

УДК 62692

І. Ч. ЛЕЩЕНКО (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)

ЛОГІКО-МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ З УРАХУВАННЯМ ФАКТИЧНОГО ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ

Описано новий підхід до формування системної моделі газотранспортної системи, що дає можливість отримати таку загальну модель ГТС, на базі якої можна провести розробку програмно-інформаційних засобів, призначених для використання не лише для наукових досліджень, а й у системах диспетчерського управління трубопровідним транспортом газу для проведення розрахунків у режимі реального часу.

Системи трубопровідного транспорту газу належать до надскладних технічних систем, які містять сотні, навіть тисячі об'єктів, що значно відрізняються за характером функціонування. Газотранспортна система (ГТС) складається з таких технічних підсистем, як трубопровід, кранова площадка та компресорна станція, тому загальна математична модель ГТС також утворюється як результат системного об'єднання математичних моделей цих підсистем.

Нестационарна неізотермічна течія газу в ділянках газопроводу моделюється рівняннями Нав'є-Стокса [1, 2]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0,$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(P + \rho v^2) = -\rho \left(\frac{\lambda |v|}{2D} + g \frac{dh}{dx} \right), \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\rho E)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \rho v \left(E + \frac{P}{\rho} \right) = \frac{4K(T_{gp} - T)}{D} - \rho v g \frac{dh}{dx},$$

де ρ — густина, v — швидкість, P — тиск і T — температура газу; t — часова координата; x — просторова координата, що обчислюється вздовж осі труби; λ — коефіцієнт гідравлічного опору; D — внутрішній діаметр труби; K — коефіцієнт теплопередачі від труби до ґрунту; T_{gp} — температура ґрунту; h — висота залягання труби; g — прискорення вільного падіння; E — повна енергія одиниці маси.

Система (1) вміщує чотири невідомі — густину, швидкість, тиск і температуру. Для замикання цієї системи доцільно використати рівняння стану газу:

$$P = g \cdot \rho \cdot Z \cdot R \cdot T, \quad (2)$$

де Z — коефіцієнт стиснення, R — газова стала, що обчислюється за формулою $R = 29,27/\Delta n$, $\Delta n = \rho_0 / 1,2041$ — відносна густина газу за повітрям; ρ_0 — густина газу за нормальних умов.

При чисельному аналізі перехідних процесів рівняння (1) перетворюються таким чином, щоб можна було виключити енергію E . Крім того, за допомогою рівняння (2) із системи виключається одна зі змінних, як правило, температура. При розрахунках стаціонарних режимів ГТС також прирівнюються нулю похідні за часом. Результатом цих перетворень є система, що описує стаціонарний рух газу в трубопроводі:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{0,25\sqrt{\pi}\lambda M^2 \omega}{f^2 \mathcal{F}} - \frac{g \sin \varphi}{\omega},$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\lambda K D [T_{gp} - T]}{C_p M} + \frac{0,25\sqrt{\pi}\lambda M^2 \omega}{C_p f^2 \mathcal{F}} \left[\omega - T \left(\frac{\partial \omega}{\partial T} \right)_p \right] - \frac{g \sin \varphi}{\omega} \frac{\partial \omega}{\partial T}, \quad (3)$$

$$M = f \cdot \rho \cdot v = \text{const},$$

де M — масові витрати газу через трубу з постійним перетином f ; C_p — питома теплоємність.

До системи (3) входить коефіцієнт гідравлічного опору λ , який дорівнює

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{np} \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot H}{D} \right)^{0,2}}{E_e^2}; \quad (4)$$

де E_e — коефіцієнт гідравлічної ефективності; H — еквівалентна шорсткість труб; Re — число Рейнольдса.

Саме коефіцієнти теплопровідності від труби до ґрунту K та коефіцієнт гідравлічної ефективності E_e , які входять до складу рівнянь (3) і (4), характеризують технічний стан лінійних ділянок ГТС.

Наведемо основні формули для розрахунку технічного стану труби лінійної ділянки. Температура газу в кінці труби газопроводу:

$$t_k = t_{gp} + (t_n - t_{gp}) \cdot e^{-at} - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2 \cdot a l \cdot P_{gp}} (1 - e^{-at}), \quad (5)$$

де t_n , t_k , P_n , P_k — температура і тиск на початку та на кінці труби; t_{gp} — температура ґрунту; D_i — коефіцієнт Джоуля-Томпсона (дросель-ефект), що визначається за формулою

$$D_i = \frac{t_n - t_k}{P_n - P_k};$$

P_{cp} — середній тиск уздовж труби

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right); \quad (6)$$

$$al = \frac{62,6KdL}{q\Delta_n C_p \cdot 10^6}$$

де L — довжина труби; d — діаметр труби газопроводу.

