

результати дає алгоритм 2. Слід зазначити, що запропоновані критерії оцінювання якості не є досконалыми, оскільки кожний алгоритм формує фрагменти, різні за числом елементів. Для кращого оцінювання якості результатів необхідно використовувати інтегровані критерії, які оцінюють якість згортання загалом.

1. Базилевич Р.П. Декомпозиционные и топологические методы автоматизированного конструирования электронных устройств. – Львів: Вища школа, 1981. – 168 с. 2. R. P. BAZYLEVYCH, R. A. MELNYK and O. G. RYBAK, “Circuit Partitioning for FPGAs by the Optimal Circuit Reduction Method”, VLSI DESIGN, N.V., 2000. – 237–248 с. 3. Базилевич Р., Влах М., Пелих Н. Особливості опрацювання даних для ієрархічної кластеризації складних схем // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”. – 2010. – № 672. – С. 215–219. 4. Alpert C. J. The ISPD98 circuit benchmark suite / Alpert C. J. // IBM Austin Research Laboratory: Austin TX 78758. – Monterey, CA USA, 1998.5. Roman Bazylevych, Ihor Podolskyu, Lubov Bazylevych. “Partitioning optimization by recursive moves of hierarchically built clusters”. Proc. of 2007 IEEE Workshop on design and Diagnostics of electronic Circuits and systems. April 11–23, 2007, Krakow, pp.235–238. 6. Базилевич Р., Влах М., Пелих Н. Вимушена кластеризація електричних схем з використанням швидкого алгоритму згортки ланцюгами // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”. – 2010. – № 686. – С.77–80.

УДК 621.64.029

Я. П’янило¹, С. Гладун², Г. П’янило³

^{1,3}Центр математичного моделювання ІППММ ім. Я.С. Підстригача НАН України,
²ДК “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України”

АНАЛІТИЧНИЙ СПОСІБ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ГІДРАВЛІЧНОЇ УВ’ЯЗКИ ЗА КОЛЕКТОРНОГО СПОСОБУ ЗБИРАННЯ ГАЗУ

© П’янило Я., Гладун С., П’янило Г., 2011

Побудовано аналітичну математичну модель гідравлічної ув’язки системи “пласт підземного сховища газу–газозбірний пункт” для колекторного збирання газу. Запропоновано ітераційний алгоритм, за яким можна розраховувати газодинамічні параметри роботи підземного сховища.

Ключові слова: математична модель гідравлічна ув’язка, ітераційний алгоритм, підземне сховище газу, газозбірний пункт.

An analytical mathematical model of the hydraulic linkage system “layer of underground gas storage, gas gathering point” for the event collector collecting gas was constructed. Proposed iterative algorithm that allows to calculate gas-dynamic parameters of the underground storage.

Key words: mathematical model of the hydraulic linkage, iterative algorithm, underground gas storage, gas gathering station.

Вступ

Під час відбирання газу з підземного сховища (ПСГ), як і його видобування з родовища, використовують два способи збирання: шлейфовий (кожна із свердловин має окреме з’єднання зі газозбірним пунктом); колекторний (до одного шлейфу-колектора приєднано декілька свердловин).

Якщо будувати розрахункову модель роботи сховища, то в математичному плані шлейфове під'єднання простіше і легше піддається формальному опису та алгоритмізації. За умов колекторного під'єднання для розрахунку параметрів роботи свердловин застосовується переважно числовий алгоритмічний підхід, який має свої переваги та недоліки. Розглянемо аналітичний спосіб визначення параметрів роботи свердловин під час колекторного їх під'єднання.

Основними технологічними об'єктами, які беруть участь у відбиранні газу, є пласт, вибійна зона свердловини, робоча колона, обв'язка свердловини, шлейф та газозбірний пункт. Для розрахунку параметрів роботи системи “пласт підземного сховища газу–газозбірний пункт” необхідно мати моделі кожного з об'єктів.

Метою праці є побудова аналітичного алгоритму розрахунку гідравлічної ув'язки системи пласт підземного сховища–газозбірний пункт за колекторного способу під'єднання свердловин.

