

УДК 622.691.4.004.67

АНАЛІЗ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Тимків Д.Ф., Онацко Р.Г., Матієшин Д.Д.

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3422) 4 93 58; e-mail: public@ifdtung.if.ua*

Проаналізовано математичні моделі роботи складних газотранспортних систем та доцільність їх використання для оптимального керування експлуатаційними режимами газопроводів.

Ключові слова: газопровід, експлуатаційний режим, компресорна станція, оптимальне керування

Газотранспортна система України є однією з найпотужніших у світі за обсягом транспортування та збору газу (рис. 1). Ця система є буфером між газовидобувними регіонами Росії, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України та споживачами нашої держави і промислово розвиненої Європи. Тобто ГТС інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Її пропускна спроможність на вході складає 290 млрд. м³, на виході – 180 млрд. м³ газу на рік (до країн Європи – 142 млрд. м³).

Основна функція ГТС – надійне забезпечення газом внутрішніх споживачів України та безперебійне постачання транзитного природного газу через нашу територію європейським споживачам газу.

У зв'язку з цим на систему покладено наступні функції:

- транспортування та збір газу із національних родовищ природного газу споживачам України;
- транзит газу через територію України до країн Центральної і Західної Європи, а також Молдови, Білорусі та південних областей Росії;
- зберігання природного газу в підземних сховищах газу (ПСГ).

Система газопостачання України є однією із найрозгалуженіших у Європі: траси МГ проходять через усі області України і Республіку Крим, що створило сприятливі умови для їх газифікації, переведення на газове паливо теплових електростанцій, металургії, машинобудування, харчової промисловості, дозволило створити могутню хімічну промисловість на основі газової сировини. Тому одним із найголовніших стратегічних завдань є підтримка на високому технічному рівні об'єктів системи та подальшого розширення ГТС України для забезпечення надійності постачання газу на європейській та внутрішній ринки.

Через ГТС у 2004 році було транспортовано 202 млрд. м³ природного газу; у тому числі 68 млрд. м³ – споживачам України і 120,4 млрд. м³ – до країн Західної Європи. Основними напрямками транзиту газу через Україну в 2004 році були Словаччина (82,6 млрд. м³), Угорщина (11,6 млрд. м³), Польща (4,6 млрд. м³) та Балканські країни (21,6 млрд. м). У ПСГ було закачано 16,1 млрд. м³ газу, відібрано – 17,1 млрд. м³.

Транзит російського газу через територію України до країн Європи становить близько 85% загального обсягу російського й середньоазійського експорту газу, що складає більш, ніж чверть загального обсягу споживання газу в Європі.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб газу в країнах Західної, Центральної та Східної Європи вимагає збільшення об'ємів його постачання. За прогнозами очікують збільшення споживання газу в Західній Європі до 2010 р. на 24%, а до 2025р. – на 27%, споживання газу складе, відповідно, 550-575 млрд. м³ та 580-600 млрд. м³. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії та Середньої Азії.

Магістральні газопроводи – це головна складова частина паливно-енергетичного комплексу України. Основним оператором ГТС є ДК «Укртрансгаз» – дочірня компанія Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». До складу ДК «Укртрансгаз» входить 18 підприємств та організацій, у тому числі 6 управлінь магістральних газопроводів, будівельні та сервісні підрозділи, науково-дослідний інститут, Об'єднане диспетчерське управління та інші.

ГТС ДК «Укртрансгаз» включає в себе понад 35,6 тисячі кілометрів магістральних газопроводів та газопроводів-відгалужень.

Структура газопроводів за діаметром наступна: ДУ 1400 – 15,28%, ДУ 1200 – 10,74%, ДУ 1000 – 12,48%, ДУ 800 – 5,28 %, ДУ 700 – 9,19%, ДУ 500 – 47,03%.

Довжина магістральних газопроводів складає 22,6 тис. км, газопроводів-відгалужень – 13,0 тис. км. Кількість газорозподільних станцій – 1358.