Коефіцієнт теплопередачі труби лінійної ділянки K визначається зворотнім розрахунком із формули (6).

Важливим елементом, за допомогою якого власне утворюється ГТС, є вузол трубопроводів, який об'єднує кілька труб однакових або різних діаметрів. У вузлах проводиться підключення припливів і відборів газу. Математична модель вузла ГТС базується на умовах спряження, що докладно розглянуто в [1, 2]. Математична модель вузла, до якого підходять n та відходять m труб і в якому здійснюється відбір газу q та його приплив Q , має вигляд:

– тиск усіх потоків газу, що підходять та відходять від вузла, однакові

$$P_i = P_j; \quad (7)$$

– температура всіх потоків газу, що відходять від вузла, однакова

$$T_{n+1} = \dots = T_j = \dots = T_m; \quad (8)$$

– справедливий баланс мас у вузлі

$$\sum_{i=1}^n f_i \rho_i v_i = \sum_{j=n+1}^m M_j + q - Q; \quad (9)$$

– справедливий баланс енергії у вузлі

$$\sum_{i=1}^n f_i \rho_i v_i T_i + Q T_Q = \left(\sum_{j=n+1}^m M_j + q \right) T; \quad (10)$$

де i — індекси трубопроводів, що підходять до вузла; j — індекси трубопроводів, що виходять із нього; $i = 1, \dots, n$; $j = n+1, \dots, m$.

Третім суттєвим підоб'єктом ГТС є компресорна станція (КС). Особливість КС полягає в тому, що технологічні процеси в її обладнанні проходять набагато швидше, ніж у лінійних ділянках. Тому під час розрахунків КС відображається в просторі математичною точкою. Під час аналізу процесів у ГТС вона описується однотипними системами нелінійних алгебраїчних рівнянь. Для КС використовуємо як базову модель, яку запропоновано академіком НАН України М.М. Куликом [2]. Типову структуру КС наведе-

но на рис. 1. Газоперекачувальні агрегати (ГПА) в КС працюють у групах, де вони об'єднані послідовно. Кількість ГПА у групі задає кількість ступенів стиснення, яка не перевищує двох. Групи об'єднуються паралельно й утворюють цех, в якому працюють однотипні ГПА. Виходи груп об'єднано у вузол, до якого підключено апарати повітряного охолодження (АПО) даного цеху. ГПА мають тризначну індексацію, в якій перший індекс — номер цеху, другий — номер групи, третій — номер ступеню. До входу КС підходять n трубопроводів, від виходу відходять $n-m$ трубопроводів із питомими масовими витратами V_i , V_j , $i=1\dots n$, $j=n+1\dots m$, $V_j = \rho_j v_j$. Власні потреби станції відображено витратами M_{en} .

Для врахування фактичного технічного стану основного обладнання КС пропонується розглядати ГПА не як єдине ціле, а як сукупність газотурбінного приводу (ГТУ) та відцентрового нагнітача (ВЦН), кожен із яких має свої характеристики та свій технічний стан і робота яких є взаємопов'язаною. Математичні моделі ГТУ та ВЦН, застосовані в даній роботі, наведено в [3, 4] при розгляді методів оперативної діагностики їх технічного стану. Саме ці моделі використовуються під час розрахунку режимів ГТС, щоб урахувати фактичний технічний стан основного обладнання КС.

Базова модель КС має вигляд:

$$\sum_{i=1}^n f_i V_i - \sum_{j=1}^k \sum_{\alpha, \beta, \gamma}^{s, r, d} M_{j\alpha, \beta, \gamma} = M_{en}, \quad (11)$$

$$\begin{cases} P_{11} - P_f = \delta P_{1AIO}, \\ P_{1\alpha} - P_f = \delta P_{1APO}, \\ P_{1s} - P_f = \delta P_{1APO}, \\ P_{j1} - P_f = \delta P_{jAPO}, \\ P_{j\beta} - P_f = \delta P_{jAPO}, \\ P_{1r} - P_f = \delta P_{jAPO}, \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} P_{k1} - P_f = \delta P_{kAPO}, \\ P_{k\gamma} - P_f = \delta P_{kAPO}, \\ P_{kt} - P_f = \delta P_{kAPO}, \end{cases}$$

$$\sum_{j=1}^k \sum_{\alpha, \beta, \gamma}^{s, r, d} M_{j\alpha, \beta, \gamma} - \sum_{i=n+1}^m f_i V_i = M_{ex}. \quad (13)$$

Рівняння (11) і (13) системи являють собою баланс мас на вході (точка А) і виході (точка Е) КС. Температура газу у вузлах А, В, С, D та на виході КС визначається з використанням рівнянь балансу енергій.