Математичні моделі основних технологічних об'єктів

1. Фільтрація газу в пласті підземного сховища в нестационарному випадку описується нелінійним диференціальним рівнянням в частинних похідних з розподіленими параметрами [1, 4]

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x h}{m c} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y h}{m c} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k_z h}{m c} \frac{\partial p^2}{\partial z} \right) = 2 a_n m h \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{c} \right) + 4 m h q p_{st}, \quad (1)$$

що існує в тривимірній області $\Omega_3 \subset R^3$, яку займає пласт ПСГ. На Ω_3 задана множина точок (свердловин) з координатами $\{x_i, y_i\}$, $i=1, \dots, n$, та значення тисків $p(x_i, y_i, z_i, t_0)$ у цих точках у момент часу t_0 . У рівнянні (1) позначено: k_u – проникність пласту в напрямі u ; m – динамічна в'язкість газу; c – коефіцієнт стисливості; h – товщина пласту; m – пористість пласту; a_n – коефіцієнт газонасиченості; q – густина відбору; p_{st} – значення атмосферного тиску за стандартних умов ($p_{st} = 0,1033$ МПа, $T_A = 293$ К).

Рівняння (1) є нелінійним за тиском. Вхідними даними для знаходження його розв'язку на практиці є заміряні значення тиску в робочих і замірних свердловинах та умова непроникності на границі. Враховуючи такі особливості та неканонічність області Ω_3 , аналітично розв'язати таке рівняння можна в часткових випадках.

Пласти підземних сховищ газу, як і родовищ, мають порівняно незначну товщину. Зміна тиску на такому перепаді висот є незначною, і нею можна знехтувати. Якщо розглядати розподіл тиску в області свердловини, то рівняння (1) доцільно записати в циліндричних координатах. Враховуючи, що область свердловини порівняно із всім сховищем є невеликою, параметри, які входять до рівняння (1), можна вважати сталими за координатою на деякому проміжку часу. За таких допущень рівняння (1) в циліндричних координатах матиме вигляд [1]

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{D}{p_0} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2)$$

де r – радіус-вектор, проведений з центру свердловини, p_0, p_2 – початкове значення тиску та значення тиску на границі області, за Лейбензоном

$$t = \frac{p_2}{p_0} t + \left(1 - \frac{p_2}{p_0} \right) \frac{1 - e^{-bt}}{b}, \quad b = \frac{p_0 k l_m^2}{2 m m}.$$

Нехай радіус зовнішнього кола S_0 дорівнює a , радіус концентричного йому внутрішнього кола S_1 рівний b (рис. 1). Задамо граничні умови: на зовнішній границі S_0 - $\partial P / \partial r = 0$; на внутрішній границі - $P = P_2 \equiv const$. Тут $P = p^2$, $P_2 = p_2^2$, $P_0 = p_0^2$.

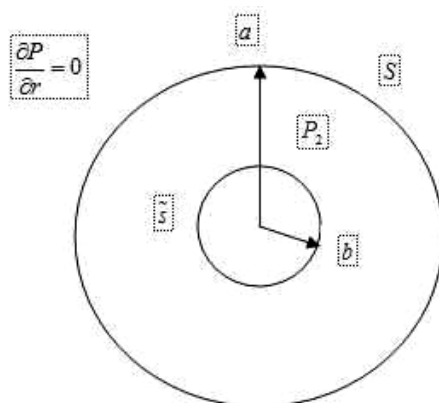


Рис. 1. Границя області притоку газу до свердловини

Початковий розподіл тиску P_0 є сталим. За таких крайових умов розв'язок рівняння (2) має вигляд

$$P = P_2 - 2(P_0 - P_2) \sum_{m=1}^{\infty} D_m \exp\left(-\frac{p_0 t I_m^2}{D}\right). \quad (3)$$

У рівності (3) позначено:

$$D_m = \frac{(bI_m)Z_1(bI_m)Z_0(rI_m)}{(aI_m)^2 Z_0^2(aI_m) - (bI_m)^2 Z_1^2(bI_m)}$$

$$Z_0(I_m r) = J_0(I_m r) + A_m N_0(I_m r), \quad Z_1(I_m r) = J_1(I_m r) + A_m N_1(I_m r),$$