Проектна пропускна здатність ГТС на вході в Україну 292 млрд. куб. м³ на рік, на виході – 170 млрд. куб. м³. У 111 компресорних цехах на 71 компресорній станції працює 708 газоперекачувальних агрегатів загальною потужністю 5388,4 МВт.

Важливою складовою ГТС і одним із основних елементів її надійності є 12 підземних сховищ газу загальною потужністю 32 млрд. куб. м³, найбільші з яких розташовані в географічному центрі Європи – на заході України (Більче-Волинське підземне сховище, Дашавське, Угерське, Богородчанське, Лопарське).

Природний газ із Росії та Білорусії поступає в ГТС України по 9 ГВС, які розташовані на українському кордоні. Це Сохранівка, Писарівка, Серебрянка, Валуйки, Суджа, Мозир, Кобрин.

Транзитні експортні поставки російського газу здійснюються, здебільшого, газопроводами «Союз», Уренгой – Помари – Ужгород, «Прогрес», Елецк – Курськ – Кременчук – Кривий Ріг, Ананьїв – Тираспіль – Ізмаїл, Долина – Ужгород – Держкордон та Київською системою газопроводів через газовимірювальні станції Ужгород, Берегово, Дроздовичі, Орловка і Теково.

Обсяги споживання газу в Україні з урахуванням технологічних потреб у процесі видобування та транспортування у 2000 році склали 73,4 млрд. куб. м. (в т. ч. технологічні потреби – 7,7 млрд. куб. м.).

Структура споживання природного газу в Україні така: населення та компобут – 37,5%, електроенергетика – 17,4 %, технологічні проблеми газового комплексу – 10,4%, металургія – 12,8 %, хімія – 11,3%, інші промислові споживачі – 10,6 %.

Газопроводи перетинають понад шість тисяч штучних і природних перепон (близько однієї тисячі водних об'єктів і більше п'яти тисяч автомобільних та залізничних доріг).

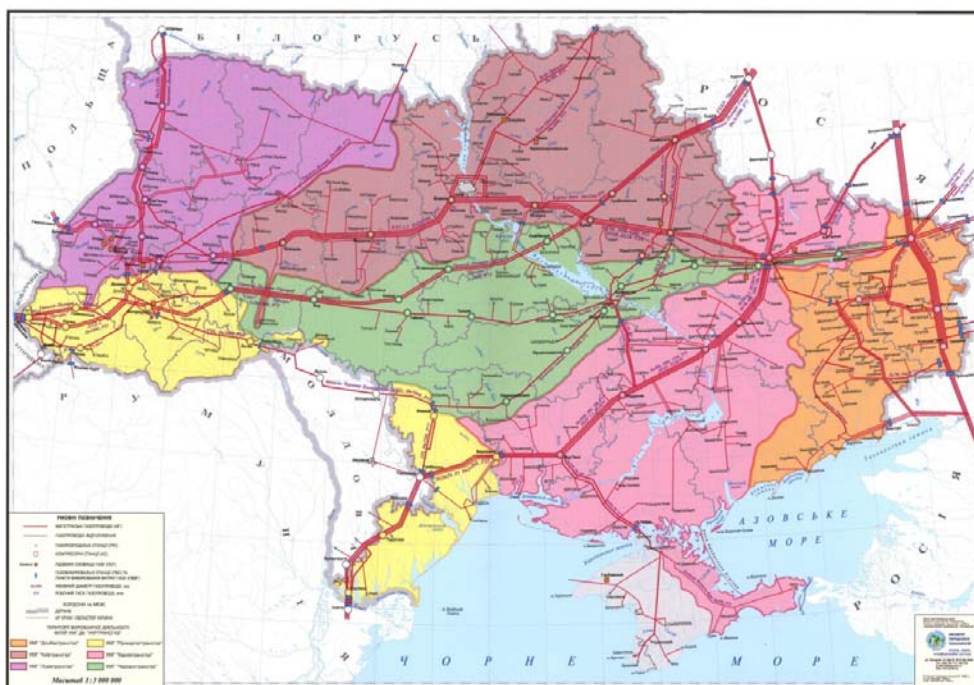


Рис. 1. Газотранспортна система України

На об'єктах лінійної частини експлуатують більше дванадцяти тисяч одиниць запірно-регульованої арматури.