Наведені математичні моделі основних підсистем магістральних газопроводів дають можливість будувати системні моделі ГТС будь-якої

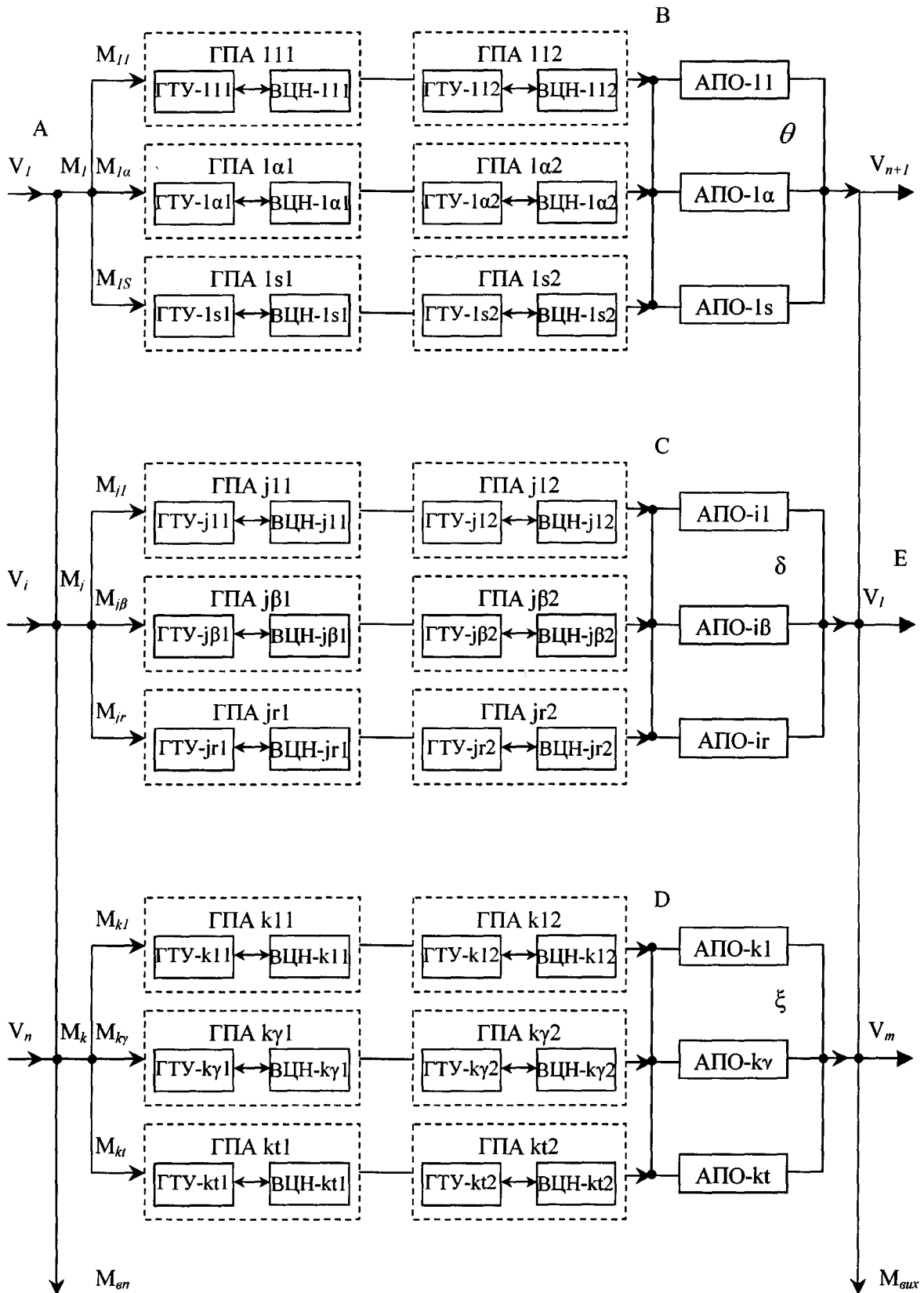


Рис. 1. Типова структура КС

конфігурації, навіть кільцевих схем. Це дуже важливо, оскільки в більшості розробок, що знаходяться в промисловій експлуатації, використовуються методи аналізу ГТС, орієнтовані на їх променеву або деревовидну структуру.