де $J_i(I_m r)$ – функція Бесселя дійсного аргументу порядку i , $N_i(I_m r)$ – функція Неймана порядку i , I_m – корені рівняння

$$J_0(mx)N_1(x) - J_1(x)N_1(mx) = 0, \quad m = b/a, \quad aI_m = x, \quad bI_m = mx.$$

2. Зв'язок пластового тиску p_{pl} з вибійним p_v задається формулою [2,3]

$$p_{pl}^2 - p_v^2 = \left(\frac{A_1}{k_{pl}} + \frac{A_2}{k_v}\right) q_0 + \left(\frac{B_1}{k_{pl}^{1.5}} + \frac{B_2}{k_v^{1.5}}\right) q_0^2 = Aq_0 + Bq_0^2, \quad (4)$$

$$A_1 = \frac{1}{hp} m p_s \ln \frac{R_k}{R_c}, \quad A_2 = \frac{m p_s}{p h_x} \ln \frac{2R_c h}{2r_k l_k n_0 h_x + \Theta(n_0)(r_1^2 - r_2^2)},$$

$$B_1 = 12 \cdot 10^{-5} \frac{r_0 p_s d^2}{2p^2 h^2 m} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k}\right), \quad B_2 = \frac{r_0 p_s d^2}{p^2 h_x m} \left(\frac{1}{2r_k l_k n_0 h_x + \Theta(n_0)(r_1^2 - r_2^2)} - \frac{1}{2R_c h}\right),$$

де p_s, q_0, r_0 – значення тиску, дебіту свердловини та густини газу в нормальних (стандартних) умовах, d – діаметр зерен породи, m – пористість пласту, k_{pl} та k_b – коефіцієнти проникності в пласті та в околі вибою свердловини, h – середня потужність пласту, h_x – потужність пласту в області свердловини, r_1, r_2 – радіуси обсадної колони (внутрішній) та кільця НКТ (зовнішній) відповідно, R_k – радіус поверхні циліндричної області живлення свердловини, R_c – радіус поверхні циліндра вибійної зони, r_k, l_k – радіус та довжина перфораційного каналу, n_0 – густина перфорації.

3. Коефіцієнт проникності вибою свердловини визначається виразом [2]

$$k_v = k_{v0} + k_{v1}, \quad (5)$$

$$k_{v0} = \frac{A_2}{\Delta_1 p}, \quad k_{v1} = \frac{B_2 q}{1.5 B_2 + A_2 q} \frac{k_{v0}}{\sqrt{k_{v0}}}, \quad \Delta_1 p = \frac{A_1 q}{k_{pl}} + \frac{B_1 q^2}{k_{pl}^{1.5}} + C q^2.$$

4. Гирловий тиск свердловини p_g обчислюють через вибійний p_v так [2–4]

$$p_g^2 = p_v^2 e^{-b} - I z \frac{RT}{D} \left(\frac{r_0 q_0}{S} \right)^2 \frac{1 - e^{-b}}{b} L = p_v^2 e^{-b} - a_s q_0, \quad (6)$$

$$S = \frac{p}{4} \frac{D^2}{zRT}, \quad b = \frac{2g\Delta h}{zRT}, \quad a_s = I z \frac{RT}{D} \left(\frac{r_0}{S} \right)^2 \frac{1 - e^{-b}}{b} L.$$

Коефіцієнт гідравлічного опору

$$I = \left(\frac{Y + e + C^{1.5}}{1 + 76C} \right)^{0.2}, \quad e = \frac{k_{iu}}{D}, \quad Y = \frac{79}{\text{Re}}, \quad C = (2Y)^{10},$$

де числа Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{D}{m_0} \frac{v}{R} \frac{p}{T} \frac{T + C}{273 + C} \left(\frac{273}{T} \right)^{1.5}.$$

У межах тих газодинамічних параметрів, за яких працюють ГТС, коефіцієнт стисливості газу доцільно обчислювати за формулою

$$z = \frac{1}{1 + fp}, \quad (7)$$

де $f = (24 - 0.21t^\circ C) \cdot 10^{-4}$, а $p(x)$ вимірюється в атмосферах.