ГТС України є складним промисловим комплексом, газопроводи якої мають технологічні перемички і з'єднані з ПСГ. Це дає можливість працювати в єдиному технологічному режимі та забезпечувати високий рівень надійності й маневровості в процесі цільового постачання газу, а також постачання газу в екстремальних ситуаціях.

Основні техніко-економічні показники ГТС наведені у табл. 1.

Для порівняння, на магістральних газопроводах і підземних сховищах газу Росії функціонує 261 компресорна станція (КС) з загальною кількістю цехів 693. Кількість встановлених газоперекачувальних агрегатів складає 4024. Їх загальна встановлена потужність – 42,6 млн. кВт.

Розподіл за типами агрегатів такий:

- 3085 – газотурбінні установки, загальною потужністю 35,867 млн. кВт;
- 729 – електропровідні, загальною потужністю 6,433 млн. кВт;
- 228 – газомоторні агрегати, загальною потужністю 0,3 млн. кВт.

Розвинена інфраструктура трубопровідного транспорту України і газової промисловості, зокрема, дають можливість ефективно інтегруватися в єдину Європейську систему постачання енергоносіїв. За таких умов зростають вимоги до надійності газопровідних систем. Проте проблема її забезпечення та безаварійної роботи об'єктів ГТС України щороку набуває все важливішого значення, оскільки відбувається процес старіння основних фондів. За умов обмеженого фінансування й обмеження ресурсів на реконструкцію та технічне переозброєння, обсяг старих основних фондів постійно зростає, що може спричинити зниження рівня надійності роботи ГТС і, як наслідок, призвести до зривів плану подачі газу споживачам, втрати продукту, простою експлуатаційного обладнання та нанесення екологічних збитків довіллю.

Таблиця 1 – Основні техніко-економічні показники ГТС України

Найменування	Київ-трансгаз	Харків-трансгаз	Черкаси-трансгаз	Донбас-трансгаз	Львів-трансгаз	Прикарпат-трансгаз	Укр-трансгаз
Кількість КС	15	9	17	6	11	13	71
Кількість КЦ	23	13	23	7	20	23	109
Потужність ГПА, кВт	1027644	407100	1668500	376820	829180	1100660	5323104
Протяжність ГТС, км	9193,3	6595,3	5054,4	5136,1	5495,5	4971,4	36446
Кількість ПСГ	3	2	–	2	4	1	12
Загальна активна ємність ПСГ, ³ млрд. м	3,01	1,7	–	0,83	24,2	2,3	32,04

На сьогодні перед ГТС України гостро стоїть завдання забезпечення стійкого розвитку в умовах значного зносу основних виробничих фондів (рис. 2) та обмежених інвестиційних можливостей щодо їх реконструкції та технічного переозброєння.

Газотранспортна система України складна, має ряд особливостей, що впливають на підходи до створення систем управління режимами роботи.

По-перше, це значні її розміри. Переважна більшість трубопроводів побудована давно, стан їх ізоляції та міцність з часом погіршилися. Що вимагає впровадження телемеханічного контролю за лінійною частиною МГ для контролю її технологічних параметрів та параметрів, що характеризують безпеку експлуатації.