Об'єднана математична модель ГТС є єдиною системою алгебраїчно-диференціальних рівнянь, до якої на правах підсистем входять рівняння трубопроводів, вузлів і КС. Саме трубопроводи зумовлюють наявність в об'єднаній моделі ГТС диференціальних рівнянь. Компресорна станція, що є іншим важливим елементом розрахункової схеми ГТС, описується системою нелінійних алгебраїчних рівнянь. Під час формування математичної моделі ГТС модель трубопроводу (3), яка являє собою систему диференціальних рівнянь із граничними умовами, багаторазово використовується разом із рівняннями вузлів (7)-(10) і компресорних станцій (11)-(13). Системи рівнянь вузлів та КС є алгебраїчними, тому для цілей системного аналізу необхідно алгебраїзувати моделі (3). У зв'язку з тим, що в ній задаються граничні умови, доцільно застосовувати неявні методи інтегрування [2], зокрема, метод кінцевих різниць. Унаслідок алгебраїзації рівнянь трубопроводів модель ГТС може бути представлена великою системою нелінійних алгебраїчних рівнянь. Найбільш ефективним методом її рішення є модифікований метод Ньютона [2], застосування якого приводить до лінійної алгебраїчної системи:

$$\begin{aligned}
 & -\Delta x \left(\frac{\partial F}{\partial M} \right)_0 \Delta M - \left[E + \Delta x \left(\frac{\partial F}{\partial M} \right)_0 \right] \cdot \Delta W_0 + \Delta W_1 = \Phi_0; \\
 & -2\Delta x \left(\frac{\partial F}{\partial M} \right)_n \Delta M - \left[E + 2\Delta x \left(\frac{\partial F}{\partial M} \right)_n \right] \cdot \Delta W_n + \Delta W_{n+1} = \Phi_n; \quad (14) \\
 & -\Delta x \left(\frac{\partial F}{\partial M} \right)_N \Delta M - \left[E + \Delta x \left(\frac{\partial F}{\partial M} \right)_N \right] \cdot \Delta W_N + \Delta W_{N+1} = \Phi_N.
 \end{aligned}$$

При чисельному аналізі КС до системи (11)-(13) застосовується метода Ньютона. Елементи матриці Якобі для КС мають вигляд:

$$d_j = \frac{\partial P_j}{\partial P_A}, \quad a_j = \frac{\partial P_j}{\partial M_j}, \quad b_j = \frac{\partial P_j}{\partial T_A}, \quad j = 1, \dots, k.$$

Обчислення елементів матриці Якобі системи (11)-(13) докладно описано в [2], у статті вони не наводяться, оскільки при формуванні логіко-математичної моделі газотранспортної системи не використовуються. На рис. 2 наведено математичну модель КС у базовій математичній моделі ГТС (для КС, типову структуру якої наведено на рис. 1).

Нев'язки, які складають праву частину рівнянь, обчислюються таким чином:

— нев'язка мас входу КС

$$\Delta_{\text{мас вх}} = \sum_{i=1}^n f_i V_i - \sum_{j=1}^k M_j - M_{\text{в.п.}}; \quad (15)$$

— нев'язка мас виходу КС

$$\Delta_{\text{мас вих}} = \sum_{l=n+1}^m M_l - \sum_{l=n+1}^m f_l V_l - M_{\text{вих}}; \quad (16)$$

