацій. Об'єктом дослідження є група технологічно пов'язаних підземних газосховищ. Сумісна ефективна експлуатація газосховищ вимагає узгодження режимів їх роботи. Для цього потрібно розробити математичну модель роботи газосховищ у складі ГТС та поставити відповідні оптимізаційні задачі. Попередньо ще необхідно провести числові дослідження щодо оцінювання потенціалу оптимізації. Технологічна схема, яка пов'язує газосховища з ГТС, дозволяє багатоваріантність їх сумісної експлуатації. Багатоваріантність пов'язана з розподілом об'ємів газу між сховищами. Для вибору варіантів ефективної експлуатації за паливно-енергетичними затратами та максимальної сумарної піковості системи ПСГ разом з ГТС потрібно сформулювати інтегральну критеріальну оцінку існуючого режиму ГТС, що дасть змогу побудувати алгоритми оптимального завантаження ПСГ (на етапі нагнітання чи відбирання газу).

Існує проблема – як розподілити між газосховищами зберігання обмежений об'єм газу, щоб забезпечити максимальну ефективність функціонування ГТС.

1. Про піковість та оптимальність роботи газосховищ

Ефективне використання потужностей ПСГ вимагає: забезпечення транзиту газу в Європу, особливо за різкого нарощення його споживання; забезпечення в повному обсязі газом споживачів прилеглих регіонів; ефективного функціонування ГТС протягом всього року. На ефективність експлуатації газосховищ впливає багато факторів. Серед них важливими є: невизначеність, яка породжується нестабільністю надходження та відборів газу; можливість виникнення непередбачуваних (нештатних) ситуацій; непередбачуваність в об'ємах зберігання газу (важко прогнозувати ступінь наповненості сховищ газом); газ у сховищах може належати декільком власникам.

Сумарний максимальний відбір газу із газосховища називають його піковістю. Будемо розрізняти піковості миттєві та віднесені до інтервалу часу $[0, t]$. У загальному випадку піковість (миттєву чи за інтервалом часу) будемо пов'язувати з пластовим тиском P_p та тиском в магістралі

P_m . Серед них ще будемо розрізняти піковості за газозбірним пунктом $Q_{\max}(P_p, P_g)$, $Q_{\max}(P_p, P_g, t)$ (g – піковість) та за магістральним газопроводом (m – піковість) $Q_{\max}(P_p, P_m)$, $Q_{\max}(P_p, P_m, t)$. M – піковість враховує параметри ДКС та тиск в магістралі.

У пластах газ зберігається під високим тиском. У кожен момент часу під час відбору газу слід цю енергію оптимально використовувати для потреби ГТС, щоб забезпечити контрактні умови для транспортування до зовнішніх та внутрішніх споживачів. Слід очікувати, що така стратегія відбору і забезпечить максимальну піковість роботи газосховищ.

2. Математична модель групи газосховищ

До математичної моделі газосховищ, інтегрованих з ГТС, введено моделі всіх технологічних об'єктів, які беруть участь у відборах і нагнітанні газу та система трубопроводів із запірною арматурою, представлені граф-схемами, які їх поєднують технологічно з газотранспортною системою.

Задано граф-схему $G_s(x, y) = G_p(x, y) \bigcup_{i=1}^5 (G_i(x, y))$, де $G_i(x, y) (i = 1, \dots, 5)$ – граф-схеми технологічних схем вибій – магістраль підземних газосховищ, $G_p(x, y)$ – підграф графу технологічної схеми ГТС $G(x, y)$, який технологічно пов'язаний із сховищами газу. Для всіх об'єктів відомі моделі їх газових потоків.

1. Модель газового потоку в трубі (шлейфі, колекторі)

$$P(x) = \varphi_1(P_i, T_i, q_{ij}, D_1, \lambda_{ij}, x), T(x) = \varphi_2(P_i, P_j, T_i, q_{ij}, D_2, K_T, x) - (i, j) \in M. \quad (1)$$

1.1. Обмеження: $P(x) \leq P_{\max}(x)$; $T_i \leq T_{\max}$.

1.2. Параметри стану: λ_{ij}, K_T – коефіцієнт гідравлічного опору і коефіцієнт теплопередачі від труби до зовнішнього середовища.

2. Модель газового потоку, який проходить через компресорну станцію

$$P_j = \varphi_3(q_{ij}, T_i, P_i, D_3, G, \bar{n}), T_j = \varphi_4(T_i, P_i, P_j, D_4, \eta), \\ Q_i^- = \varphi_5(P_j, T_j, D_5, K_s, N) - (i, j) \in L. \quad (2)$$

2.1. Обмеження: $q_{\min} \leq q_{ij} \leq q_{\max}$; $n_{\min} \leq n \leq n_{\max}$; $T_j \leq T_{\max}$, $N \leq N_{\max}$.