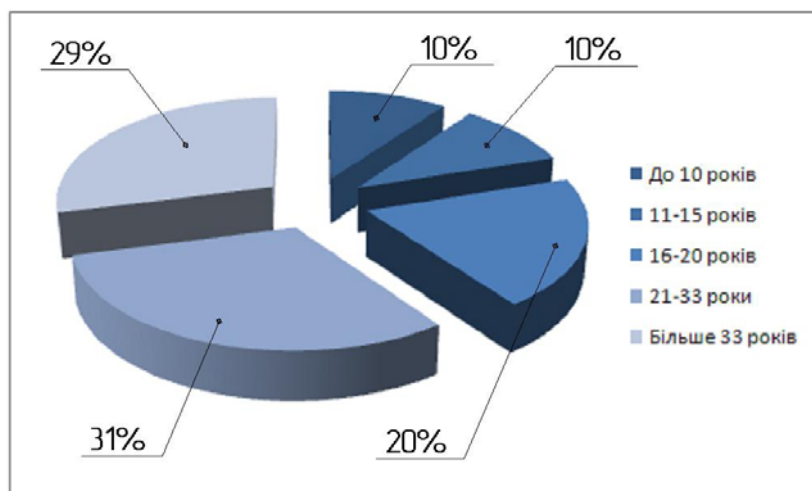


Рис. 2. Діаграма технічного стану магістральних газопроводів

По-друге, основне технічне обладнання МГ – газоперекачувальні агрегати – характеризуються значною різноманітністю і довготривалими термінами експлуатації.

По-третє, газотранспортна система України здійснює транзит у Західну Європу і розподіл споживачам на території держави дуже дорого-

го імпортного газу. У зв'язку з цим на перший план виходять такі проблеми:

- вимірювання і комерційний облік витрат газу, який надходить на територію держави і виходить за її межі, а також споживається по Україні;

- прогнозування можливих аварійних ситуацій як на лінійній частині, так і на компресорних станціях з метою їх запобігання;

- зменшення втрат газу під час аварій.

Газотранспортна система України специфічна, оскільки працює не лише як газотранспортна, але й як газозбірна-газорозподільна система. Газ, що поступає до неї майже із сотні газових і газоконденсатних родовищ України, подається у газові мережі населених пунктів.

Оперативне керівництво та контроль за роботою газотранспортної системи здійснює Об'єднане диспетчерське управління (ОДУ ДК Укртрансгаз).

Організаційна система оперативно-диспетчерського управління газотранспортною системою України розподіляється на три рівні [37,38]:

- рівень ДК „Укртрансгаз” (ОДУ ДК „Укртрансгаз”);
- рівень Управління магістральних газопроводів (ДП УМГ);
- рівень лінійного виробничого управління (ДП ЛВУ) або ПСГ.

Окрім того, роль підгрунтя для систем оперативно-диспетчерського управління відіграють два рівні керування технологічними об'єктами нижнього рівня:

- компресорними цехами КС, ПСГ та допоміжними об'єктами КС;
- газоперекачуючими агрегатами, допоміжними об'єктами компресорного цеху (КЦ) та іншими локальними технологічними агрегатами.

Трирівнева система управління поєднує у собі вимоги щодо централізації управління єдиним технологічним процесом і децентралізації управління великим та складним об'єктом.

Газотранспортна система здебільшого має складну геометричну структуру: наявність кількох ниток, з'єднаних перемичками, лупінгів, численних простих та складних за структурою відгалужень до споживачів тощо. Енергетичними об'єктами є компресорні станції (КС), що мають цехи з різними типами ГПА. Внаслідок реконструкції системи у кожному цеху працюють ГПА з різними характеристиками. Тому можливі варіанти їх роботи за типами працюючих ГПА, за схемою їх спільної роботи (послідовна, паралельна, послідовно-паралельна) і, зрештою, за режимами роботи кожного ГПА (число обертів нагнітача). У зв'язку з цим виникає велика множина варіантів роботи і широке коло для оптимізації.

Складність структури ГТС створює додаткові труднощі в експлуатації. По-перше, функціонування газопроводу в заданому гідравлічному режимі вимагає чіткої узгодженості роботи всіх елементів мережі, особливо в аварійних ситуаціях. По-друге, необхідна підтримка певного температурного режиму, оскільки цей режим вздовж траси не сталий і залежить від характеру ґрунтів.