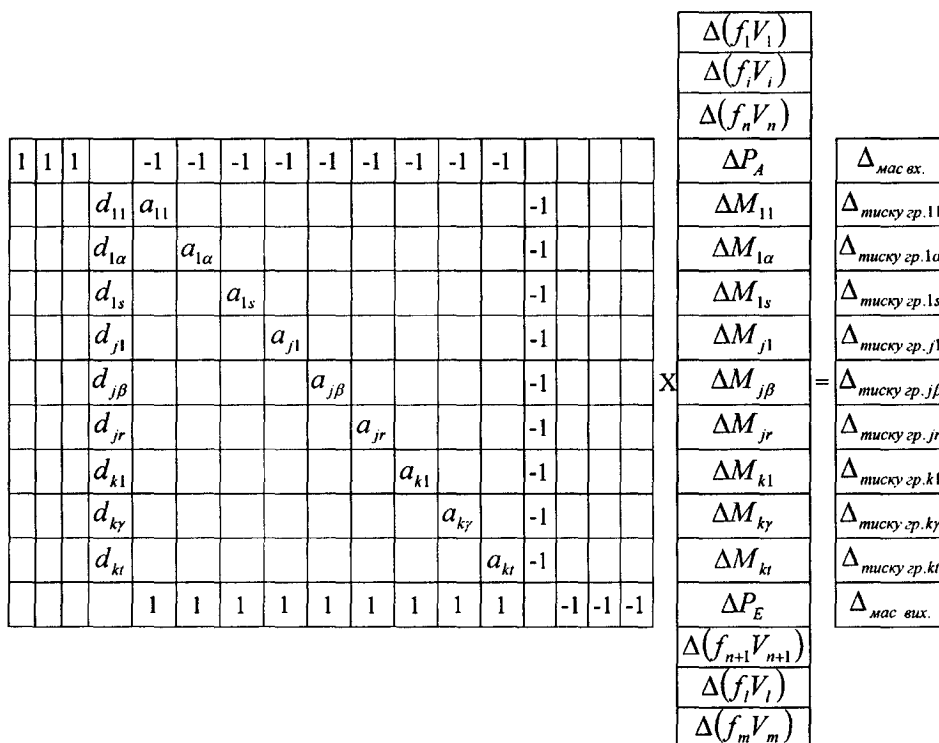


Рис. 2. Структура математичної моделі КС у базовій моделі ГТС

— нев'язки тисків на виході груп j -го цеху

$$\Delta_{\text{тиску, р. } j\beta} = P_{\text{в}} - P_{j\beta} - \Delta P_{j\text{АПО}}.$$

Наведені моделі підсистем ГТС мають структуру, яка добре пристосована для системного аналізу. Модель трубопроводу (14) та компресорної станції є недовизначеними, модель вузла (7)-(10) — перевизначеною. Тому при формуванні системної моделі ГТС необхідно виконати певну трансформацію цих моделей. Зміни моделей трубопроводів і КС пов'язані з тим, що тиски для точок, прилеглих до вузлів, замінюються однією змінною, відповідно до (8). Те саме виконується для температур потоків, що відходять від вузла (9). В моделях трубопроводів скорочується кількість рівнянь відповідно до алгоритму, який докладно описано в роботі [1, 2]. Якщо трубопровід прилягає до граничної області, в системі його рівнянь необхідно видалити рівняння, що відповідає тій невідомій V , P або T , яка задається на границі. У тому випадку, коли трубопровід не прилягає до границі, трансформація охоплює першу та останню просторові точки трубопроводу. При цьому в першій просторовій точці вилучається перше рівняння трубопроводу, в останній — друге. Така трансформація рівнянь забезпечує замкненість системи рівнянь, що моделює процеси в газотранспортних системах довільної конфігурації.

В результаті об'єднання моделей трубопроводу та КС з описаною трансформацією утворюється загальна системна модель ГТС. Схема математичної моделі ГТС є дуже великою навіть для самої простої ГТС, тому в статті її не наведено.

Автором запропоновано нову логіко-математичну модель ГТС. Математичні моделі лінійної ділянки та вузлів використовуються в ній як описано вище, запропоновано змінити системну модель ГТС у частині, яка описує компресорну станцію. Для цього введено поняття розрахункової компресорної станції як групи паралельно працюючих цехів, на вході й виході яких крани міжниткових перемичок знаходяться у відкритому стані. При розрахунку режиму ГТС кожний з елементів системи (лінійна ділянка чи компресорна станція) не лише активно впливає на всі без винятку інші елементи, а й сам зазнає впливу кожного з них. Це означає, що на поточній ітерації кожна розрахункова компресорна станція повинна виробляти керуючий вплив, що є інтеграцією керуючих впливів усіх інших компресорних станцій та лі-

нійних ділянок на попередній ітерації. Фактичним керуючим впливом розрахункової компресорної станції є масові витрати, які вона може пропустити через себе за певних тисків на її вході й виході.

При такому підході тиск на вході й виході розрахункової КС є інтегрованою функцією керуючих впливів усіх інших компресорних станцій і лінійних ділянок системи. Тобто, тиски на вході та виході розрахункової компресорної станції за деякий малий відрізок часу визначаються не стільки роботою самої КС, скільки наповненістю труб лінійної частини. При розрахунках режиму, особливо неусталеного, для визначення вихідного тиску КС недостатньо за характеристиками нагнітача та зведеними витратами визначити ступінь стиснення, за яким і розрахувати вихідний тиск. Швидше навпаки — виходячи з тиску у вхідних та вихідних трубах визначається ступінь стиснення, за якою повинні розраховуватися зведені витрати. Отже, стан газоперекачувального обладнання КС визначає лише спроможність станції пропустити певну кількість газу за таких вхідних температур і вхідних та вихідних тисків, які визначаються прилеглими лінійними ділянками, а точніше — запасом газу в прилеглих трубах.