5. Обв'язка свердловини. Спад тиску на місцевому опорі визначається так [4]

$$\Delta p = r \frac{u^2}{2} x.$$

Тут u – швидкість руху газу, x – коефіцієнт, який залежить від типу місцевого опору. На основі останньої формули та заміряних даних будуються емпіричні формули для обв'язки свердловини, зокрема

$$x = \begin{cases} 201.87 + 18455 e^{-3.1455q}, & q \leq 1.46, \\ 1011.8 - 540.71q + 78.039q^2, & q \geq 1.46. \end{cases} \quad (8)$$

В останній формулі q – дебіт свердловин у м³/сек.

6. Для обчислення спаду тиску на шлейфах достатньо використати формулу розподілу тиску в горизонтальних трубопроводах для стаціонарного ізотермічного режиму руху газу [2–4]:

$$p(x) = \sqrt{p_g^2 - I z \frac{gRT}{D} \left(\frac{M}{S} \right)^2 x},$$

або на довільному n – проміжку

$$p_n^2(x) = p_g^2 - I z \frac{gRT}{D} \left(\frac{r_0 q_0}{S} \right)^2 x_n = p_g^2 - a_{sh,n} q_0^2, \quad (9)$$

де

$$a_{sh,n} = I z \frac{gRT}{D} \left(\frac{r_0}{S} \right)^2 x_n.$$

7. Визначення середньої температури в лінійних ділянках трубопроводів. Якщо врахувати протидію тертю, то температура вздовж горизонтального трубопроводу визначається виразом [3]

$$t = t_r + (t_0 - t_r) e^{-ax} - D_i \frac{\Delta p}{aL} (1 - e^{-ax}) + \frac{gi}{aC_p} (1 - e^{-ax}),$$

де

$$i = \frac{\Delta p}{g r_c L}, \quad \Delta p = p_0 - p_k, \quad a = \frac{kp}{MC_p} \frac{D}{L}.$$

Середня температура тоді визначається так

$$t_c = t_r + (t_0 - t_r) \frac{(1 - e^{-aL})}{aL} - D_i \frac{\Delta p}{aL} \left(1 - \frac{(1 - e^{-aL})}{aL}\right) + \frac{gi}{aC_p} \left(1 - \frac{(1 - e^{-aL})}{aL}\right), \quad (10)$$

де t_0 – температура газу на вході в трубопровід; t_r – температура ґрунту; t – температура газу; D_i – коефіцієнт Джоуля-Ленца; C_p – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту; p_0 – значення тиску на початку газопроводу; p_k – значення тиску в кінці газопроводу; g – прискорення вільного падіння.

8. Опис математичної моделі системи “пласт підземного сховища газу – газозбірний пункт”.

Розрахунок параметрів роботи газосховища зводиться до розв’язання комплексу взаємопов’язаних задач. До основних задач належать:

§ розрахунок термогазодинамічних параметрів газоносного пласту, свердловин, шлейфово-колекторної системи;

§ розрахунок параметрів стану об’єктів газосховища, фізичних констант, гідравлічних еквівалентів тощо;

§ розроблення алгоритмів, які б узгоджували розрахункові статичні і динамічні параметри, знаходили параметри спряження окремих задач.

Розглянемо колектор, до якого приєднано n свердловин (рис. 2). На рисунку позначено: $p_{pl,i}$ – значення пластового $p_{v,i}$ – вибійного $p_{g,i}$ – гирлового тисків в околі i -ї свердловини.