Окрім того, різке збільшення чи зменшення забору газу призводить до неусталеності його течії трубопроводом. До аналогічних наслідків призводить і зменшення (чи збільшення) підкачки газу, раптове увімкнення чи вимкнення КС, відкриття чи закриття засувки.

Перехідні режими роботи газопроводу супроводжуються значною та інтенсивною зміною тиску, що порушує нормальну роботу газопроводу, а в деяких випадках призводить до його руйнування. Для підтрим-

ки оптимальних параметрів роботи газопроводу в заданих режимах необхідно розробити математичні моделі оперативного керування складними газотранспортними системами.

Вибір методу розрахунку неізотермічних неусталених режимів складних систем магістральних газопроводів залежить від багатьох чинників: геометрії задачі, стаціонарності чи нестаціонарності течії, стискуваності, точності розрахунку, числа необхідних вузлових значень тощо. Під час оцінювання того чи іншого методу необхідно враховувати його складність, гнучкість, пристосовуваність. Тому не можна виділити один якийсь конкретний метод як оптимальний для всіх випадків.

Рівняння транспортування газу включає в себе змінні коефіцієнти при похідних, тому вказати, до якого типу рівнянь відносяться розглядувані вирази, практично неможливо. Внаслідок цього постає проблема вибору універсального методу розрахунку вказаної системи диференціальних рівнянь. Розрахунок режимів роботи магістральних газопроводів для оперативного керування потрібно провести у достатньо стислі терміни; з іншого боку, довжина ділянки, що розраховується, може досягати сотень кілометрів. Отже, вибраний метод повинен бути швидкодіючим за умови достатньої точності розв'язку.

Слід відзначити, що в літературі практично відсутні поради щодо вибору методу розв'язання подібних задач. Як правило, автори різних праць теплові та гідродинамічні задачі розглядають окремо [1,2], а вивчення окремих задач суттєво допомагає при виборі чисельного методу розв'язання і його реалізації на ЕОМ. Різницеві методи розв'язання задач гідродинаміки розглянуті в [3]. Цікавий огляд і досить повні відомості про найбільш часто застосовувані в працях зарубіжних авторів методи розв'язку подано в [4].

Аналіз дослідження робіт різних авторів [4] показав, що більшість неявних схем, безумовно стійких, у разі застосування до диференціальних рівнянь з постійними коефіцієнтами не можуть бути такими ж у випадку застосування їх до системи рівнянь, що описують течію стискуваної рідини. На сьогодні нелінійні задачі течії газів більш успішно розв'язуються за допомогою явних схем [4], хоча в майбутньому неявні схеми розрахунку течій стискуваного середовища можуть набути важливого значення. У зв'язку з цим постає питання про застосування в задачах транспортування природного газу інших методів, таких як метод «прямих», метод характеристик, метод контрольного об'єму, інтегральний метод тощо. Метод «прямих» є одним із багатокрокових за часом методів з явною схемою по просторових змінних. У цьому методі сітка вводиться тільки для частини змінних, які розглядаються як дискретні, а одна змінна (переважно час t) залишається безперервною. При цьому рівняння у часткових похідних апроксимується диференційно-різницеви аналогами, які становлять систему зі значною кількістю звичайних диференціальних рівнянь. Для розв'язання такої системи рівнянь зазвичай застосовують метод Рунге – Кутта з автоматичним вибором кроку. Перевагами цього методу є швидкодія, точність і можливість широкої реалізації на ЕОМ. Розходження спостерігаються тільки під час побудови схем. Найчастіше застосовується схема четвертого порядку точності, яка утворює сім'ю чотиричленних схем.

Метод «прямих» дає змогу ефективно розв'язувати різноманітні задачі, які виникають у процесі моделювання динамічних властивостей трубопровідних систем. Недоліком цього методу є те, що під час розрахунку ділянки в магістральних газопроводах довжиною в декілька со-

тень кілометрів доводиться розв'язувати систему великої кількості диференційних рівнянь. Крім того, у процесі зведення початкових рівнянь до звичайних диференційних опираються на неперервність початкових функцій та їх похідних по всій області інтегрування. Тому метод “прямий” не слід застосовувати за наявності ступінчастих збурень.