Метою запропонованих змін до системної моделі ГТС було отримання універсальної моделі, призначеної для проведення розрахунків як стаціонарного, так і нестаціонарного режиму. Всі наведені вище аргументи особливо важливі в разі розрахунку саме нестаціонарного режиму, адже лінійна ділянка є об'єктом інерційним, на відміну від КС, процеси в якій, як припускається, відбуваються миттєво.

Виходячи з означеного вище, вперше запропоновано представляти розрахункову КС у загальній системі рівнянь, що описує процес у ГТС, замість сукупності рівнянь для тисків усіх груп КС, одним рівнянням:

$$a\Delta M_{\text{КС}} = \Delta_{\text{масКС}},$$

тут $\Delta M_{\text{КС}}$ — поправка до сумарних масових витрат через усі групи газоперекачувальних агрегатів, що працюють у складі розрахункової компресорної станції. Поправка визначається рішенням загальної системи рівнянь; $\Delta_{\text{масКС}}$ — нев'язка масових витрат через КС, тобто надлишок або нестача масових витрат, які розрахункова КС не може пропустити через фактичний технічний стан її компримуючого обладнання; a — коефіцієнт, який дорівнює 1.

Структуру математичної моделі КС для логіко-математичної моделі ГТС наведено на рис. 3.

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & -1 & & & \\ & & & 1 & & & \\ & & & & 1 & -1 & -1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta(f_1 V_1) \\ \Delta(f_2 V_2) \\ \Delta(f_n V_n) \\ \Delta M_{КС} \\ \Delta(f_{n+1} V_{n+1}) \\ \Delta(f_1 V_1) \\ \Delta(f_m V_m) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta_{мас\text{ вх.}} \\ \Delta_{мас\text{ КС}} \\ \Delta_{мас\text{ вих.}} \end{bmatrix}$$

Рис. 3. Структура математичної моделі КС для логіко-математичної моделі ГТС

Нев'язки $\Delta_{мас\text{ вх}}$ та $\Delta_{мас\text{ вих}}$ розраховуються за формулами (15), (16). На розрахунок нев'язки $\Delta_{мас\text{ КС}}$ впливають не лише загальноцехові параметри, а й абсолютно всі параметри кожного ГПА розрахункової компресорної станції. Алгоритм розрахунку нев'язки $\Delta_{мас\text{ КС}}$ наведено нижче.

Запропонований підхід має ряд суттєвих переваг. По-перше, розрахунок загальної системи рівнянь, що описує режим ГТС, є дуже складною та об'ємною системою. Наприклад, є фрагмент ГС із трьома працюючими компресорними станціями та чотирма лінійними ділянками. У кожній КС вісім цехів, усі цехи працюють за схемою 4x1, а на лінійних ділянках працює вісім паралельних ниток. За класичною моделлю в загальну матрицю системи рівнянь для кожної такої КС входить 4x8=32 рівняння для груп; для трьох КС, відповідно, 96 рівнянь. Нехай лінійні ділянки складаються лише з однієї елементарної ділянки, тобто на ЛД немає проміжних кранових площадок. При моделюванні ЛД обирається максимально припустимий шаг за просторовою координатою вздовж труб, отже на кожній трубі розглядається лише одна додаткова точка посередині. В цьому випадку мінімальна кількість рівнянь у загальній матриці буде близько 320. Запропонований підхід замінює всі рівняння для груп кожної розрахункової КС одним рівнянням, що дозволяє зменшити кількість невідомих і рівнянь у загальній матриці. В нашому прикладі це третє рівняння замість 96-и, тобто кількість рівнянь у загальній матриці зменшується приблизно на 30%. Зменшення кількості рівнянь і невідомих, своєї черги, дозволяє значно прискорити процес обчислення, розрахунок виконується в режимі реального часу.

По-друге, якщо КС повністю присутня в загальній матриці, то при обчисленні часового шару на кожній з ітерацій доводиться виконувати деталізований розрахунок компресорної станції, аж до розрахунку обертів кожного нагнітача. Після за-

кінчення розрахунку на кожній ітерації виконується перевірка, чи відповідає режим роботи кожного ГПА розрахункової КС обмеженням, які накладаються на частоту обертання, потужність та зведені об'ємні витрати. Частота обертання кожного ВЦН повинна бути в межах, які зумовлено паспортом агрегату $n_{\min} \leq n \leq n_{\max}$, де n_{\min} , n_{\max} — мінімальні та максимальні припустимі обороти ВЦН. Потужність ВЦН на режимі не повинна перевищувати максимально припустиму на даному режимі потужність приводу $N_{ВЦН} + N_{мех.} \leq N_{\max\text{ ГТУ}}$, де $N_{мех.}$ — механічні витрати по валу силової турбіни ВЦН. Зведені об'ємні витрати через ВЦН повинні знаходитись у припустимому діапазоні, який визначається з паспорта нагнітача $1,1 Q_{\min} \leq Q_{ВЦН} \leq Q_{\max}$, де Q_{\min} , Q_{\max} — мінімальні та максимальні припустимі зведені витрати ВЦН. Коефіцієнт 1,1 за мінімальних припустимих зведених об'ємних витрат забезпечує віддалення ВЦН від помпажної зони.