2.2. Параметри стану: η, K_s – коефіцієнт політропічного ККД стиску газу ВН і коефіцієнт технічного стану приводу ГПА.

3. Модель місцевого опору

$$P_j - P_i = \Delta P = \varphi_6(\rho, v, D_6), T_j = \varphi_7(T_i, \Delta P, D_{di}, D_7), (i, j) \in K. \quad (3)$$

4. Модель редуктора $q_{ij} = \varphi_8(P_i, P_j) = \begin{cases} P_i \geq P_j, q_{ij} = Q \\ P_i < P_j, q_{ij} = 0 \end{cases}, (i, j) \in R_Q. \quad (4)$

5. Модель регулятора витрати $q_{ij} = \varphi_9(\Delta P)$, $\Delta P = P_i - P_j$, $(i, j) \in R_q. \quad (5)$

5.1. Параметр керування – ΔP .

6. Модель зворотного клапану $q_{ij} = \varphi_{10}(P_i, P_j) = \begin{cases} q_{ij}, P_i > P_j \\ 0, P_i \leq P_j \end{cases}, (i, j) \in R_p.$

Рівняння балансу масової витрати $\sum_i m_{ij} + \sum_k m_{jk} = 0, j \in V. \quad (6)$

7. Рівняння теплового балансу $T_j \sum_k q_{jk} - \sum_i q_{ij} T_i = 0, j \in V. \quad (7)$

8. Модель пласту підземного сховища із зосередженими джерелами

$$\varphi_{11}(x, y, p, T, \rho, h, k, m, \alpha, \Gamma, \{x_i, y_i, q_i\}) = 0. \quad (8)$$

9. Модель вибою свердловини

$$\varphi_{12}(P_{nl,i}, P_{воб,i}, q_i, A_i, B_i) = 0. \quad (9)$$

10. Моделі сепараторів, пиловловлювачів та інших аналогічних технологічних об'єктів задаються емпіричними формулами виду

$$\varphi_{13}(F, \Delta p, q_{ij}) = 0. \quad (10)$$

В останніх співвідношеннях позначено: $D_l (l = \overline{1,7})$ – набори відповідних коефіцієнтів, характеристик, обмежень тощо, $\varphi_i (i = \overline{1,13})$ – деякі функції, представлення яких залежить від вибраної моделі газового потоку для заданого об'єкта, Q_i^- — затрати паливного газу, x_i – мольні частки компонент газу, F_{ik} – функції взаємодії компонент газу, які визначають експериментально, A_i, B_i – фільтраційні коефіцієнти вибійної зони i -ї свердловини, $i = \overline{1,I}$, I – кількість робочих свердловин, $F, \Delta p$ та q_{ij} – множина параметрів відповідних технологічних об'єктів, спаду тиску на них та об'ємна кількість газу, що проходить через них відповідно; M – множина ребер ГТС; L – множина КС; N – потужність КС; q_{\min}, q_{\max} – мінімальне та максимальне значення об'ємної витрати; n_{\min}, n_{\max} – мінімальне та максимальне значення обертів нагнітача; T_{\max}, N_{\max} – максимальні значення температури та потужності; K – множина місцевих опорів; V – множина вузлів графу; (x, y) – декартові координати пласту сховища; R_q – множина регуляторів витрати газу; R_p – множина незворотних кранів; ΔP – депресія тиску на місцевих опорах та відповідних технологічних об'єктах.

3. Загальна постановка задач

Вважатимемо, що використання всього активного газу підпорядковане єдиній диспетчерській службі, для забезпечення роботи ГТС в оптимальному режимі, відомі планові поставки газу на зберігання його в газосховищах та відомий річний баланс газу (видобуток, поставки, транзит та споживання для власних потреб ГТС).

Оптимізаційна задача сформульована для випадку відбирання газу із п'яти підземних газосховищ – Богородчани, Більче-Волиця – Угерсько, Угерсько (горизонт 16), Дашава та Опари. Вважаємо, що в процесі відбирання газу постійно задіяним буде весь наявний фонд робочих свердловин.