Метод характеристик – це метод, суть якого зводиться до відшукування таких напрямків, де часткове диференційне рівняння може бути спрощене до звичайного диференційного рівняння. Він незручний для розрахунку складних схем, які описуються нелінійними диференційними рівняннями. Крім того, різкі зміни параметрів системи (наприклад, перепад тиску в магістральному газопроводі) призводять до неможливості розв'язання цих задач методом характеристик.

Метод контрольного об'єму та інтегральний метод близькі до кінцево-різницевого методу, тому в деяких випадках вони можуть призвести до однакових різницевих виразів похідних.

Інтегральний метод добре проявляє себе при непрямокутних межах. Крім того перевага цього методу полягає у консервативності його схем, тобто він забезпечує виконання певних інтегральних законів збереження, справедливих для початкових диференційних рівнянь. Зауважимо, що за допомогою кінцево-різницевого методу можна також одержати консервативні схеми, але консервативність не обов'язково підвищує точність схем. Наприклад, використання для диференційних рівнянь зі змінними коефіцієнтами неконсервативного методу може дати більш точні результати, ніж консервативний. Метод контрольного об'єму ґрунтується на мікроскопічних фізичних законах, а не на використанні математичного апарату неперервних функцій. Це особливо важливо в тих випадках, коли диференційні рівняння не мають всюди неперервних розв'язків, які можна було б у кожній точці подати у вигляді рядів Тейлора. Однак, у розглядуваній задачі не існує розв'язків із розривами, тому використання методу контрольного об'єму не дає помітних переваг порівняно, наприклад, із кінцево-різницевим методом.

У ряді практичних випадків доцільно застосовувати метод Монте-Карло. Для розв'язку задач такого типу використовують закони великих чисел.

Оцінки f_1, f_2, \dots, f_n шуканої величини f отримують на основі статичної обробки матеріалу, пов'язаного з результатами деяких багатократних випадкових випробувань. При цьому вимагається, щоб випадкова величина f_n при $n \rightarrow \infty$ за ймовірністю збігалась до шуканої величини f , тобто для будь-якого $\varepsilon > 0$ повинно мати місце граничне співвідношення

$$\lim_{n \rightarrow \infty} (P|f - f_n| < \varepsilon) = 1,$$

де P – ймовірність.

Шукана величина f трактується як математичне сподівання деякої випадкової величини.

У [4,5] виділено три основні підходи до використання методів Монте-Карло для розв'язання крайових задач:

- 1) дискретизація задачі з подальшим розв'язанням системи лінійних алгебраїчних рівнянь;
- 2) подання розв'язку у вигляді континуального інтегралу і його обчислення;
- 3) зведення початкової диференційної задачі до спеціального інтегрального рівняння та розв'язання його.

Перший підхід найбільш універсальний і зводиться до простих чисельних алгоритмів. Однак, у ряді випадків вони виявляються значно трудомісткішими, ніж алгоритми, що базуються на інших підходах або детермінованих методах. Зокрема, ймовірнісні методи розв'язку системи алгебраїчних рівнянь, викладені у працях [5], свідчать, що їх застосування не має переваги порівняно з детермінованими методами, коли основна матриця розряджена. Таку матрицю одержують при кінцево-різницевій апроксимації розглянутих нами диференційних рівнянь. Аналогічні висновки зроблено в [2], де аналізуються основні методи розв'язку систем диференційних рівнянь у часткових похідних, пов'язані з кінцево-різницевою апроксимацією. При цьому автори відзначають, що для деяких крайових задач (наприклад, задачі Діріхле) метод дає значну перевагу, якщо необхідно знайти розв'язок в деяких точках.