Водночас слід зазначити, що у процесі виконання обчислень, особливо на початкових ітераціях, розрахункові режимні параметри можуть дуже сильно відрізнятись від остаточних значень. Тому, з одного боку, непотрібно проробувати режим кожного агрегату на кожній ітерації, але, з іншого боку, неможливо обійтись без ретельного контролю розрахованих проміжних режимів компресорних цехів для переконання, що проміжний режим, який отримано при розрахунку попередньої ітерації, є припустимим і може бути реалізований розрахунковою КС.

Це протиріччя знімає запропонований підхід, коли розрахунок КС винесено із загальної системи рівнянь, що описують систему транспорту газу. На кожній ітерації в результаті розрахунку загальної системи рівнянь визначаються поправки до масових витрат, вхідних і вихідних тисків та вхідних температур, після чого здійснюється перевірка, чи в змозі кожна розрахункова КС реалізувати такий режим. У разі, якщо цей режим компресорна станція з певним технічним станом газоперекачувального обладнання реалізувати не може, визначається надлишок або нестача масових витрат через КС. Для цього запропоновано новий алгоритм.

Початковими даними для цього алгоритму є:

- структура кожного цеху КС: кількість встановлених ГПА, схеми їх включення, основні стани ГПА — працездатний/у ремонті;
- результати діагностики кожного ГПА: коефіцієнти технічного стану ГТУ за потужністю та ВЦН за політропним напором і політропним ККД;

— фактичні (скоректовані) газодинамічні характеристики ВЦН;

— параметри компримювання — режимні параметри системи на останній розрахованій ітерації. Для першої ітерації використовуються початкові умови, які задано користувачем: комерційні витрати, тиск на вході та виході розрахункової КС, температура газу на її вході;

— параметри зовнішнього повітря: температура і тиск, густина газу за нормальних умов.

На основі цих вхідних даних виконуються розрахунки відповідно до запропонованого алгоритму.

1. Вхідний і вихідний тиск КС $P_{вх.кк.}, P_{вих.кк.}$ приводяться до вхідних і вихідних тисків для груп нагнітачів $P_{вх.гп.}, P_{вих.гп.}$ з урахуванням падіння тиску на об'язках КС і цеху та знаходиться необхідний ступінь стиснення $\varepsilon = P_{вх.гп.} / P_{вих.гп.}$. Для кожної групи ГПА здійснюється перевірка, чи лежить значення необхідного ступеня стиснення в припустимих діапазонах $\varepsilon_{\min.гп.} < \varepsilon < \varepsilon_{\max.гп.}$, де $\varepsilon_{\min.гп.}, \varepsilon_{\max.гп.}$ — мінімальний та максимальний ступінь стиснення для групи ГПА. При одноступеневому включенні ГПА, ці ступені стиснення дорівнюють скоректованим відповідно до фактичного технічного стану ВЦН паспортним значенням. У випадку двоступеневого стиснення приймається $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \sqrt{\varepsilon}$. Якщо необхідний ступінь стиснення виходить за рамки припустимого діапазону, приймається відповідно $\varepsilon = \varepsilon_{\max.гп.}$, якщо $\varepsilon > \varepsilon_{\max.гп.}$ або $\varepsilon = \varepsilon_{\min.гп.}$, якщо $\varepsilon < \varepsilon_{\min.гп.}$.

2. Для кожної групи ГПА за фактичною характеристикою і необхідним ступенем стиснення ε визначається припустимий діапазон завантаження агрегату $1,1Q_{\min.вцн} \div Q_{\max.вцн}$. У випадку двоступеневого стиснення $\varepsilon = \varepsilon_1 \cdot \varepsilon_2$, де $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ — коефіцієнти стиснення першого та другого ВЦН групи. На цьому етапі розрахунку приймається $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$ і визначаються припустимі діапазони завантаження для кожного ВЦН. З двох діапазонів обирається вужчий.