Задано:

- підграф $G_p(x, y)$ графу $G(x, y)$ технологічної схеми ГТС, який технологічно пов'язаний зі сховищами;
- сумарний об'єм активного газу Q_a ;
- розподіл об'єму активного газу Q^a по газосховищах $Q_i^a(t_0)$ ($i = 1, 2, \dots, 5$) на початок сезону відбирання газу;
- для $G_p(x, y)$ прогноз надходження $Q_i^+(t)$ ($i = 1, \dots, I$) та відбирання $Q_j^-(t)$ ($j = 1, \dots, J$) газу;
- зв'язок (в момент часу t) $F(q_{\Sigma i}, P_{si}, Q_i^a, t) = 0$ ($i = 1, \dots, 5$) параметрів Q_i, P_{si}, Q_i^a , де Q_i – сумарний дебіт свердловин, P_{si} – середній тиск в робочій області, Q_i^a – об'єм активного газу;
- $\Delta_{ij}(q_{ij}, P_{ij})$ – величина вирви в околі j -ї свердловини;
- алгоритм A , який встановлює існування та належність режиму ДКС його робочій області за витратою газу q_i , тисками на його вході P_i^{in} та виході P_i^{out} , тобто $A(P_i^{out}, P_i^{in}, q_i) \in R_i$;
- сезон відбирання газу $[t_0, t_c]$, де t_c – час припинення відбирання із газосховищ.

Задача 1. Знайти такий розподіл $Q_i^a(t_0)$ сумарного об'єму активного газу $Q^a(t_0)$ між газосховищами, щоб забезпечити: мінімальні сумарні паливно-енергетичні затрати за весь сезон відбирання газу; максимальну піковість на прогнозований час; зважений критерій оптимальності.

Обговорення задачі 1. У такій загальній постановці задачу розв'язати проблематично. Попередньо для пошуку шляху знаходження розв'язку задачі потрібно оцінити: потенціал оптимізації за повними критеріями; фактори впливу на потенціал оптимізації; вплив степені невизначеності (за прогнозом) на потенціал оптимізації; потенціал кожної частини технологічного ланцюжка – пласт – магістраль (для оцінювання зростання потенціалу газосховищ у випадку їх реконструкцій).

Для оцінювання потенціалу сумісної роботи газосховищ варто розглянути сумісну роботу двох газосховищ – Угерського та Опарського. За вхідні дані візьмемо режими роботи вказаних газосховищ за попередній рік: витрати – $q_1(t)$, $q_2(t)$, тиски на виходах ДКС – $p_1(t)$ та $p_2(t)$, запаси газу в початковий момент часу t_0 – $Q_1(t_0)$ та $Q_2(t_0)$. Активні об'єми газу газосховищ об'єднаємо і їх ітераційно перерозподілятимемо між пластами газосховищ. Розглянувши всі можливі варіанти в межах існуючих технологічних показників, встановимо: сумарні затрати паливного газу на варіанти, які розглядувались і які відрізняються розподілом активного газу між пластами-колекторами газосховищ; сумарну піковість як функцію часу; оптимальний варіант перерозподілу наявного активного газу між сховищами.

Задача 2 (задача управління об'ємами відбирання газу). Для заданого плану відбирання (q_j, P_j) , $j=1, \dots, m$ (j -й споживач приймає газ q_j при тиску P_j), знайти такі Q_i ($\sum_i Q_i = \sum_j q_j$), щоб сумарні паливно-енергетичні затрати були мінімальними.

Задача 3. Нехай Q_{1m}^a і Q_{2m}^a – максимальні об'єми активного газу для Угерського та Опарського сховищ газу. Знайти для всіх Q ($Q \leq Q_1^a + Q_2^a$) такі Q_1^a і Q_2^a , щоб протягом сезону відбору газу паливно-енергетичні затрати були найменшими.

Поставлену задачу можна розв'язати в процесі проведення числового експерименту, змінюючи Q_1^a , а згодом і Q_2^a від максимального до мінімального значень. Залишається серед паливно-енергетичних затрат знайти мінімальні для всіх Q .

Коментар. Розв'язок задачі дасть відповідь на декілька питань: існування області оптимальності розподілу сумарних об'ємів зберігання газу, фактори впливу на область оптимальності, вплив параметрів газосховищ на область оптимальності.

4. Попередні оцінки потенціалу сховища із газовим режимом роботи та фактори впливу на його оцінку

До технологічного ланцюжка роботи газосховища входять: пласт-колектор, свердловини, обв'язки свердловин, шлейфово-колекторна система (розрізнятимемо його окремі частини: слабо-проникна частина, робоча область, вибій свердловини, газозбірний пункт – вхід першого ступеня ДКС, ДКС, вихід ДКС – магістральний газопровід).

Робоча область пласту може містити декілька пропластків. Проникність пласту в робочій області одного пропластку вважаємо однаковою. Найвужчими ланками цього технологічного ланцюжка є вибійна зона (за втратами тиску) та достискувальна компресорна станція (за її продуктивністю).

Приклад 1. Розглянемо результати моделювання відбору газу на Більче-Волицько – Угерському газосховищі при різних тисках на вході першого ступеня ДКС. Розрахунки проведено, взявши тиск в магістральному газопроводі 40 атм, а результати в дужках – взявши тиск 36 атм. Жирним виділені ті добові об'єми відбору газу, для яких існує режим їх компримування достискувальною компресорною станцією.