Отже, перший підхід до побудови методів Монте-Карло, пов'язаних із кінцево-різницевиими апроксимаціями, менш перспективний, ніж другий чи третій, і в задачі, яка розглядається, не дає помітної переваги порівняно з детермінованими алгоритмами. Застосування інших статистичних підходів також ускладнене через відсутність добре розроблених теорій та алгоритмів. Окрім того, програмування цих методів пов'язане з алгоритмічними труднощами. Причому оцінити переваги методу можна тільки після закінчення розробки програми.

Найсучаснішим методом розв'язку систем диференційних рівнянь є метод кінцевих елементів (МКЕ) і його подальша розробка - метод суперелементів (МСЕ). Як і в методі кінцевих різниць, за використання МКЕ для розв'язку крайової задачі, яка описується диференційним рівнянням, пошук невідомої функції замінюють знаходженням її значень у кінцевому числі так званих вузлових точок. На цих вузлових точках будується сітка дискретизації області визначення функції як сукупність кінцевого числа підобластей, які не перетинаються і пов'язані між собою тільки у вузлових точках. У кожній такій підобласті шукана функція локально апроксимується неперервними функціями, які однозначно визначають її значення у будь-якій точці підобласті через вузлові параметри, а також задовольняють критеріям сходження послідовності наближених розв'язків до точного результату у разі зменшення розмірів підобласті. При цьому локальна апроксимація на підобластях дає змогу розглядати останні незалежно один від одного. Такі підобласті з побудовою апроксимації шуканої функції через її вузлові параметри називають кінцевими елементами.

Далі на основі варіаційних принципів із використанням побудованих апроксимуючих функцій у кожній із підобластей знаходиться вид підінтегрального виразу у функціоналі $e(u)$, який відповідає характеру задачі, що розглядається. З умови стаціонарності функціоналу $e(u)$ одержимо

$$\delta e(u) = 0.$$

До переваг МКЕ слід віднести виняткову індиферентність відносно геометрії області, яка розглядається, крайових умов задачі, законів зміни властивостей середовища та зовнішніх впливів на область. Крім того, МКЕ наділений простою фізичною інтерпретацією основних його обчислювальних операцій. Загальними недоліками цього методу є необхідність обробки великих об'ємів інформації, що часто дуже складно навіть у випадку використання найдосконаліших ЕОМ, а також значна затрата праці за підготовку початкових даних для реалізації МКЕ. До того ж МКЕ широко застосовується для рівнянь параболічного типу, які розв'язують задачі механічно деформованих середовищ, а для рівнянь гіпер-

болічного типу одержання підінтегрального виразу в мінімізуючому функціоналі та побудова системи алгебраїчних рівнянь доволі складна задача. Досить важко у разі застосування МКЕ знайти розбиття області визначення шуканої функції на кінцеві елементи, оскільки алгоритми розбиття, а тим більше машинних програм, явно недостатньо.

На відміну від методів, які опираються на кінцево-різницеві схеми низького порядку, методи кінцевих елементів можуть забезпечити високий рівень точності, а, отже, і зменшити розміри системи рівнянь, що підлягають розв'язанню. Тому вимоги до обробки даних виявляються менш жорсткими, і з метою підвищення величини кроку за часом можна скористатися багатоступінчастими різницевиими схемами за часовою змінною. Водночас у разі розв'язання нелінійних задач за допомогою цих методів доводиться на кожному кроці за часом обчислювати інтеграли; у результаті цього об'єм арифметичних операцій на кожному кроці виявляється значно більшим, ніж у разі використанні кінцево-різницеви схем низького порядку. Отже, незважаючи на більшу точність, ці процедури високого порядку, пов'язані зі застосуванням МКЕ для розв'язку нелінійних задач гідравліки та теплообміну, не дають суттєвих переваг у часі порівняно з методами кінцевих різниць при заданій точності розрахунків.