3. Ітераційно визначається температура на вході ВЦН. Задається початкове значення $T_{2H} = T_{1H} + 30$ і температура T_{2H} для ступеня підвищення тиску ε для фактичного політропічного ККД $\eta_{пол}$ обчислюється ітераційно за формулою:

$$T_{2H} = T_{1H} \cdot \varepsilon^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_{пол}}},$$

де K — коефіцієнт "псевдоізентропи", який обчислюється для середніх параметрів компримювання.

4. Для кожного агрегату групи ГПА обчислюється політропний напір $H_{пол}$, який може пропус-

тити ВЦН на режимі:

$$H_{пол} = \frac{1}{n_T - 1} \cdot Z_{cp} \cdot R \cdot T_{1H} \cdot \left(\varepsilon^{\frac{n_T-1}{n_T}} - 1 \right) \cdot 9,80665,$$

де $\frac{n_T-1}{n_T}$ — температурний показник політропи; T_{1H} — температура на вході нагнітача на проміжному режимі; Z_{cp} — коефіцієнт стиснення, який розраховується за рівнянням Бенедикта-Уеба-Рабіна для середніх параметрів компримювання.

Розрахунок коефіцієнта "псевдоізентропи" та температурного показника політропи докладно описано у [3]. Для ГПА, які працюють у групі послідовно, політропний напір обирається за меншим значенням.

5. Максимальна потужність, яку може розвинути ВЦН кожного агрегату на режимі, визначається за формулою:

$$N_i = \frac{Q_{зв.вцн}}{60} \rho_{1H} \frac{H_{пол}}{\eta_{пол}} 10^{-3}, \quad (17)$$

де ρ_{1H} — густина газу на вході ВЦН.

Потужність ВЦН обмежується максимально припустимою потужністю привода на режимі $N_{\max} + N_{\text{мех.}} \leq N_{\max.гту}$. Якщо ця умова не виконується, приймається $N_{\max} = N_{\max.гту} - N_{\text{мех.}}$ та з (17) визначається нове значення максимально припустимих об'ємних витрат $Q_{\max.вцн}$ через агрегат.

6. Після розрахунку максимально припустимих об'ємних витрат для всіх груп їх значення підсумовуються. Ця сума є тими максимально припустимими об'ємними витратами, що їх може пропустити через себе розрахункова компресорна станція за відомих тисків на вході та виході. Максимальні масові витрати $M_{\max.кк.} = \frac{Q_{\max.вцн} \cdot \rho_1}{60}$.

7. Мінімальні масові витрати, які може пропустити КС, щоб її агрегати не потрапили до зони помпажу, при рішенні задачі без фіксації схем роботи обладнання визначається найнижчою пропускною спроможністю з усіх працездатних агрегатів КС.

8. Якщо для масових витрат, які обчислено на попередній ітерації, справедлива умова $M_{\min.кк.} < M_{кк.} < M_{\max.кк.}$, то в загальну систему рівнянь заноситься $\Delta_{\text{мас.кк.}} = 0$. В іншому випадку

$$\Delta_{\text{мас.кк.}} = M_{\max.кк.} - M_{кк.} \quad \text{або} \quad \Delta_{\text{мас.кк.}} = M_{\min.кк.} - M_{кк.}$$

Розрахунок продовжується доти, доки $|\Delta_{\text{мас.кк.}}|$ усіх розрахункових КС не стануть меншими чи рівними за точність розрахунку. Такий механізм розрахунку гарантує, що обчислений режим кожної розрахункової КС може бути реалізований за фактичного технічного стану компресорного обладнання.

Після того як ітераційний процес зійшовся, виконується розподіл потоків газу між цехами розрахункової компресорної станції та вибір з урахуванням технічного стану газоперекачувальних агрегатів схеми роботи кожного цеху з мінімальними витратами палива на власні потреби.

1. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф., Каниболотский М.А. *Неизотермическое движение газа в трубах.* — Новосибирск: Наука, 1978. — 128 с.
2. Кулик М.Н. *Методы системного анализа в энергетических исследованиях.* — К.: Наукова думка, 1987. — 200 с.
3. Лінецький Й.К., Леценко І.Ч., Вертепов А.Г. Отримання та урахування фактичних характеристик обладнання в розрахунках режимів компресорних станцій магістральних газопроводів // *Проблеми загальної енергетики.* — 1999. — №1. — С. 40-47.
4. Лінецький Й.К., Щербина Е.В., Леценко І.Ч., Вертепов А.Г. Оперативна діагностика обладнання в системах магістрального транспорту газу // *Проблеми загальної енергетики.* — 2001. — №4. — С. 49-53.