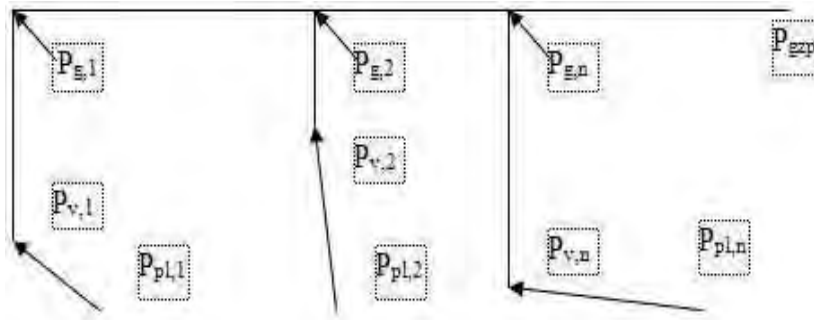


Рис. 2. Колектор з n свердловинами

Для побудови гідравлічної ув’язки системи “пласт – газозбірний пункт” використовуються наступні співвідношення між вихідними та вхідними тисками на відповідних технологічних об’єктах [1–4]:

$$p_{pl}^2 - p_v^2 = Aq_0 + Bq_0^2 \quad p_g^2 = p_v^2 e^{-b} - a_s q_0^2 \quad p_n^2 = p_g^2 - a_{sh,n} q_0^2.$$

Алгоритм розрахунку

1. Задамо початкове значення дебіту q_1 останньої від ГЗП свердловини. Тоді справедливі такі співвідношення:

$$p_{pl,1}^2 - p_{v,1}^2 = A_1 q_1 + B_1 q_1^2,$$

$$p_{v,1}^2 - p_{g,1}^2 \exp(b_1) = a_{s,1} q_1^2 \exp(b_1).$$

2. З останніх двох рівностей маємо

$$p_{pl,1}^2 - p_{g,1}^2 \exp(b_1) = A_1 q_1 + (B_1 + a_{s,1} \exp(b_1)) q_1^2$$

або

$$p_{g,1}^2 = p_{pl,1}^2 \exp(-b_1) - [A_1 \exp(-b_1) q_1 + (B_1 \exp(-b_1) + a_s) q_1^2].$$

3. Оскільки

$$p_{g,1}^2 - p_{g,2}^2 = a_{sh,12} q_1^2,$$

то гирловий тиск на другій свердловині обчислюється за формулою

$$p_{g,2}^2 = p_{pl,1}^2 \exp(-b_1) - \left[A_1 \exp(-b_1) q_1 + (B_1 \exp(-b_1) + a_{s,1}) q_1^2 \right] - a_{sh,12} q_1^2.$$

4. Зв'язок між пластовим тиском в околі другої свердловини та відповідним гирловим тиском задається формулою

$$p_{pl,2}^2 - p_{g,2}^2 \exp(b_2) = A_2 q_2 + (B_2 + a_{s,2} \exp(b_2)) q_2^2.$$

5. З останнього рівняння знаходиться q_2 . Для двох послідовних під'єднань свердловин до колектора можна записати

$$p_{g,2}^2 - p_{g,3}^2 = a_{sh,23} (q_1 + q_2)^2,$$

звідки знаходиться $p_{g,3}$.

6. Для третьої свердловини має місце співвідношення

$$p_{pl,3}^2 - p_{g,3}^2 \exp(b_2) = A_3 q_3 + (B_3 + a_{s,3} \exp(b_2)) q_3^2,$$

яке дає можливість знайти q_3 .

7. Аналогічно процес продовжується до n -ї свердловини.

8. Рівність, що пов'язує n -ну свердловину з газозбірним пунктом, матиме вигляд

$$p_{g,n}^2 - p_{gzp}^2 = a_{sh,n,gzp} (q_1 + q_2 + \mathbf{L} + q_n)^2.$$

9. Умова закінчення алгоритму. Якщо задається відбір газу Q_z з колектора, то за такого алгоритму можливі варіанти:

$$1 - Q_r = q_1 + q_2 + \mathbf{L} + q_n < Q_z;$$

$$2 - Q_r = q_1 + q_2 + \mathbf{L} + q_n = Q_z;$$

$$3 - Q_r = q_1 + q_2 + \mathbf{L} + q_n > Q_z.$$

Якщо виконується друга умова, то поставлена задача розв'язана. Для заданого відбору газу на ГЗП необхідно підтримувати тиск p_{gzp} .

Якщо виконується перша умова, то для розв'язання поставленої задачі необхідно збільшити відбір газу з найдавшої свердловини, тобто замість q_1 взяти $q_1 + \Delta q$ та повторити поданий вище алгоритм.