Зіставлення розглянутих методів дає підстави зробити такі висновки:

а) під час розрахунку неусталених неізотермічних режимів для задач в одновимірній постановці ефективніше застосовувати метод сіток, причому перевагу дають неявні схеми;

б) у разі розв'язування задач у двовірній постановці для газопроводів невеликої довжини зручно використовувати схему МСЕ;

в) для газопроводів великої протяжності, а також для розрахунків складних газотранспортних систем при двовірному описі течії газу доцільно скористатися методом «прямих»;

г) для розв'язування задач із непрямокутними межами (зокрема задачі теплообміну з ґрунтом, який має складну поверхню) можливе застосування інтегрального методу;

д) використання методу сіток ефективніше, якщо застосовується схема інтегрування за часовою змінною не нижче другого порядку.

Сучасні умови господарювання вимагають нового підходу до оптимального керування газотранспортною системою України. Водночас бурхливий розвиток новітніх технологій комп'ютерної техніки дає змогу перейти до вивчення нестационарного неізотермічного руху газу в газотранспортній системі з урахуванням тепло- і масообміну з навколишнім середовищем, а також використанням реальних термодинамічних властивостей газу.

Як раніше було доведено, рух газу в трубопроводах є нестационарним. Причинами нестационарності є нерівномірне споживання і підкачування газу із газосховищ, пуск газопроводу після ремонту і аварійних зупинок, підключення і відключення споживачів, газоперекачуючих агрегатів і т. ін. Причини, які зумовлюють нестационарний рух газу, умовно можна поділити на дві групи:

– швидкозмінні процеси в трубопроводах (розрив труб, вмикання або вимикання газоперекачуючого агрегату, передаварійний та аварійний стани компресорної станції);

– нерівномірне споживання газу протягом певного періоду часу, підключення або відключення сховищ підземного зберігання газу.

Обидві ці групи нестационарних процесів необхідно досліджувати і вивчати, з метою урахування під час оперативного керування режимами роботи газотранспортного комплексу. З наведеного випливає, що нестационарний неізотермічний процес руху газу в магістральних трубопроводах із урахуванням усіх можливих факторів (а задача керування ними є багатофакторною), що на нього впливають, на даний момент вивчено недостатньо. Отже, для розв'язання завдань оптимального керування газотранспортною системою України необхідно:

1. Провести аналітичні дослідження термогазодинамічних процесів у складних системах, встановити закономірності розподілу потоку газу з урахуванням змінних геометричних характеристик і характеру гідравлічного опору.

2. Провести аналітичне дослідження процесів пуску і зупинки компресорних станцій для вибору математичних моделей нестационарних процесів у газопроводах із метою здійснення оптимального керування експлуатаційними режимами.

3. Розробити моделі розрахунку режимів роботи складної газотранспортної системи для рівномірного завантаження різнотипних газоперекачуючих агрегатів на компресорних станціях за мінімальних значень витрат паливного газу.

Література

1. Бабе Г.Д., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф. и др. Идентификация моделей гидравлики. – Новосибирск, 1980.
2. Грудз В. Я., Тутко Т. Ф. Пускові динамічні параметри газу на ділянці магістрального газопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001. – Вип.38 (т. 5) – С.45-61.
3. Золотарев Л.Г., Михалевич О.Т., Черпакова Ю.В. Автоматизация диспетчерского управления МГ и ГТС Украины. Сборник тезисов докладов. – М., 2002.
4. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. – М.: Мир, 1980. – 287 с.
5. Соболев И.М. Численные методы Монте-Карло. – М., 1973. – 286 с.

ANALYSIS OF MATHEMATICAL MODELS OF ADJUSTING OF OFFICE HOURS OF THE DIFFICULT GAS-TRANSPORT SYSTEMS

D.F.Timkiv, R.G.Onatsko, D.D.Matieshyn

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

15, Carpats'ka Street, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

ph. +380 (3422) 4 93 58; e-mail: public@ifdtung.if.ua

In the article the mathematical models of work of the difficult gas-transport systems and expedience of their use are analyzed for the optimum management by the operating modes of gas pipelines.

Keywords: *gas pipeline, operating mode, compressor station, optimum management.*