Результати моделювання показують, що потенціал технологічного ланцюжка пласт – вхід першої ступеня ДКС є значно більшим, ніж можливості реалізації цього потенціалу ДКС. Візьмемо другий фактор – вибійна зона. Ефективність роботи вибійної зони пов'язана зі способом та якістю розкриття її вибою (вважаємо, що перфорація обкидної колони проведена на висоту потужності пласту). Можливими є два варіанти (не враховуючи ліквідації кальмунації) збільшення дебіту свердловини: провести додаткову перфорацію, або, у випадку відкритого вибою, способом її розбурювання, що збільшує область відкритої фільтрації газу. В цьому випадку вдається збільшити дебіт окремих свердловин в 2,5 рази. Це ще не означає, що таким самим буде ріст і темпів відбору газу зі сховища.

Таблиця 1

№ з/п	Середній тиск в роб. обл. Б-В пл.	Середній тиск в роб. обл. Уг. пл.	Сумарний добовий відбір при тиску на вх. 1-ї ст. ДКС (18.0-18.5 атм)	Сумарний добовий відбір при тиску на вх. 1-ї ст. ДКС (23.0-23.5 атм)	Сумарний добовий відбір при тиску на вх. 1-ї ст. ДКС (28.0-28.5 атм)	Сумарний добовий відбір при тиску на вх. 1-ї ст. ДКС (28.0-28.5 атм)
1	55,00	36,00	144,61	133,91	(118,12)	102,65
2	52,00	35,00	134,93	123,22	(106,22)	83,99
3	49,00	34,00	125,13	112,57	(93,60)	71,96
4	46,00	33,00	115,19	101,59	79,65	
5	43,00	32,00	105,07	90,21	67,03	
6	40,00	31,00	94,70	78,26	51,64	
7	37,00	30,00	84,02	65,48	36,94	
8	34,00	29,00	72,92	51,37	17,30	
9	30,50	28,00	59,32	32,08		
10	27,50	27,00	46,29	5,42		
11	24,50	26,00	30,94			
12	21,00	24,50	14,74			

Для оцінювання ефекту розбурювання вибоїв свердловин дослідимо вплив збільшення депресії в області свердловин на їх сумарний дебіт (див. табл.2).

Таблиця 2

№ з/п	Депресія в області вибою свердловин (атм)	Приріст добового відбору в % при відборах >100.0 млн. м ³	Приріст добового відбору в % при відборах < 85.0 млн. м ³
1	3.0	9.2	16.7
2	6.0	21.0	40.2
3	9.0	37.0	45.4

Якщо розбурюванням вибою зменшити депресію на пласт у ньому в середньому на 6.0 атм (це дуже багато), то сумарний дебіт свердловин зросте в межах 21.0 – 40.2 %.

Висновки

Розв'язування поставлених задач дасть можливість оцінити потенціал енергозбереження при управлінні роботою групи ПСГ та його реалізацію за умов невизначеності, основна з яких – це прогноз відбору газу. Для окремих свердловин розбурення вибою в межах 0,2–0,6 м може призвести до збільшення дебіту в середньому в 2,5 раза. Сумарний дебіт газосховища зі свердловинами із відкритим вибоєм пов'язаний із:

- проникністю та об'ємами газу в пласті-колекторі, який знаходиться за межами області розміщення свердловин;
- середнім радіусом області живлення свердловин;
- кількістю робочих свердловин.

Сумарний ефект збільшення продуктивності газосховищ зі свердловинами з відкритим вибоєм може становити до 25 % продуктивності газосховища, встановленої на основі теоретичних розрахунків. Використання потенціалу відкритого вибою залежить не тільки від характеристик пласту, але і від гідравлічних характеристик об'єктів ПСГ.

1. Бузинов С. Н., Толкушин Г. Ф. Методы оптимизации технологических параметров подземных хранилищ газа // *Транспорт и хранение газа*. – 1979. – №8. – С.34–47. 2. Вечерік Р.Л., П'янило Я.Д., Притула М.Г., Хасцький Ю.Б. Математичне моделювання процесу руху газу в системі пласт підземного сховища газу–магістральний газопровід // *Нефть и газ*. – 2004. – № 6. – С. 83–89. 3. Вечерік Р.Л., П'янило Я.Д., Притула М.Г., Хасцький Ю.Б. Математичний аналіз акумулюючої здатності газоносних пластів ПСГ // *Нафтова і газова промисловість*. – 2005. – № 6. – С. 55–59. 4. Тетерев И.Г., Шешуков Н.Л., Нанівський Е.М. Управление процессами добычи газа. – М.: Недра. – 1981. – 248 с.