За виконання третьої умови необхідно замість q_1 взяти $q_1 - \Delta q$ та повторити поданий вище алгоритм.

Очевидно, що процес необхідно продовжувати доти, поки не буде виконуватись нерівність

$$|Q_r - Q_z| \leq \epsilon,$$

де ϵ – задана точність обчислення сумарного відбору газу з колектора.

Описаний вище алгоритм має місце в тому випадку, коли відомо об'ємний відбір газу з пласту-колектора.

Якщо ж задається значення тиску на ГЗП $p_{gzp,z}$, то описаний алгоритм дає змогу визначити відбір газу зі сховища. Для розв'язання поставленої задачі описаний алгоритм повторюється з тією різницею, що умовою його закінчення буде рівність $p_{gzp,r} = p_{gzp,z}$, де

$$p_{gzp,r}^2 = p_{g,n}^2 - a_{sh,n,gzp} (q_1 + q_2 + \mathbf{L} + q_n)^2.$$

Висновки

Приведені моделі технологічних об'єктів задіяних в відборах та нагнітанні газу в підземних газових сховищах дали можливість побудувати аналітичний метод для розрахунку певного шлейфово-колекторного забезпечення збору газу. Запропонований аналітичний метод забезпечив швидкий розрахунок системи пласт – газозбірний пункт, що дозволило ставити і розв'язувати оптимізаційні задачі.

1. Ланук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 296 с. 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. П'янило Я.Д., Притула М.Г. Дослідження впливу параметрів пласту та привибійної області свердловини на розрахунок дебіту свердловини.// Комп'ютерна інженерія та інформаційні технології. Вісник ДУ “Львівська політехніка “ – 2002. – №392. – С. 45–49. 4. Тетерев И.Г., Шешуков Н.Л., Нанивский Е.М. Управление процессами добычи газа. – М.: Недра. – 1981. – 248 с.

УДК 622.691.4:622.692.4

Н. Притула^{1,2}, М. Притула^{1,2}, В. Ямнич², А. Дацюк³, С. Гладун³, О. Химко⁴
¹Центр математичного моделювання ІППММ ім. Я.С.Підстригача НАН України,
²ТЗОВ “Математичний центр”,
³Об'єднане диспетчерське управління ДК “Укртрансгаз”,
⁴Національний університет “Львівська політехніка”

ПРО ОПТИМАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ БАГАТОНИТКОВИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

© Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О., 2011

Розглянуто багатониткові магістральні газопроводи. В області існування режимів таких магістральних газопроводів, які залежать від сумарної витрати газу, виділено множини оптимальних режимів за паливним газом. Проаналізовано оптимальні режими і характер зміни приведених енергетичних затрат на їх реалізацію.

Ключові слова: магістральний газопровід, оптимальний режим, компресорна станція, транспортування газу.

In the article multistrand main gas pipelines are considered. In the field of existence of modes multistrand main gas pipelines which depend on the total gas consumption, the set of optimum modes of fuel gas is allocated. It is carried out the analysis of optimum modes and character of change of the resulted power expenses for their realization.

Keywords: main gas pipeline, optimum regime, compressor station, gas transportation.

Вступ

Більшість діючих магістральних газопроводів (МГ) є багатонитковими. Їх оптимальна робота пов'язана з багатьма факторами: наявністю достатнього об'єму акумульованого газу, сезонністю роботи газосховищ, нерівномірністю відборів газу із системи газопроводів. Значним фактором є людський. Вчасне прийняття рішення про зміну режиму транспортування газу може дати значний економічний ефект. Для швидкого оцінювання діючого режиму, за наявності певного прогнозу на параметри газу на його входах та виходах потрібно знати результати проведених досліджень на встановлення області оптимальної роботи МГ. Як правило, прогнози доволі часто збуваються не повною мірою, і тому область оптимальності повинна формуватися з використанням мінімальної інформації.

Існує проблема: для різних початково-граничних умов сформулювати умови оптимальності роботи багатониткових магістральних газопроводів та знайти області оптимальності як функцій від сумарних витрат газу на їх входах та виходах для заданих об'ємів акумульованого газу в трубопроводах.